

Strom Linie

Das Magazin zur Energiezukunft

1/2026

Zerren am System?

**Funktioniert der
Strommarkt oder brauchen
wir Reformen?**



Irakrieg

Was der Konflikt am
Golf für unsere Energie-
versorgung bedeutet

EIWG-Umsetzung

Wie Österreichs
Strommarkt jetzt neu
geregelt wird

Netzinfrastuktur

Warum der ÖNIP
dringend überarbeitet
werden muss

ZUKUNFT UNTER STROM.



Oesterreichs Energie Kongress 2026

Der größte Branchenevent der österreichischen E-Wirtschaft findet 2026 in der Hofburg in Wien statt und wird auch digital übertragen. Mit rund 700 Teilnehmenden, über 40 Sponsoren und Ausstellern sowie zahlreichen renommierten Redner:innen setzt der Kongress regelmäßig neue Impulse für die Energiezukunft Österreichs. Diskutieren Sie mit uns unter dem neuen Motto „Zukunft unter Strom“ aktuelle Herausforderungen, Chancen und Trends der E-Wirtschaft und treffen Sie Entscheider:innen aus Branche, Politik, Wirtschaft und Wissenschaft.

energiekongress.at

**Jetzt
anmelden!**
16.–17. September
Wiener
Hofburg

**e oesterreichs
energie**

Liebe Leserinnen und Leser

Die Energiemärkte erinnern uns derzeit schmerzhaft daran, wie eng Europas Versorgung mit dem Weltgeschehen verflochten ist. Die jüngsten Entwicklungen im Iran und die Sperre der Straße von Hormus zeigen, wie schnell geopolitische Krisen auf Lieferketten und Preise durchschlagen. In solchen Phasen werden schnell Rufe nach Eingriffen in den Strommarkt laut.

Gerade jetzt sollten wir aber einen kühlen Kopf bewahren. Der europäische Strommarkt ist kein System, das man je nach geopolitischer Großwetterlage neu einstellen kann. Er koordiniert Millionen von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern, grenzüberschreitend, rund um die Uhr, im Viertelstundentakt, von Lissabon bis Istanbul. Hohe Preise sind nicht nur Knappheitssignale – sie sind auch ein Anreiz für Investitionen. Wer diese Signale verzerrt, mag zwar kurzfristig eine Entlastung bewirken, langfristig riskiert man damit aber höhere Kosten und anhaltende Abhängigkeit.

In der aktuellen Debatte wird oft so getan, als ließe sich die Merit-Order einfach politisch wegverordnen. Tatsächlich beschreibt sie aber ein Grundprinzip funktionierender Märkte: Zum Zug kommt der günstigste noch verfügbare Anbieter. Über Jahrzehnte hat dieses System in Europa niedrige Energiepreise und eine hohe Versorgungssicherheit ermöglicht. Das Problem liegt nicht im Marktdesign, sondern in realen Engpässen und bei unserer weiterhin hohen Abhängigkeit von fossilen Importen.

Die entscheidende Frage lautet deshalb nicht, wie wir Strom und Gas voneinander entkoppeln, sondern wie wir dafür sorgen, dass Gas eine immer kleinere Rolle spielt. Im Gegensatz zu scheinbar einfachen Markteingriffen müssen wir uns mehr eigene Erzeugung, stärkere Netze und größere Speicher hart erarbeiten. Doch genau das ist die Antwort, die uns nicht nur irgendwie durch die nächste Krise bringt, sondern unser Energiesystem dauerhaft robuster und unabhängiger macht.

Lassen Sie uns jetzt mit Hochdruck daran arbeiten!

Barbara Schmidt
Generalsekretärin

**e oesterreichs
energie**

IMPRESSUM. Medieninhaber: Oesterreichs E-Wirtschaft, Brahmplatz 3, 1040 Wien, presse@oesterreichsenergie.at **Herausgeber:** Christian Zwitter
Redaktion: Dr. Piotr Dobrowolski, Klaus Fischer, Melanie Krenn, Rudolf Loidl (Chefredakteur), Daniela Harmer, Ingrid Wunderlich **Grafisches Konzept**
und Design: buero8 **Anzeigen:** JU.connects, ju@juconnects.com **Erscheinungsweise:** 4-mal jährlich **Druck:** Ferdinand Berger & Söhne, Horn

Momentaufnahme *Was seh' ich da?*

1. Februar 2026

Strommasten im Bezirk Tulln in Niederösterreich. Rein rechnerisch fließen hier heute mehr als 50 Prozent Importstrom durch die Leitungen. Der trübste Winter seit 30 Jahren, an dem an vielen Tagen Photovoltaik und Wind fast vollständig ausfielen, erreichte am ersten Sonntag im Februar seinen Höhepunkt: Zur Dunkelflaute kam auch eine vergleichsweise geringe Wasserführung der Laufkraftwerke. Trotz Verfünffachung der PV-Kapazitäten seit 2020 von 2.000 auf 10.000 MW steuerte die Photovoltaik von Oktober bis Ende Jänner lediglich 3 Prozent zum Gesamtstromverbrauch von 28,8 TWh bei. 14 Prozent kamen aus Windenergie, 38 Prozent aus Wasserkraft und jeweils 21 Prozent aus kalorischen Kraftwerken und Importen.



34 Leuchttürme in Europa

Wie moderne
Windkraftanlagen
die Effizienz
bestehender
Standorte
vervielfachen

EVN, BEIGESTELT



- 4 WAS SEH' ICH DA? MOMENTAUFNAHME**
Einen Strommasten im Bezirk Tulln in Niederösterreich
- 8 BRIEFING**
News und Fakten
- 12 GRAPHEN DES MONATS**
Wie steht es um den Erneuerbaren-Ausbau?
- 14 COVERSTORY**
Wie viel Staat verträgt der Strommarkt?
- 22 ENERGIEPOLITIK**
Europas Energie-Nervenprobe
- 24 70-PROZENT-REGEL**
Balanceakt im Stromnetz
- 26 ELWG-UMSETZUNG**
Wie Österreichs Strommarkt jetzt neu geregelt wird



- 30 NETZINFRASTRUKTURPLAN**
Mehr Wind statt Sonne
- 32 STROMNETZ**
Netzpaket für Europa
- 34 LEUCHTTÜRME DER ENERGIEZUKUNFT**
„Leucht-Türme“ für die Windkraft
- 36 DIE STROMMACHER:INNEN**
Sie sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen
- 38 INNOVATION**
Wie haben Sie das gemacht, Herr Prüller?
- 48 1001 VOLT**
Die Top-Events der Energiewirtschaft
- 50 LETZTE UNKLARHEITEN**
Lassen sich aus Wind tatsächlich nur 59,3 % Energie holen?

Dossiers

43 DOSSIER I: KRITISCHE ROHSTOFFE: EU OHNE STRATEGIE
Laut dem Europäischen Rechnungshof fehlt es vor allem an einem soliden Plan zur Bereitstellung von Materialien, die für die Energiewende wichtig sind.

46 DOSSIER II: LANGSTABILISATOREN: FESTHALTEN AN BEWÄHRTEM
Eine beabsichtigte Studie zum Einfluss des Restquarzgehaltes von Porzellan auf mechanische Festigkeit der Geräte über deren Lebensdauer hinweg erwies sich als undurchführbar.



Schwallausgleichs-
kraftwerk Kolbnitz:
ein weiterer Schritt zur
Modernisierung der
Wasserkraft

PV-Strom für den Gemüseanbau

Die Burgenland Energie hat beim Gemüsebetrieb Perlinger eine Photovoltaikanlage errichtet, um die Produktion künftig stärker mit Erneuerbarer Energie zu versorgen. Der erzeugte Strom wird direkt am Standort genutzt und trägt dazu bei, den Energiebedarf des Betriebs nachhaltiger abzudecken. Die Anlage ist Teil einer Reihe von Projekten, mit denen Burgenland Energie Unternehmen beim Umstieg auf Erneuerbare Energie unterstützt. Damit sollen Energieversorgung und regionale Wertschöpfung stärker miteinander verbunden werden.



Landesrat Leonhard Schneemann, Werner Perlinger und Burgenland Energie CEO Stephan Sharma eröffnen die große Dach-PV-Anlage.

Schwallausgleichskraftwerk Kolbnitz: Projekt in Genehmigungsphase

Die Kelag plant das Schwallausgleichskraftwerk Kolbnitz, um erneuerbare Energie aus Wasserkraft für 25.000 Kärntner Haushalte zu erzeugen und die Schwall-Sunk-Thematik in der Möll zu lösen.

Die Kelag hat im Sommer 2025 die Umweltverträglichkeitserklärung eingereicht und arbeitet derzeit an den von der Behörde ergänzend angeforderten Unterlagen. Nach Abschluss der Vollständigkeitsprüfung startet die Umweltverträglichkeitsprüfung mit öffentlicher Auflage. Die Planung basiert auf 18 Fachgutachten sowie umfangreichen geologischen und hydrogeologischen Untersuchungen. Diese bestätigen die Umweltverträglichkeit, insbesondere im Hinblick auf den Schutz von Wasser und Grundwasser. Seit Projektbeginn steht die Kelag im Austausch mit Gemeinden und regionalen Interessensgruppen. Rückmeldungen aus der Region wurden in die Planung integriert. Darunter unter anderem die geplante dynamische Wasserabgabe unterhalb des Kraftwerks Gößnitz, die Errichtung einer neuen Trinkwasserschleife und die unterirdische Netzanbindung.



Foto-Montage
des geplanten
1.000 Schilling
Scheins

Als Zwentendorf zur Banknote werden sollte

Ein Archivfund zeigt, dass das Kernkraftwerk Zwentendorf einst als mögliches Motiv für den 1.000-Schilling-Schein vorgesehen war.

Eine Vorlagenzeichnung des Kraftwerks aus den 1970er-Jahren wurde nun entdeckt. Die Oesterreichische Nationalbank prüfte damals das AKW als Rückseitenmotiv der 1983 erschienenen Banknote mit dem Physiker Erwin Schrödinger. Letztlich entschied man sich jedoch für die Universität Wien. „Es ist jedenfalls nicht das erste Projekt, das an diesem historischen Standort scheiterte“, kommentiert EVN-Sprecher Stefan Zach den Fund. Heute nutzt die EVN Zwentendorf als Sicherheits-Trainingszentrum und Besucherstandort.



BEIGESTELLT, EVN, DANIEL KAUDERLAND OÖ, E-STEIERMARK, BURGENLAND ENERGIE AG, KELAG

Zitat des Monats

„Angesichts realer Gefahren und der ungelösten Endlagerfrage braucht Europa keine Renaissance der Atomkraft, sondern den entschlossenen Ausbau Erneuerbarer Energien.“

STEFAN KAINEDER
Oberösterreichs Umwelt- und Klima-Landesrat anlässlich des 15. Jahrestages der Reaktorkatastrophe von Fukushima



V.l.n.r.: Granit-Geschäftsführer Günther Lederhaas, Energie Steiermark Vorstand Martin Graf, Bürgermeisterin Waltraud Walch und Energie Steiermark Vorstand Werner Ressi

Schnelles Internet für Dobl-Zwaring

Der Glasfaserausbau in der steirischen Gemeinde Dobl-Zwaring kommt voran. Die Energie Steiermark errichtet derzeit gemeinsam mit dem Bauunternehmen Granit ein leistungsfähiges Glasfasernetz, um Haushalte und Betriebe an schnelles Internet anzubinden. Insgesamt sollen rund 50 Kilometer Glasfaserleitungen verlegt werden. Ziel ist es, die digitale Infrastruktur in der Region zu stärken und langfristig stabile, hochleistungsfähige Datenverbindungen zu ermöglichen.

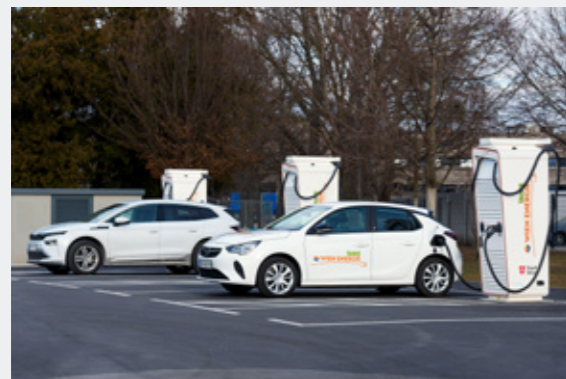


V.l.n.r.: Andreas Pavluk (KNG Netzbau), Eva Tatschl-Unterberger (KNG GF), Michaela Zöberer (TSM-Zertifizierungsstelle), Michael Marketz (KNG GF), Thomas Patterer (TSM-Fachexperte), Kurt Hackl (TSM-Auditor)

Mehr Tempo beim Laden

Wien Energie hat 2025 vier neue Schnellladeparks und mehr als 900 zusätzliche Ladepunkte in Betrieb genommen. Damit wurde die öffentliche Ladeinfrastruktur in Wien und Umgebung weiter ausgebaut.

Die neuen Schnellladeparks ermöglichen besonders kurze Ladezeiten und sollen vor allem entlang stark frequentierter Verkehrsachsen das Laden erleichtern. Insgesamt betreibt Wien Energie damit mehrere tausend Ladepunkte in der Ostregion. Laut Wien Energie treibe das Unternehmen mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur die Elektromobilität in Wien weiter voran. Ziel sei es, das öffentliche Ladenetz kontinuierlich zu erweitern und damit den Umstieg auf klimafreundliche Mobilität zu unterstützen.



Der Wien Energie Schnellladepark in der Simmeringer Hauptstraße

Geprüft. Sicher. Bestätigt.

Die Kärnten Netz hat das Verlängerungsaudit ihres Technischen Sicherheitsmanagements (TSM) erfolgreich bestanden.

Damit wird bestätigt, dass Organisation, Abläufe und technische Ausstattung weiterhin höchsten Anforderungen entsprechen und einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Das von Oesterreichs Energie vergebene TSM-Zertifikat überprüft im Rahmen eines Audits, ob Netzbetreiber über die erforderlichen personellen, technischen und wirtschaftlichen Ressourcen verfügen und Risiken systematisch managen. Im aktuellen Prüfverfahren standen unter anderem die technische Organisation, klar definierte Verantwortlichkeiten, die Dokumentation von Prozessen, Risikobewertung sowie Qualifikation und Weiterbildung der Mitarbeitenden im Fokus. Das Zertifikat ist jeweils fünf Jahre gültig und muss regelmäßig erneuert werden.



1,2 Megawatt Leistung erreicht ein neues „fliegendes Kraftwerk“, das derzeit in China getestet wird. Die Anlage nutzt Höhenwinde in mehreren hundert Metern Höhe: Eine mit Helium gefüllte Plattform mit Rotoren schwebt am Seil und leitet den erzeugten Strom über ein Kabel zur Erde.

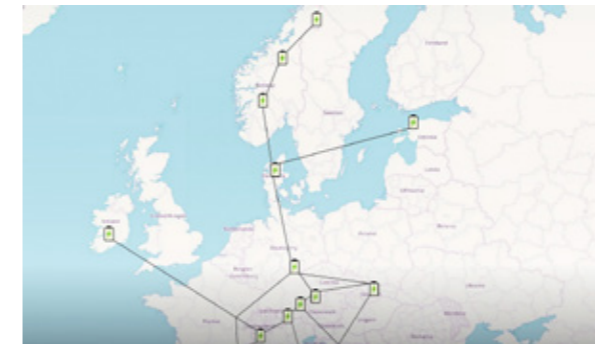
BEIGESTELLT, OE, WIEN ENERGIE/CHRISTIAN HOFER, TSINGHUA UNIVERSITY, LAURENT ZIEGLER, WIENER NETZE / MARTIN HÖRMANDINGER, TIWAG, KELAG



Silvretta-Hochalpenstraße als zentrale Zufahrtsachse für den Kraftwerksbetrieb in der Region derzeit gesperrt und künftig umfassend gesichert.

Silvretta-Hochalpenstraße: Wichtige Kraftwerksinfrastruktur wird gesichert

Nach massiven Felsstürzen bleibt die Silvretta-Hochalpenstraße bis mindestens 2030 gesperrt. illwerke kvk plant umfassende Schutzmaßnahmen inklusive Umliegungen und Dämmen. Die Straße ist zentrale Infrastruktur für den Kraftwerksbetrieb in der Silvretta und damit systemrelevant. Baubeschluss könnte 2027 erfolgen, die Umsetzung ist bis 2029 vorgesehen.



Mehr Flexibilität für das europäische Energiesystem

Pumpspeicher Versetzt auf EU-Liste

Die EU stuft das Projekt erneut als strategisch relevant für die Energiewende ein.

Das Pumpspeicherkraftwerk Versetzt der TIWAG wurde erneut in die EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI) aufgenommen. Damit unterstreicht die EU die strategische Bedeutung des Projekts für die Integration Erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit. Pumpspeicher gelten als zentrale Flexibilitätsoption im Stromsystem, insbesondere zur Speicherung volatiler Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. Die Einstufung als PCI-Projekt erleichtert Genehmigungsverfahren und verbessert den Zugang zu Fördermitteln.

PERSONALIA



Anna Jasper-Martens

wird neue Vorstandsvorsitzende der illwerke kvk. Sie übernimmt die Funktion am 1. Dezember 2026 und folgt auf Christof Germann, der in den Ruhestand tritt. Jasper-Martens verantwortet künftig unter anderem die Bereiche Finanzen, Personal, Recht und Unternehmensentwicklung.



Michael Strebl & Alfons Haber

wechselt von der Geschäftsführung von Wien Energie an die Spitze der Regulierungsbehörde E-Control. Zugleich wird das Vorstandsmandat von Alfons Haber um weitere fünf Jahre verlängert. Strebl folgt auf Wolfgang Urbantschitsch, dessen Mandat nach zwei Funktionsperioden im März 2026 endete und gesetzlich nicht weiter verlängert werden kann.



Thomas Angerer

leitet seit Anfang Jänner neben Gerhard Fida und Ilse Hirt die Wiener Netze. Er folgt damit Thomas Maderbacher, der heuer in Pension geht. Angerer verantwortet die Bereiche Finanzen, Recht und Regulationsmanagement, Infrastrukturmanagement sowie Allgemeine Services.



Julia Weberberger

ist neues Vorstandsmitglied des Green Energy Lab, dem auch die Energie AG Oberösterreich beigetreten ist. Weberberger leitet die Konzernstrategie der Energie AG Oberösterreich.



Monika Auer & Stephan Renner

teilen sich seit Jänner die Geschäftsführung der ÖGUT (Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik). Renner war zuletzt als energiepolitischer Referent im Land Burgenland und im Kabinett des Klimaschutzministeriums tätig.

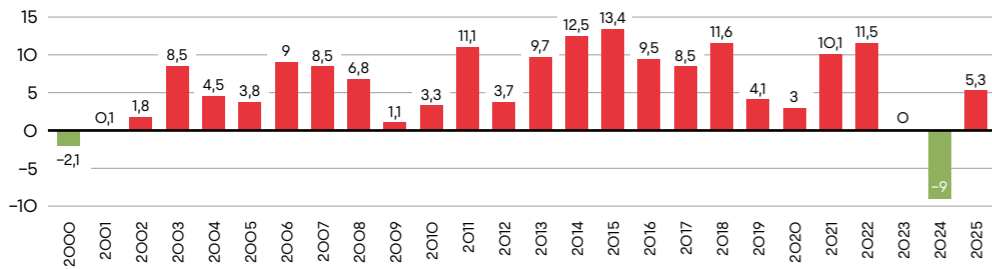


Wie steht es um den Erneuerbaren-Ausbau?

Energiekrise, PV-Boom und steigende Systemkosten haben die Rahmenbedingungen für die Stromversorgung in den vergangenen Jahren grundlegend verändert. Dennoch gilt es, im Hinblick auf Unabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit die Transformation des Energiesystems voranzutreiben. Doch wie kann das schnell und günstig gelingen?

Österreich 2025 erneut Strom-Importeur

Angaben in Prozent, gemessen am Inlandsstromverbrauch, Quellen: E-Control, Oesterreichs Energie



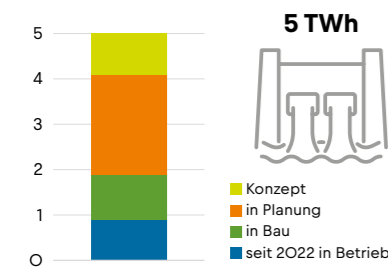
Nach dem starken Stromjahr 2024 mit einem hohen Exportüberschuss ging die erneuerbare Stromerzeugung in Österreich 2025 um rund ein Fünftel zurück – unter anderem wegen der schwächeren Wasserkraft. Österreich war damit wieder deutlich stärker auf Stromimporte angewiesen.

Ziele 2030: Genug Sonne, zu wenig Wasser und Wind

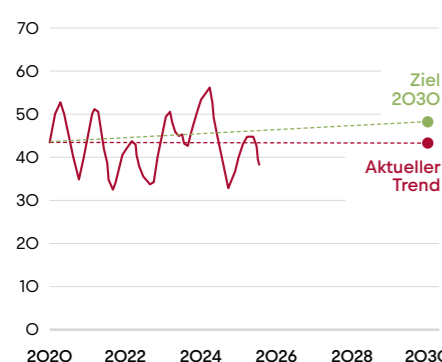
Wasserkraft: Knapp am Ziel vorbei

Die Wasserkraft entwickelt sich grundsätzlich positiv – manche Projekte können aber wohl erst deutlich nach 2030 fertiggestellt werden. Zügigere Genehmigungen wären hier ein zentraler Hebel für einen rascheren Ausbau.

Projekte Mitgliedsunternehmen OE: Erzeugung in TWh (Stand: 2025)

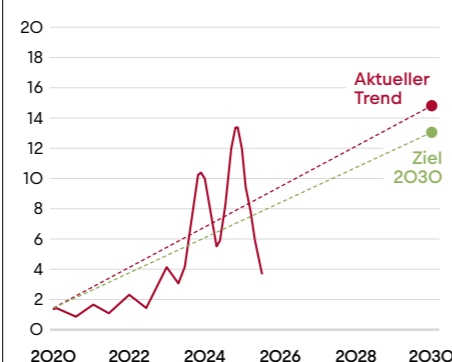
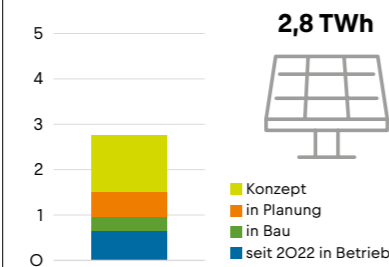


Brutto-Stromerzeugung: Erzeugung in TWh/Jahr



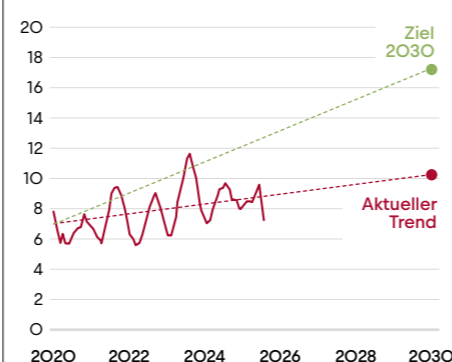
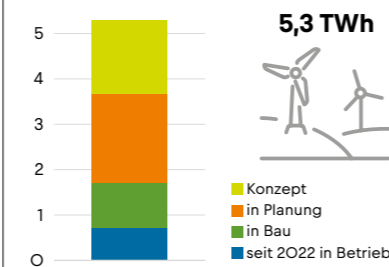
Photovoltaik: Ausbau geordnet vorantreiben

Mit rund 10 GW installierter Leistung übertrifft die PV die österreichische Laufwasserkraft bereits deutlich. Der Boom ist beachtlich, treibt aber auch die Netztarife. Um die Kosten zu dämpfen, braucht es künftig einen geordneteren Ausbau und eine bessere Systemintegration.

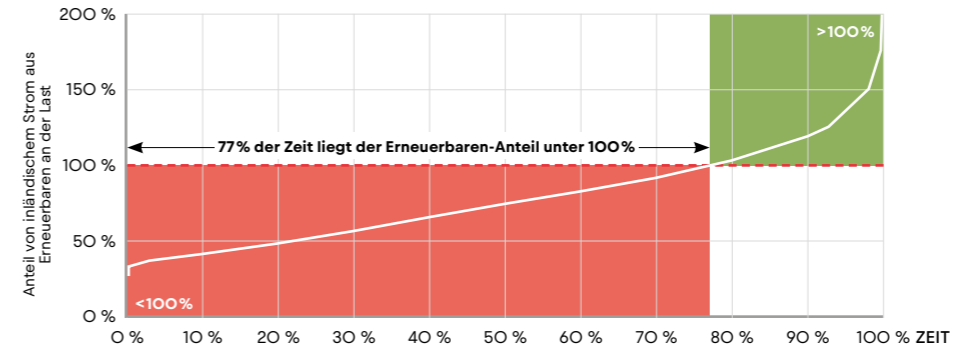


Windkraft: Beschleunigung notwendig

Hier besteht Handlungsbedarf: Der bisherige Zubau liegt klar unter dem nötigen Niveau. Hält dieser Trend an, wird bis 2030 nur etwas mehr als die Hälfte des erforderlichen Ausbaus erreicht. Gerade diese Technologie ist aber für die Stromversorgung im Winter besonders wichtig.



Quellen: Oesterreichs Energie, E-Control, eigene Darstellung



Nur jede fünfte Stunde 100 % erneuerbar

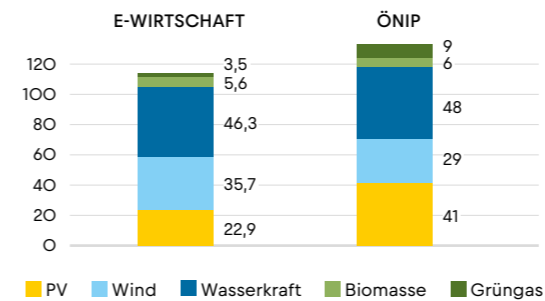
Ein Blick auf die stündliche Stromversorgung über das Jahr 2025 zeigt: Nur in etwa jeder fünften Stunde wird der Strombedarf in Österreich vollständig durch erneuerbare Quellen gedeckt. In den übrigen vier Stunden brauchte es Importe oder Strom aus Gaskraftwerken. Quelle: Österreichische Energieagentur

Ausblick 2040: Wie gelingt die nächste Etappe?

Zielbild der E-Wirtschaft 2040

In den vergangenen Jahren haben sich die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft grundlegend geändert. Dementsprechend hat auch die E-Wirtschaft ihr Zielbild für eine kosteneffiziente Erreichung der Energie- und Klimaziele angepasst. Sie setzt stärker als bisher auf Wind- und Wasserkraft sowie auf Anreize für systemdienliches Verhalten.

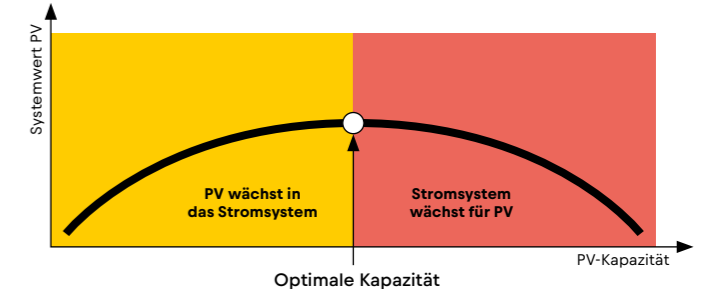
Angaben in TWh, Quellen: Statistik Austria, BMK (2023)



PV geordnet ausbauen

Mit ihrem zusätzlichen günstigen Strom ist die PV integraler Bestandteil jedes erneuerbaren Stromsystems. Wichtig ist aber ein geordneter Ausbau. Denn je mehr PV es gibt, umso geringer wird ihr zusätzlicher Nutzen, während Systemkosten hingegen immer weiter steigen.

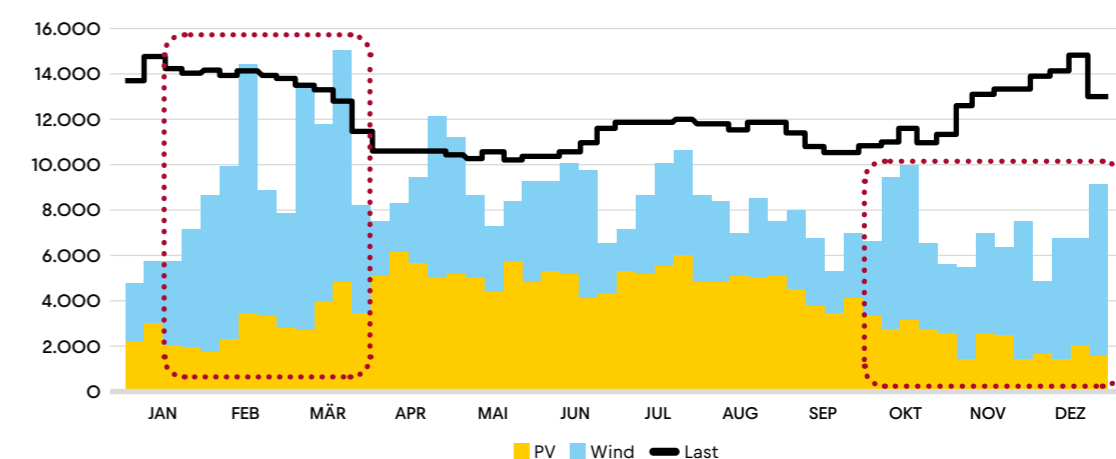
Annahmen: gegebener Strombedarf und konstante Kostenskalen



Gleichklang zwischen PV und Wind

PV und Windkraft ergänzen sich in ihren Erzeugungssprofilen und sollten daher gleichzeitig ausgebaut werden. Gerade in der kalten Jahreszeit, wenn der Energiebedarf besonders hoch ist, hat die Windkraft ihren Erzeugungshöhepunkt. Es gibt also keine guten oder schlechten Technologien – entscheidend ist der richtige Mix.

DURCHSCHNITTLICHE STÜNDLICHE ERZEUGUNG JE WOCHE 2040 (MWH)



ADOBE STOCK

Coverstory

Wie viel Staat verträgt der Strommarkt?

Unter Ökonominnen und Ökonomen gilt die Merit Order weitgehend unumstritten als die beste Art, einen möglichst effizienten Strommarkt zu organisieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dennoch stehen Rufe nach stärkeren staatlichen Eingriffen in Krisenzeiten immer wieder auf der Tagesordnung.

Vielleicht ist es kein Zufall, dass der Satz im Englischen viel besser klingt als im Deutschen: If it ain't broke, don't fix it. Oder eben übersetzt: Repariere nichts, was nicht kaputt ist. Im deutschsprachigen Raum gibt es tatsächlich den auffallend häufigen Wunsch, Dinge zu verändern, die funktionieren, dafür aber die wirklich dringlichen Baustellen zu ignorieren. Ein gutes Beispiel dafür ist die aktuelle Diskussion über die Preisbildung am Strommarkt und die Annahme, die Merit Order sei lediglich eines von vielen politisch gewählten Systemen, das man nach Belieben ändern oder sogar abschaffen könne.



„Ein Preis von 50 Euro für die Megawattstunde, den sich die Industrie erwartet, ist schlicht und einfach unrealistisch. Um diesen Betrag kriegt man in Mitteleuropa Strom nicht produziert und zum Kunden geliefert.“

Lion Hirth, Professor für Energiepolitik an der Hertie School in Berlin und Geschäftsführer von Neon

Dabei herrscht unter Ökonominnen und Ökonomen – anders als in der aufgeheizten öffentlichen Debatte – weitgehend Einigkeit darüber, dass sich das bestehende System – als grundlegendes Prinzip des Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage auf einem Wettbewerbsmarkt – auch in Krisenzeiten bewährt hat, nämlich insofern, als dass sich die Knappheit in Preissignalen ausgedrückt hat. Und auch das Prinzip der einheitlichen Marktpreise (pay-as-clear) ist kein Spezifikum des Strommarkts. Im Gegenteil: Gerade bei homogenen Gütern wie Strom ist eine einheitliche Preisbildung nach Grenzkosten in einer Marktwirtschaft die gängige Methode der Preisfindung. „Ob Strom aus einem Gaskraftwerk kommt oder einem Windpark, aus dem In- oder Ausland verändert seine Eigenschaften nicht. Es ist immer das gleiche Produkt. In solchen Märkten greift das ‚Law of One Price‘. Es wäre ja auch unlogisch, wenn dasselbe Gut am selben Markt unterschiedliche Preise erzielen würde“, erklärt Philipp Ortmann, Research Engineer am Austrian Institute for Technology (AIT).

Mögliche Markteingriffe im Vergleich

Kein Modell überzeugt wirklich

Pay-as-Bid

Anbieter bekommen den Preis, den sie bieten

Pro Eventuell geringerer Strompreis in Krisenzeiten

Contra Anbieter ändern Bieterverhalten, dann entsteht kein Verbilligungseffekt, Fehlanreize für ineffiziente Kraftwerke, zu wenig Deckungsbeiträge

Market Split

Markttrennung in Erneuerbare und konventionelle Energien

Pro Hoffnung auf einen günstigen grünen Teilmarkt

Contra Technisch kaum durchführbar, sehr schwer administrierbar, kann Markt zerstören und Versorgungssicherheit gefährden

Iberisches Modell

Gaskraftwerke werden über einen Preisdeckel subventioniert

Pro Senkt den Spotpreis, wenn Gas preissetzend ist

Contra Keine reale Entlastung, da Staat sich die Subventionen über Steuern zurückholt, negative Folgen für Investitionsklima

Zweiseitige CfDs

Referenzpreis mit Ausgleich nach unten und oben

Pro Hohe Investitionssicherheit, begrenzt etwaige „Übergewinne“

Contra Schwälert zum Teil die Deckungsbeiträge, erzeugt schwächere Knappheitssignale

Nodal Pricing

Preise je Netzknoten statt großer Zonen

Pro Sehr gezielte Investitionssignale, nah am realen physikalischen Netz

Contra Komplex, hohe Umstellungskosten, Akzeptanzprobleme

Zentrale Planung

Staat setzt Preise fest

Pro Weniger Marktvolatilität

Contra Ineffizient, wenig Innovation, intransparent, hoher Steuerungsaufwand



„In Märkten wie Strom greift das ‚Law of One Price‘. Es wäre ja auch unlogisch, wenn dasselbe Gut am selben Markt unterschiedliche Preise erzielen würde.“

Philipp Ortmann, Research Engineer, AIT

Grenzkostenbasierte Preise sind Marktwirtschaft

Und dennoch bekommt das Prinzip der Merit Order mit Pay-as-clear im Strommarkt viel mehr, oft negative, Aufmerksamkeit als in anderen Märkten, wo es ebenfalls für die Preisbildung verantwortlich ist. Für Michael Böheim, Senior Economist am WIFO, ist der Grund dafür ziemlich einfach: „Beim Strom ist der Effekt unmittelbar sichtbar, bei anderen Produkten, sagen wir zum Beispiel Energy Drinks, nicht so. Zugleich muss man feststellen, dass das System während der Energiekrise rund um den Beginn des Ukrainekrieges funktionierte. Es hat die Bereitstellung von Energie sichergestellt, wenn auch zu temporär sehr hohen Preisen.“

Als weiteres Argument kommt hinzu: Solange man im Rahmen einer Marktwirtschaft bleiben will, gibt es keine Alternativen zur Merit Order. Lion Hirth, Professor für Energiepolitik an der Hertie School in Berlin und Geschäftsführer des Energieberatungsunternehmens Neon meint sogar: „Wenn jemand sagt, er möchte im Strommarkt von der Merit Order abrücken, dann sagt er in Wirklichkeit nichts anderes als: Er möchte in den funktionierenden freien Wettbewerb auf dem Strommarkt staatlich eingreifen.“ (Siehe Interview)

Einen solchen Eingriff zu wollen oder nicht zu wollen, ist auch eine Frage der wirtschaftspolitischen Positionierung. Während Marktliberale bei Eingriffen naturgemäß skeptisch sind, sehen andere Denkschulen das gelassener. Bei der Preisbildung am Strommarkt gibt es neben grundsätzlichen Überlegungen allerdings auch valide Modellrechnungen, die zeigen, dass ein Abrücken von der Merit Order den Strommarkt nicht effizienter machen würde. Die meisten

SOPHIE MENEGALDO, AIT/KRISCHANZ

Studien zum Strommarktdesign kommen jedenfalls zu dem Ergebnis, dass ein Energy-Only Markt, dessen Preisbildung grenzkostenbasiert über die Merit Order erfolgt, die besten Ergebnisse liefert.

Effizientes System

„Wir haben am AIT die unterschiedlichsten Varianten des Strommarktdesigns durchgerechnet, also Energy-Only Markt, strategische Reserve, Kapazitätsmarkt und einen echten Flexibilitätstender“, erzählt Tara Esterl, Head of Competence Unit Integrated Energy Systems am AIT. „Da hat sich klar gezeigt, dass ein Energy-Only Markt, zumindest in der Theorie, ein optimales Ergebnis liefert, also den bestmöglichen Trade-off aus Effizienz und Versorgungssicherheit.“

Als alternative Ergänzung zum Energy-Only Markt nennt Esterl indessen das Instrument von zweiseitigen CfDs (Contracts of Difference), also ein Preisabsicherungsinstrument, bei dem die Produzenten von erneuerbarem Strom einen fixen Preis (Referenzwert bzw. strike price) zugesichert bekommen, um auch unter Bedingungen niedriger Marktpreise den Ausbau weiter finanzieren zu können. Erlöse, die aufgrund der jeweiligen Marktsituation höher liegen als dieser Beitrag, müssen die Stromproduzenten in diesem Modell zurückzahlen. „Nach unseren Berechnungen sind gut gestaltete Förder- bzw. Absicherungsmechanismen nicht so teuer wie angenommen und können volkswirtschaftlich betrachtet positive Effekte bewirken“, sagt Esterl.



„Nach unseren Berechnungen sind gut gestaltete Förderungen nicht so teuer wie angenommen und können volkswirtschaftlich betrachtet positive Effekte bewirken.“

Tara Esterl, Head of Competence Unit Integrated Energy Systems, AIT



EGE-EINKAUFSGENOSSENSCHAFT
ÖSTERREICHISCHER ELEKTRIZITÄTWERKE
REG. GEN. MBH.



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
- 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, Fax: DW 32

E-Mail: office@ege.at

Infos: www.ege.at

1090 Wien, Hebragasse 2

Für Lion Hirth sind Förderungen für Erneuerbare, die es, sei es in Form von Marktprämien, CfDs, Einspeisetarifen oder welchen Instrumenten auch immer de facto in ganz Europa gibt, ein weiterer Grund, an der Merit Order und einheitlichen Marktpreisen (pay-as-clear) festzuhalten und den Preis nicht nach unten zu regulieren: „Wenn der Strompreis künstlich gedrückt wird, dann muss mehr an Förderungen bezahlt werden. Was allenfalls gespart wird, darf die Allgemeinheit erst recht wieder über Steuern zahlen.“

Förderdruck durch künstliche Preise

Innerhalb des Energy-Only Markts plädieren manche Expertinnen und Experten auch für eine Umstellung vom derzeitigen zonalen System, in dem der Preis für ganze Gebotszonen, meist Länder, berechnet wird, auf ein nodales System, in dem der Preis für jeden einzelnen Netzknoten berechnet wird. „Ökonomisch würde das Sinn machen, weil ein solches System genau dort Investitionsanreize setzt, wo sie am meisten gebraucht werden. Der Markt wäre dann auch näher am physikalischen System“, erklärt Tara Esterl. „Allerdings dürfte es schwierig sein, Akzeptanz für ein System zu schaffen, in dem es sehr viele Preiszonen gibt. Zudem verursacht die Anpassung der Infrastruktur an ein nodales System zunächst einmal hohe Zusatzkosten.“

Die Umstellung auf ein nodales Strommarktdesign würde zu einer starken Fragmentierung der Preise führen, wodurch Liquidität und Handelstiefe deutlich sinken, Hedging komplexer und teurer wird und kleinere Marktteilnehmer verdrängt werden könnten – trotz effizienterer Netzbewirtschaftung. Ob die Merit Order ausreichend Anreize für Investitionen in Erneuerbare setzt und so quasi automatisch dafür sorgt, dass stets genug Strom produziert wird, oder ob es zusätzliche Maßnahmen braucht, wird in der Diskussion um das aktuelle Stromdesign ebenfalls oft thematisiert. Lion Hirth sagt, dass er in diesem Punkt seine Meinung über die Jahre geändert hat: „In einem funktionierenden Markt sollten Knappheitspreise, die entstehen, wenn nicht genug



Solarparks sind zentral für die Energiewende – aber nicht unumstritten.

produziert wird, für Investitionen sorgen. Ich sehe aber, dass das Vertrauen in diese Funktionsweise von Knappheitspreisen nicht wirklich gegeben ist.“ Insofern gesteht er zu, dass man im Sinne der Versorgungssicherheit in Europa auch irgendeine Form von Kapazitätsmärkten benötigen wird, die Unternehmen dafür bezahlen, dass sie Produktionsressourcen bereithalten.

Falsche Erwartungen

Auf jeden Fall kritisch sieht Hirth Forderungen nach einem Industriestrompreis. „Ein Preis von 50 Euro für die Megawattstunde Strom insgesamt, den sich die Industrie erwartet, ist schlicht und einfach unrealistisch. Um diesen Betrag kriegt man in Mitteleuropa Strom nicht produziert und zum Kunden geliefert, weder in einem fossilen noch in einem dekarbonisierten System. In einem dekarbonisierten System liegen wir eher bei einem realistischen Preis von 150 bis 200 Euro. 50 Euro, das geht nur mit dauerhaften Subventionen.“ Die könne man natürlich fordern, sagt Hirth, doch bevor so etwas beschlossen wird, sollte man eine breite Diskussion darüber führen, ob das wirklich allgemein gewollt wird.

Diese Diskussion ist allerdings alles andere als einfach. Philipp Ortmann etwa sagt: „Ich denke nicht, dass man das pauschal beantworten kann, aber wahrscheinlich wäre eine solche Förderung noch relativ gut eingesetzt. Sie wäre besser als eine Förderung des gesamten Stromverbrauchs, weil die Wertschöpfung der Industrie in Öster-

reich hoch ist. Andererseits ist auch klar: Förderungen erzeugen einen Gewöhnungseffekt. Es ist viel leichter, eine Förderung zu beschließen als sie wieder zurückzunehmen.“

Viele Optionen

WIFO-Ökonom Michael Böheim macht noch auf einen anderen Punkt aufmerksam: „Wenn man den Marktmechanismus umstellt, dann sollte das so passieren, dass sowohl die Anreize zum Ausbau als auch die ökonomischen Effekte der Verbilligung erhalten bleiben. Auf jeden Fall muss man die Lehren aus der verunglückten Abwicklung der Strompreisbremse beachten, die am Ende die Inflation ziemlich begünstigt hat.“

Lion Hirth findet ohnehin, dass Diskussionen über Markt Eingriffe wenig erfolgversprechend sind. Statt sich darin zu verirren, sollte man jene Optionen forcieren, die das Stromsystem besser, effizienter und kostengünstiger machen. „Da gibt es jede Menge an Möglichkeiten, wie etwa Digitalisierung oder das konsequente Wählen der finanziell günstigsten Varianten, auch wenn die manchmal unbeliebt sind. Also zum Beispiel große Solarparks statt teurer Aufdach-PV, bei Übertragungsnetzen Freileitungen statt Erdkabel, Verzicht auf Biogas, das die Landwirtschaft zwar toll findet, das aber extrem teuer ist, und noch unzählige Dinge mehr.“



„Wenn man den Marktmechanismus umstellt, dann sollte man auf jeden Fall die Lehren aus der verunglückten Abwicklung der Strompreisbremse beachten, die am Ende die Inflation ziemlich begünstigt hat.“

Michael Böheim, Senior Scientist, WIFO



Elisabeth Zehetner ist Staatssekretärin für Energie im Wirtschaftsministerium.

Frau Staatssekretärin, Österreich hat beim Ministerrat der EU am 16. März unter Ihrer Federführung einen Vorstoß zum Thema Emissionshandel und dem Merit Order Prinzip gestartet. Worum geht es da konkret?

Elisabeth Zehetner: In den USA liegt der Gaspreis bei rund 10 Euro/MWh, in Europa bei etwa 50 Euro, beim Emissionshandel zeigt sich ein ähnliches Bild. Energie ist in Europa also strukturell teurer und damit ein Wettbewerbsnachteil. Genau hier setzt unser Vorschlag an: mit mehr Transparenz über Preisbildung und einer gezielten Reformierung des Merit-Order-Systems. Ziel ist, dass CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke nicht automatisch alle Strompreise treiben. Merit Order und Emissionshandel bleiben, müssen aber besser funktionieren. Denn: Wenn Strom günstig produziert wird, sollte er auch günstiger bei den Menschen und in den Betrieben ankommen.

5 Fragen an Elisabeth Zehetner

Was würde sich für einen österreichischen Industriebetrieb oder einen Haushalt ändern, wenn Ihr Vorschlag umgesetzt wird?

Zehetner: Strom wird günstiger. Ein Beispiel verdeutlicht das Problem: Ein Gaskraftwerk produziert Strom für rund 90 Euro pro Megawattstunde, dazu kommen etwa 30 Euro CO₂-Kosten aus dem Emissionshandel, der Marktpreis liegt damit bei etwa 120 Euro. Da im derzeitigen System häufig Gaskraftwerke den Preis setzen, gilt dieser Preis für alle. Das führt zu einem paradoxen Effekt: Selbst Strom aus Wasserkraft, der vielleicht für 40 Euro erzeugt wird, wird ebenfalls zu 120 Euro gehandelt. Die Konsequenz ist, dass die eigentlich günstigen Produktionskosten Erneuerbarer Energien bei Haushalten und Unternehmen oft nicht ankommen.

Der Konflikt im Nahen Osten setzt die Energiemärkte erneut unter Druck. Ist bereits absehbar, welche Auswirkungen das auf die Energieversorgung in Österreich hat?

Zehetner: Die gute Nachricht zuerst: Die Versorgungssicherheit in Österreich ist stabil. Wir sind breit diversifiziert und nicht vom Nahen Osten abhängig. Gleichzeitig sehen wir bereits massive Auswirkungen auf den internationalen Energiemärkten. Die Preise für Öl und Gas sind gestiegen, bewegen sich aber aktuell noch deutlich unter den Ausschlägen des Jahres 2022. Die weitere Entwicklung hängt auch stark von der geopolitischen Lage ab.

Wenn Sie eine Sache im europäischen Energiesystem sofort ändern könnten – ganz ohne politische Hürden – welche wäre das?

Zehetner: Zwei Dinge: erstens mehr Transparenz und eine bessere Kalibrierung der CO₂-Kosten im Strommarkt und zweitens die Vollendung des europäischen Energiemarkts mit einem deutlich schnelleren Netzausbau. Denn wir haben in Europa genug Energie, aber sie kommt oft nicht dorthin, wo sie gebraucht wird, und wird durch das aktuelle Preissystem teilweise unnötig verteuert. Wenn wir das zusammenbringen, bekommen wir ein System, das günstiger, stabiler und unabhängiger ist.

An welchen Gesetzesvorhaben arbeiten Sie derzeit, und womit kann die Branche rechnen?

Zehetner: Ganz oben auf unserer Agenda: das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz, das Erneuerbaren-Gas-Gesetz, aber auch die Weiterentwicklungen im Gaswirtschaftsgesetz und im Energieeffizienzgesetz. Und ganz wichtig: Mit dem Industriestrompreis bzw. -bonus setzen wir einen klaren Fokus auf die Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie. Was die Branche erwarten kann? Vor allem mehr Tempo bei Verfahren, mehr Planungssicherheit für Investitionen und insgesamt einen klaren Rahmen, der sowohl den Ausbau der Erneuerbaren voranbringt als auch unseren Standort stärkt.



„Das ist vollkommener Quatsch!“

Lion Hirth, Professor für Energiepolitik an der Hertie School in Berlin und Geschäftsführer des Energieberatungsunternehmens Neon, erklärt, warum die aktuelle Debatte um die Strompreisbildung völlig an der Realität vorbeigeht.

Jedes Mal, wenn der Energiemarkt volatil wird, hebt die Diskussion um die Merit Order an – das, wie viele glauben, sehr spezifische Instrument der Preisbildung in der Stromwirtschaft.

Lion Hirth: Es ist überhaupt nicht spezifisch. Es reicht, ein x-beliebiges Ökonomie-Lehrbuch aufzuschlagen, um zu merken: Die Merit Order ist in sehr vielen Märkten der normale Preisbildungsmechanismus, in wettbewerblichen Commodity-Märkten wie Erdöl, Erdgas, Bananen oder Kaffeebohnen, aber im Grunde auch bei allen anderen Gütern, bei denen Anbieter gleiche oder weitgehend vergleichbare Leistungen anbieten und der Preis durch die Grenzkosten des zuletzt noch benötigten Angebots bestimmt wird.

Bei Strom erleben viele Kundinnen und Kunden das Merit Order Prinzip trotzdem als etwas von der Politik Aufgezwungenes, das den Strom unnötig teuer macht.

Hirth: Das ist eine weit verbreitete Fehlannahme. Die Merit Order ist nicht mehr und nicht weniger als ein Modell, das beschreibt, wie sich unabhängige Unternehmen in freien Märkten verhalten. Wenn jemand sagt, er möchte die Merit Order abschaffen, dann sagt er in Wirklichkeit nichts anderes als: Er möchte in den funktionierenden freien Wettbewerb auf dem Strommarkt staatlich eingreifen. In der Diskussion um den Strompreis wird oft so getan, als hätten wir unendlich viele Preisbildungsmechanismen, aus denen wir nach Gusto auswählen können. Das ist aber vollkommener Quatsch. Der nach Grenzkosten gebildete Preis, den die Merit Order beschreibt, ist nicht eine

„Wer sagt, er will die Merit Order abschaffen, will staatlich in den funktionierenden freien Wettbewerb eingreifen.“

Lion Hirth

beliebige Zahl unter vielen Alternativen, sondern der einzige Gleichgewichtspreis im wettbewerblichen Strommarkt. Alle anderen Preise – Preise, die man nach unten drückt oder nach oben zieht – verlangen staatlichen Zwang und Rationierung.

Trotzdem fordern nicht nur erklärte Anhänger einer Planwirtschaft in Krisenzeiten Markteingriffe, um den Strompreis zu stabilisieren.

Hirth: Ja, weil sie ihre Vorschläge nicht fertig denken. Zum Beispiel haben 2022 viele gesagt, die schönen französischen Atomkraftwerke, die sollen doch mal ihren Strom zu variablen Kosten verkaufen. Das wären dann so um die zehn Euro pro Megawattstunde. Dann stellt sich aber die Frage, wer soll diesen Strom bekommen. Es gibt ja für diesen günstigen Strom viel mehr Nachfrage als Angebot. Und dann muss man rationieren, staatlich bestimmen, wer zum Zug kommt und wer nicht.

Der Einwand, Energieunternehmen würden gerade in der Krise große Gewinne machen, dann könnten sie zumindest einen Teil davon abgeben, überzeugt Sie nicht?

Hirth: Diese Vorstellung von Übergewinnen und Windfall-Profits kommt doch nur daher, weil man irgendwelche Grafiken nimmt, die Riesengewinne suggerieren und nicht dazu sagt, dass in der Merit Order gar keine Investitionsbeiträge abgebildet sind. Die vermeintlichen Windfall-Profits sind Deckungsbeiträge, die die Energieunternehmen dringend brauchen, um Fixkosten zu decken. Nur um die Größenordnung zu verdeutlichen: Das französische Atomkraftwerk in Flamanville, das jetzt endlich in Betrieb geht, war so teuer, dass es vier Millionen Euro jeden Tag verdienen muss, um allein die Baukosten wieder hereinzubekommen. Und das 60 Jahre lang. Andere Energieformen sind in der Errichtung zwar nicht so teuer, müssen sich aber dennoch auch refinanzieren.

Und das iberische Modell, das Spanien und Portugal während der Energiekrise von Mitte 2022 bis Ende 2023 erfolgreich verwendet hat. Könnte das nicht ein Weg sein, um Märkte sinnvoll zu regulieren?

Hirth: Das iberische Modell war eine Intervention auf dem Strommarkt, die von der Mechanik her funktioniert hat, das stimmt. Als erfolgreich oder gar

„Der Strommarkt ist ein hochkomplexes System. Hier unbedarft herumzuexperimentieren halte ich für fahrlässig.“

Lion Hirth

richtungsweisend würde ich es aber nicht bezeichnen. Denn was passiert in so einem Modell? Der erste Schritt ist, man subventioniert Gaskraftwerke. Die haben dann geringere variable Kosten, bieten niedriger auf dem Großhandelsmarkt an und deswegen stellt sich immer, wenn diese Kraftwerke den Preis setzen, ein tieferer Preis ein. Der zweite Schritt ist allerdings, dass sich der Staat die Subventionskosten durch eine Steuer auf Stromverbrauch wieder reinholt. Das heißt, die Endkundinnen und Endkunden zahlen dann nicht den Großhandelspreis, sondern den Großhandelspreis plus diese neue Steuer, plus alle anderen Umlagen und Steuern, die es eh schon gibt. Dann ist es ein geschlossenes System, das am Ende für den Staat keine Zusatzausgaben bedeutet, die Kundinnen und Kunden aber auch nicht real entlastet.

Gut, ein letzter Versuch: Entkoppeln wir doch die Preise für Strom aus Erneuerbaren und aus Erdgas voneinander. In beiden Märkten kann dann immer noch die Merit Order gelten, aber eben unabhängig.

Hirth: Dieser Vorschlag, Market Split genannt, hat in Brüssel – leider – tatsächlich Anhänger. Ursprünglich als das griechische Modell bezeichnet, könnte er am Ende sogar als das österreichische Modell in die Geschichte eingehen, denn Bundeskanzler Stocker hat ja unlängst auch Sympathien in diese Richtung erkennen lassen. Die Market-Split-Idee ist schon einige Jahre alt und stammt von einem griechischen Professor für Computersimulationen, nicht von einem Energieökonom. Die Vorstellung ist, dass man einen Markt für Erneuerbare Energie und einen zweiten Markt für konventionelle Energie schafft und der Strom dann günstiger wird, weil im erneuerbaren Markt der Preis sinkt.

Klingt doch nicht schlecht.

Hirth: Allerdings nur, solange Sie nicht an die praktische Umsetzung denken. Mir ist jedenfalls auch nach einigen Jahren des Nachdenkens völlig unklar, wie das praktisch funktionieren soll, wenn ich zwei Marktsegmente habe und in einem ist der Preis günstig und im anderen Segment ist der Preis hoch. Wer darf dann den günstigen Strom kaufen und wer nicht? Wer bestimmt das? Und wie soll der Stromhandel funktionieren, wenn es zwei Preise gibt? Exportiert man über die gleiche Leitung den teuren Erdgasstrom und importiert billigen Windstrom? Und wie wird auf Terminmärkten abgerechnet? Welcher Preis ist dann das Underlying? Und selbst, wenn man das alles reguliert, wobei ich mir beim besten Willen nicht vorstellen kann wie, bleibt noch die technische Umsetzung.

Trotzdem hat die Idee offensichtlich Anhänger.

Hirth: Das ändert aber nichts daran, dass sie völlig unausgegoren bis absurd ist! Umso bedenklicher finde ich, dass es Staats- und Regierungschefs gibt, die wirklich glauben, auf diese Weise billigen Strom herbeizaubern zu können. Auch Ursula von der Leyen hat durchblicken lassen, dass sie einen Market Split für gar nicht so schlecht hält. Das ist besorgniserregend. Der Strommarkt ist mehr als die Abwicklung irgendwelcher Zahlungen. Dahinter steckt auch ein hochkomplexes physisches System. Hier unbedarft herumzuexperimentieren, halte ich wirklich für fahrlässig. Bestenfalls führt das zu kostspieligen Ineffizienzen und im schlimmsten Fall zu Risiken für die Versorgungssicherheit. Das kann doch keiner wollen.

ZUR PERSON

Lion Hirth (40) ist Professor an der Hertie School Berlin und Direktor des Energieberatungsunternehmens Neon. Als Ökonom beschäftigt er sich vor allem mit Erneuerbaren Energien, Strommärkten und Energiepolitik. Er hat unter anderem die deutsche Bundesregierung, die Internationale Energieagentur und die Europäische Kommission beraten.

Europas Energie-Nervenprobe



Energieimporte passieren zentrale Seewege mit hoher strategischer Bedeutung.

Geopolitische Verwerfungen bestimmen die Energiemärkte derzeit so stark wie schon lange nicht mehr. Welche Folgen der Konflikt am Golf für die Versorgungssicherheit in Österreich hat, wo das Land krisenfest ist und wo Verbesserungsbedarf besteht.

Würde man einen Beleg dafür brauchen, dass der Iran-Krieg für extreme Volatilität auf den Energiemärkten sorgte, der 9. März wäre ein idealer Kandidat. Der Brent-Ölpreis sprang in den frühen Morgenstunden dieses Tages auf ein Hoch von 119,50 Dollar pro Barrel, fiel aber am Nachmittag auf 89,20.

Nicht minder ungewöhnlich wie der Riesenrutsch innerhalb weniger Stunden war auch sein Auslöser. In einem Telefongespräch mit der CBS-Korrespondentin Weijia Jiang sagte US-Präsident Donald Trump: „Der Krieg ist fast komplett abgeschlossen, ziemlich.“

Am Folgetag notierte Brent zeitweise noch tiefer und der unmittelbare Grund war noch skurriler als am Vortag. Als US-Energieminister Chris Wright auf X schrieb, die US Navy habe erfolgreich einen Öltanker durch die Straße von Hormus eskortiert, interpretierte der Markt das als weiteres Entspannungssignal. Wenige Minuten später löschte Wright den Beitrag, das

Weißer Haus stellte klar, dass es keine solche Eskorte gab. Der Ölpreis stieg wieder in leichte Höhen.

Was ist Realität, was Fantasie?

„In der aktuellen Lage“, kommentierte im Anschluss das Wall Street Journal, „ist es nur noch schwer zu unterscheiden, was Fantasie und was Realität ist.“ Dementsprechend wisse man auch nicht, welche konkreten Schlüsse man aus den einzelnen Ereignissen ziehen



„Auch unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen in den nächsten Monaten kann die Versorgungssicherheit aktuell als sehr gut bewertet werden.“

Alfons Haber, E-Control Vorstand

könne. Aus der Distanz betrachtet und vom unmittelbaren Tagesgeschehen losgelöst, lassen sich aus den letzten Wochen aber doch viele Schlussfolgerungen ziehen, nicht nur für die USA, sondern gerade für Europa und auch für Österreich.

Zunächst hat der Iran-Krieg einmal mehr vor Augen geführt, wie schnell Europa wegen seiner Abhängigkeit von Gas von geopolitischen Krisen betroffen sein kann. „Derzeit spüren die Verbraucher vor allem Steigerungen bei Produkten wie Benzin, Diesel oder Flugtreibstoff. Doch je länger die Krise dauert, desto mehr schlägt das auch auf andere Produkte durch. Bei Strom könnte sich der steigende Erdgaspreis vor allem in Zeiten der Dunkelflaute preistreibend auswirken“, sagt Johannes Benigni, Director Energy & Politics beim Energieberatungsunternehmen JBC Vienna. Von rund 30 Euro für die Megawattstunde stiegen die Gaspreise am Spot-Markt mit Kriegsbeginn bis auf zeitweise fast 60 Euro.

Stabiles Österreich

Der Strompreis in Österreich, das betont E-Control-Vorstand Alfons Haber, ist in den ersten Wochen nach Kriegsbeginn im Schnitt dennoch stabil geblieben. Das liegt zum einen daran, dass mit dem Beginn der warmen Jahreszeit die Perioden, in denen Gaskraftwerke ans Netz müssen, immer seltener werden. Zum Teil gab es in Österreich bereits im März negative Strompreise. Zum anderen sind viele Verbraucher durch langfristige Lieferverträge vor abrupten Preissprüngen geschützt. Diesen Punkt sieht Haber als sehr wichtig an. Er bemerkt auch, dass Kundinnen und Kunden davon verstärkt Gebrauch machen. „Auf dem Tarifkalkulator der E-Control haben wir seit dem Beginn des Iran-Kriegs deutlich mehr Anfragen registriert. Verbraucher wollen offensichtlich ihre Energieversorgung durch die Suche nach einem optimalen Tarif absichern.“

Was durchaus Sinn macht. Denn in den nächsten Monaten dürften neben den Folgen des Irankriegs auch andere Faktoren den Wettbewerb um Leitungs- und Transportkapazitäten für Erdgas erhöhen und so auch auf den Strompreis treibend wirken.

Kampf um Transportkapazitäten

Ein Punkt, der Österreich in diesem Kontext speziell vor Herausforderungen stellt, ist die Zukunft der Turk-Stream-Pipeline. Spätestens ab November 2027 darf nach EU-Vorgaben kein russisches Erdgas über die Turk-Stream-Pipeline fließen, über die derzeit neben Ungarn und der Slowakei auch Staaten am Balkan und die Ukraine versorgt werden. „Vor allem, wenn die Kriegshandlungen in der Ukraine enden, der Wiederaufbau beginnt und Turk Stream als Lieferweg nicht mehr zur Verfügung steht, wird der Wettbewerb um die Kapazitäten noch einmal steigen und damit auch die Preise“, analysiert Johannes Benigni.

Er macht aber auch – und da findet er sich im Einklang mit vielen anderen Beobachtern aus der Branche – auf einen anderen Punkt aufmerksam, der langfristig für das Funktionieren des Erdgasmarkts nachteilig ist: das derzei-



„Bei Strom könnte sich der steigende Erdgaspreis vor allem in Zeiten der Dunkelflaute preistreibend auswirken.“

Johannes Benigni, Director Energy & Politics, JBC Vienna

tige europäische Modell der verpflichtenden Speicherbefüllung. „Dass es eine Reserve braucht, ist klar. Die Art, wie sie aufgebaut wird, wirkt aber sehr stark marktverzerrend. Normalerweise kaufen Versorger Gas im Sommer günstig ein und verkaufen es im Winter teurer. Wenn aber regulatorisch erzwungene Nachfrage die Preise im Sommer hochhält, lohnt sich Einlagern über das vorgeschriebene Füllniveau hinaus kaum. Dementsprechend lagen die Füllstände in Europa letztes Jahr um rund zehn Prozent tiefer als im Jahr davor. In den nächsten Winter wird Europa wahrscheinlich ebenfalls mit nicht so hohen Lagerbeständen gehen.“

Versorgungssicherheit gewährleistet

E-Control Vorstand Alfons Haber betont allerdings, dass in Österreich die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. „Auch unter Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen in den nächsten Monaten kann sie aktuell als sehr gut bewertet werden“, betont er. Denn zum einen hat Österreich seit 2022 seine Bezugsquellen massiv diversifiziert, zum anderen sieht das Gaswirtschaftsgesetz nach wie vor die Vorhaltung einer Strategischen Gasreserve in der Höhe von 20 TWh vor. Zusammen mit anderen Verpflichtungen, wie dem einzuhaltenden Versorgungsstandard für Haushalte, existiert somit ein Kernbestand an geschützten Mengen, die aktuell fast 39 Prozent des gesamtösterreichischen Jahresverbrauchs abdecken.

Und schließlich konnten sich die österreichischen Energieversorger noch bis in das aktuelle Jahr hinein ihre Erdgaslieferungen für den kommenden Winter über Terminkontrakte gut absichern. Der durchschnittliche Erdgas-

preis für Lieferungen im Jahr 2026 lag, so ist etwa im Geschäftsbericht 2024/25 der Energie AG nachzulesen, im Berichtszeitraum bei 37,32 Euro pro MWh. Das ist deutlich unter dem seit dem Irankrieg erreichten Level.

Neue Speicherbewirtschaftung

Aus all diesen Gründen wird Österreich in den Winter 2026/27 trotz komplizierter geopolitischer Lage mit guten Voraussetzungen hineingehen. Johannes Benigni findet dennoch, dass das aktuelle europäische System der Erdgasbevorratung verbesserungsbedürftig ist. Neben der von ihm kritisierten Wettbewerbsverzerrung führt er auch ins Treffen, dass die Fokussierung auf Speicherrückstände eine falsche Sicherheit vortäuschen kann. So standen zum Beispiel mit Stichtag 31. Dezember 2024 nur 57 Prozent der in österreichischen Speichern eingelagerten Mengen tatsächlich österreichischen Kundinnen und Kunden zur Verfügung.

Benigni plädiert auch dafür, ab 2030 die Bereitstellung der Energiereserven nicht dem Staat zu überlassen, sondern, ähnlich wie bei Erdöl, den Versorgern. Bis 2030 sollten nämlich die Unsicherheiten bezüglich der Turk-Stream-Volumen geklärt sein. „Derzeit belastet der Aufbau der Reserven den Staat mit rund 100 Millionen Euro pro Jahr und verzerrt außerdem den Markt. Würde man hingegen die Versorger damit beauftragen Vorräte vorzuhalten, die es erlauben, ihre Kunden über eine bestimmte Zeit zu beliefern, wäre das ökonomisch sauberer. Den Preis für die Bevorratung würden dann die Kunden zahlen, die das Gas auch tatsächlich verbrauchen und nicht die Allgemeinheit.“ Zudem würde sich die Bevorratung dann nicht wie derzeit an Ländern, die Quoten erfüllen müssen, richten, sondern an den Unternehmen und ihren Kundinnen und Kunden.

Wie sehr ein solches Modell in der Branche auf Zustimmung stößt, hängt freilich von seiner konkreten Ausgestaltung ab – insbesondere davon, ob zusätzlicher Aufwand und Kosten durch klare Regeln und eine faire Verteilung der Verantwortung im Markt begrenzt bleiben.

Balanceakt im Stromnetz

Die EU verlangt, dass 70 Prozent der Stromleitungen für den grenzüberschreitenden Handel offen bleiben. Für Österreich bedeutet das einen schwierigen Balanceakt zwischen Netzsicherheit und Marktintegration.

Artikel 16(8) der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der Europäischen Union ((EU) 2019/943) stellt klar: „Die Übertragungsnetzbetreiber dürfen die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind.“ Diese Pflicht gilt als erfüllt, wenn mindestens 70 Prozent Übertragungskapazität für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung stehen. Allerdings sind die 70 Prozent der Kapazität nicht nur auf den grenzüberschreitenden Transversalen freizuhalten, sondern letztlich auf allen Leitungen, die für den internationalen Stromhandel Bedeutung haben. Betroffen ist also auch das innerösterreichische (Übertragungs-)Netz, in dem nach wie vor nicht zu unterschätzende Engpässe bestehen. Gerade für Österreich und damit den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) ist die Umsetzung der 70-Prozent-Pflicht daher eine erhebliche Herausforderung, berichtet der Leiter der Abteilung Systemmanagement des Unternehmens, Harald Köhler.

Erstens ist Österreich, was die Vergabe der Leitungskapazität betrifft, in zwei europäische Kapazitätskalkulationsregionen einbezogen, einerseits die „Core Region“, der die meisten Staaten Zentraleuropas angehören, andererseits die Region „Italy North“, die Italien, Frankreich, Slowenien und Österreich

In einer Zeit, in der wir uns in einem besonderen Spannungsfeld zwischen sicherer Stromversorgung und leistbaren Strompreisen bewegen, hilft die 70-Prozent-Regel auch Österreich, bei Dunkelflauten genügend Strom aus dem Ausland importieren zu können.

umfasst. Die Berechnung der tatsächlich verfügbaren Leitungskapazitäten erfolgt in beiden Regionen nach unterschiedlichen Methoden. In der „Core Region“ geschieht sie lastflussbasiert, wobei dem Stromhandel die technischen Gegebenheiten bzw. Leitungskapazitäten sehr detailliert für die Optimierung zur Verfügung gestellt werden, in der Region „Italy North“ erfolgt sie etwas vereinfachter nach dem Verfahren der koordinierten Netzübertragungskapazität („Net Transfer Capacity“-Verfahren). Grob gesprochen stimmen bei diesen Methoden die Übertragungsnetzbetreiber die verfügbare Netzkapazität in hochdigitalisierten Prozessen miteinander ab, um sie den Strommärkten möglichst optimiert zur Verfügung zu stellen. Zwischen den beiden Regionen kommt es jedoch häufig zu ungeplanten Stromflüssen, die in keiner noch so hochentwickelten Vorscheurechnung berücksichtigt werden können.

Zweitens grenzt Österreich an die Schweiz, die der EU nicht angehört. Stromflüsse in und aus derartigen Drittstaaten dürfen grundsätzlich innerhalb der freizuhaltenden 70 Prozent an Leitungskapazität nicht einbezogen werden, sondern müssen gesondert gemangelt werden.

Drittens werden infolge von Netzengpässen und der aktuellen zonalen Struktur des Strommarktes von einzelnen Staaten zeitweise hohe Ringflüsse (Loop Flows) verursacht, von denen andere Staaten betroffen sind. So lösen etwa Stromtransporte vom Norden in den Süden Deutschlands „Loop Flows“ durch Polen, Tschechien und Österreich aus.

Langfristige Lösungen

Aufgrund dessen sieht die Richtlinie vor, dass die EU-Mitgliedsstaaten Aktionspläne bis Ende 2025 erstellen konnten und zeitweilige Freistellungen von der 70-Prozent-Verpflichtung in Anspruch nehmen können. Wie etliche andere Staaten tut dies auch Österreich. Auf Antrag der APG erließ die E-Control den aktuellen Freistellungsbescheid, der bis Ende 2026 gilt. Laut Köhler erlaubt der Bescheid der APG, temporär von der 70-Prozent-Verpflichtung abzuweichen, wenn dies für den sicheren Netzbetrieb notwendig ist. Eine generelle Ausnahme ist dies aber nicht, stellt Köhler klar.

Ferner verpflichtet der Bescheid die APG, „eine Methode und Projekte für eine langfristige Lösung der Probleme, gegen die mit der gegenständlichen Freistellung vorgegangen wird, bis zum 1.3.2026 auf ihrer Homepage zu veröf-

Betroffen von der Regelung ist auch das innerösterreichische (Übertragungs-)Netz, in dem nach wie vor nicht zu unterschätzende Engpässe bestehen.

fentlichen und die Regulierungsbehörde über diese Veröffentlichung zu informieren“.

Laut Köhler umfassen die betreffenden Methoden und Projekte unter anderem Verfahren, um die Kapazitätsallokation und Netzsicherheit in Zentraleuropa noch besser zu koordinieren und volkswirtschaftlich zu optimieren. Ein wesentlicher Punkt dabei ist die Zusammenführung der beiden Regionen „Core“ und „Italy North“ in eine neue Region Central Europe, in die Österreich vollintegriert ist. Voraussichtlich Ende 2027 / Anfang 2028 wird für alle Länder dieser neuen Region nur mehr

eine gemeinsame, koordinierte, lastflussbasierte Kapazitätsberechnung angewendet. In diese einbezogen wird auch die Schweiz, womit das Drittstaatenproblem ebenfalls entfällt.

Die Integration der beiden Regionen dürfte Köhler zufolge weiters ermöglichen, die internationale Netzsicherheitskoordination deutlich zu verbessern und die Kosten für Engpassmaßnahmen (Redispatch) verursachungsgerechter zu verteilen: „Sie sollten beispielsweise nicht von denen getragen werden, die von Loop Flows betroffen sind, sondern dort zugeordnet werden, wo die Loop Flows entstehen.“

Wesentlicher Vorteil

Trotz aller mit ihrer Umsetzung verbundenen Herausforderungen für den sicheren Netzbetrieb hat die 70-Prozent-Verpflichtung für Österreich Köhler zufolge einen Vorteil, der keineswegs gering zu schätzen ist: Bekanntlich ist das Land schon seit längerer Zeit Netto-Importeur elektrischer Energie. „Gerade der vergangene Winter hat wieder gezeigt, wie wichtig es ist, genügend Netzkapazitäten für den überregionalen Stromhandel verfügbar zu haben. Wenn weder Wasser, Wind noch Sonne ausreichend Strom liefern, weil es trüb, wind- und niederschlagsarm ist, ist die sichere Stromversorgung zu einem Großteil von Importen abhängig. In einer Zeit, in der wir uns in einem besonderen Spannungsfeld zwischen sicherer Stromversorgung und leistbaren Strompreisen bewegen, hilft die 70-Prozent-Regel auch Österreich, bei Dunkelflauten genügend Strom aus dem Ausland importieren zu können. Insofern hat sie einen für den Strommarkt und die Stromkunden positiven Aspekt. Ohne sie würde der internationale Stromhandel deutlich beschränkter ausfallen und folglich die Strompreise in Österreich steigen“. So gesehen sei die Angelegenheit ambivalent zu betrachten und die zuvor genannte Freistellung ermöglicht es, diesen Balanceakt erfolgreich zu gestalten.

Letzten Endes ist es laut Köhler wichtig, „die internationalen Netze so auszugestalten, dass sie sicher betrieben werden können und ein System besteht, in dem ein liquider Stromhandel und damit eine möglichst kostengünstige Stromversorgung der Kunden gewährleistet werden kann“. Daran werde von allen Netzbetreibern intensiv gearbeitet.



ElWG-Umsetzung: Wie Österreichs Strommarkt jetzt neu geregelt wird

In neun Monaten soll Österreichs elektrische Energiewelt mit dem ElWG endgültig auf neuen Beinen stehen. Der Tenor in der Branche ist einhellig: Das Gesetz ist in weitesten Teilen ein großer Wurf.

Die Umwälzungen, die in den Details der 191 Paragraphen, aufgeteilt auf drei Gesetze, stecken, sind von großer Tragweite. Gegenüber dem alten ElWOG gibt es enorme Änderungen, die den gesamten Stromsektor betreffen. Die ersten Neuregelungen sind bereits in Geltung und weitere Umsetzungsschritte sind in Kürze geplant. Mit Anfang April etwa gilt der Sozialtarif, der politisch bereits mit einem gestützten Preis von 6 Cent pro kWh für Haushalte, die vom ORF-Beitrag befreit sind, fixiert ist. Die Begünstigung umfasst bis 2.900 kWh im Jahr, den Preis für Mehrverbrauch berechnet die E-Control quartalsweise auf Basis von Großhandelspreisen. In der Branche wird mit Hochdruck an der Umsetzung gearbeitet.

Die Lieferanten setzen dabei auf die schon bisher bestehenden Prozessstrukturen der rund 290.000 Gebührenbefreiten Kundinnen und Kunden auf.

Bei neuen Stromlieferverträgen ist elektronische Kommunikation die Norm, Papier bildet die Ausnahme bei ausdrücklichem Kundenwunsch. Kundinnen und Kunden bekommen das Recht auf feste oder dynamische Preise. Jeder Strombezieher mit Smart Meter darf eine monatliche Rechnung anfordern. Mit dem ElWG hält die Digitalisierung breitflächig Einzug, die Nutzung der Daten von Smart Metern und ihre rasche Bereitstellung spielen eine zentrale Rolle in der neuen Stromwelt. Für Haushaltskunden sind erste neue Angebote für die flexible Nutzung von Stromüberschüssen etwa am Wochenende

bereits auf dem Markt. Die E-Control veröffentlicht Musterrechnungen, betont aber die Verantwortung der Unternehmen für verständliche Kundenkommunikation. Die Behörde hat außerdem einen Fairness-Katalog veröffentlicht, wie man sich als Wettbewerber am Markt idealerweise verhält.

Beim hochsensiblen Thema Preisänderungen bringt das neue Gesetz deutliche Verbesserungen, hält aber immer noch große Herausforderungen bereit. Die Regelungen beseitigen zwar die Probleme der vergangenen Jahre, die infolge mehrerer OGH-Erkenntnisse zu Kündigungswellen bei Preisänderungen auf der einen Seite und Klagen aus rein



„Das Gesetz ist ein großer Wurf. Man sieht auf allen Ebenen, dass das neue Energiesystem mit einer Dynamisierung und Flexibilisierung von Verbrauch und Einspeisung verstanden wird.“

Florian Stangl, Energierechtsexperte, Niederhuber & Partner

formalrechtlichen Gründen gegen Lieferanten auf der anderen Seite geführt haben. Im neuen Gesetz lassen sich die schmerzlichen Erfahrungen der Energiekrise 2022 mit ihren Marktverwerfungen aber weiterhin herauslesen: So müssen sich in neuen Verträgen nun Preisänderungen „angemessen“ auf einen Anlass beziehen, dieser muss gegenüber der Kundin oder dem Kunden begründet werden. Fällt dieser Anlass weg oder schwächt sich ab, sind die Preise binnen sechs Monaten wieder zu senken. In der Praxis wird sich zeigen, wer sich als Pionier zutraut, dieses juristisch nicht einfach zu definierende Neuland zu betreten. Der scheidende E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch stellt sogar in Frage, ob die neue Judikatur Bestand hat. Das „Restrisiko“ für Unternehmen, mit einer Regelung zu scheitern, sei hoch. Er empfiehlt klar: „Ich würde eher die Finger davon lassen, Preise einseitig zu ändern.“ Mit der Praxis, Kundinnen und Kunden ein neues Angebot zu machen und dann den alten Vertrag aufzulösen, seien Lieferanten weiterhin auf der sicheren Seite.

Neue Regeln für Preise und Daten

Was sind die Tücken im Preisänderungsrecht? „In der Pflicht zur Preissenkung stecken einige Unklarheiten“, sagt Peter Ivankovics, Energierechtsexperte in der Kanzlei hba Rechtsanwälte. „Der Wunsch des Gesetzgebers ist offenbar, dass der Deckungsbeitrag konstant bleiben muss“, so der Jurist. Gekoppelt mit der Sechs-Monate-Frist müssten Lieferanten nun Methoden zur laufenden



Photovoltaik als Baustein im künftigen Stromsystem

Dokumentation der Deckungsbeiträge entwickeln, „die beweisen, dass sich mein Deckungsbeitrag nicht zu meinen Gunsten ändert“, erklärt Ivankovics. „Vielleicht kommt durch die sechsmonatige Frist etwas heraus, was man möglicherweise als Ergebnis gar nicht wollte: nämlich Halbjahres-Floater.“ Grundsätzlich seien die Regelungen für Preisänderungen aber sehr viel besser als in der alten Norm. „Es ist ein neues Gesetz, das wie andere neue Gesetze auch, etwas Übung brauchen wird, damit man die bestehenden Unklarheiten ausbessert“, erwartet er. Grundsätzlich müsse aber jedem klar sein, dass Preise vom Großhandelsmarkt bestimmt werden, und die Endkundenpreise im Schnitt nicht einfach billiger sein könnten.

Eine weitere Frist betrifft die Verpflichtung der Fernsteuerbarkeit von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen bei der Neuerrichtung etwa von PV-Anlagen mit mehr als 3,68 kW Leistung. Diese Verpflichtung ab 1. Juni 2026

greift auch bei wesentlichen Änderungen einer bestehenden Anlage.

Weit größere Weichenstellungen treten dann am 1. Oktober 2026 in Kraft: Für die gemeinsame Energienutzung in Nachbarschaften oder über Energiegemeinschaften wird ziemlich alles neu. Peer-to-Peer-Handel ermöglicht den Stromverkauf oder das Verschenken von Strom aus einer PV-Anlage in gewissen Netzbereichen. Weil die gemeinsame Energienutzung durch einige neue Begünstigungen im ElWG noch mehr Zuspruch bekommen dürfte als bereits bisher und dadurch ein bedeutender verwaltungstechnischer Aufwand zu erwarten ist, sieht das Gesetz zudem die Rolle von Organisatoren vor. „Die Netzbetreiber sind dafür verantwortlich, dass die Marktprozesse hinter den Neuerungen rund um die gemeinsame Energienutzung funktionieren – eine herausfordernde, aber sehr wichtige Aufgabe“, sagt Energierechtsexperte Florian Stangl von der Kanzlei nhp.

Flexibilität steuert künftig System

Für Stangl ist das ElWG in Summe „ein großer Wurf“. „Man sieht auf allen Ebenen, dass das neue Energiesystem mit einer Dynamisierung und Flexibilisierung von Verbrauch und Einspeisung verstanden wird“, lobt Stangl. Der wichtige Startschuss für Batteriespeicher sei endlich da, wenngleich das Thema „Systemdienlichkeit“ noch eindeutig definiert werden müsse. Das zu klären, wurde vor allem der E-Control überantwortet.

In den Händen der Regulierungsbehörde liegt derzeit die Herkules-Arbeit, die mehr als ein Dutzend Verordnungen praktisch auf den Boden zu bringen, damit der Strommarkt mit seinen neuen Regeln und Tarifen ab 2027 funktioniert. Im Sommer, spätestens im dritten Quartal, plant die E-Control auch die Vorlage der wichtigsten und komplexesten Verordnung, deren Neufassung sie auf ihrer umfangreichen



Ederer meint ...

EABG am Prüfstand: Warum klare Zuständigkeiten und Flächen jetzt entscheidend sind

Die Energiewende ist ein nationales Projekt, das nur gelingt, wenn alle staatlichen Ebenen Verantwortung übernehmen und Instrumente wie klare Zuständigkeiten, praxistaugliche Verfahren, strategische Trassenfreihaltung und zukunftsorientierte Netzplanung umsetzen. Versorgungssicherheit entsteht dort, wo Anlagen gebaut, Netze verstärkt und Projekte realisiert werden – dazu braucht es verlässliche Rahmenbedingungen, keine weiteren Verzögerungen. Das EABG setzt genau hier an: Es will die Umsetzung der Energiewende beschleunigen, klare Voraussetzungen schaffen und eine sichere Verbindung zwischen Planung und Energieversorgung vor Ort herstellen.

Nach der Fertigstellung des EIWG wartet die Energiebranche gespannt auf das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz EABG, das die Energiewende vorantreiben soll. Aufgrund der Komplexität des Gesetzes und der offenen Fragen zur Kompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern sind Verzögerungen nachvollziehbar. Inhaltlich sind die Ansätze sinnvoll: Die EU-Richtlinie RED III gibt die Richtung vor, etwa durch beschleunigte Genehmigungsverfahren, schlankere Bestimmungen und eine personelle wie fachliche Stärkung der Behörden. Besonders wichtig ist die frühzeitige Zonenausweisung, die Planungssicherheit schafft und den

Netzausbau vorantreibt.

Durch eine koordinierte Flächenausweisung und abgestimmte Geschwindigkeit kann die Versorgungssicherheit gestärkt und die Integration Erneuerbarer Energien gefördert werden. Denn diese Infrastrukturen sind zentral für ein nachhaltiges Energiesystem.

Nur durch ausreichend ausgewiesene Flächen lassen sich die ambitionierten Ziele von Politik und Gesellschaft umsetzen. Österreich ist im Bereich erneuerbarer Strom bereits führend, doch um diesen Vorsprung zu sichern und die Elekt-

„Durch eine koordinierte Flächenausweisung und abgestimmte Geschwindigkeit kann die Versorgungssicherheit gestärkt und die Integration Erneuerbarer Energien gefördert werden.“

rifizierung voranzutreiben, braucht es verbindliche Entscheidungen über Standorte für Infrastruktur.

Die Anliegen der Regionen zum Landschafts- und Naturschutz sowie zum Erhalt gewachsener Ortsbilder verdienen Beachtung. Das EABG soll dafür einen trans-

parenten, belastbaren Rahmen schaffen: Bund und Länder setzen auf eine Reformpartnerschaft, die faktenbasiert und ohne Blockadehaltung Standorte identifiziert, an denen Infrastruktur möglich ist, ohne Natur und Kulturlandschaft unverhältnismäßig zu beeinträchtigen. Dies erfordert Detailkenntnis vor Ort, politischen Willen und gemeinsame Verantwortung.

Brigitte Ederer ist Sprecherin des Forums Versorgungssicherheit, das sich für die langfristige Sicherung der hohen Qualität der österreichischen Energieversorgung einsetzt.

Agenda hat: Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung, mit der ab 2027 die gesamte Struktur der Netzentgelte neu geordnet wird. In den Geltungsbereich dieser Verordnung fällt auch die Bewertung und Regulierung „systemdienlichen“ Verhaltens von Netznutzern sowie die Erhebung der neuen Infrastrukturabgabe. Eine erste Feedbackschleife bei Unternehmen läuft dazu gerade im Rahmen einer Marktkonsultation. Nach aktuellem Stand will die E-Control nach Stellanahme-Verfahren die neuen Tarife spätestens im Dezember erlassen, um den Termin 1.1.2027 sicherzustellen.

Parallel dazu bekommen auch die Netzentwicklungspläne für die Verteilnetzbetreiber einen neuen Rahmen. Verteilnetzbetreiber, die über mehr als 1.000 Zählpunkte verfügen, müssen künftig alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan vorlegen. Ist die Bereitstellung flexibler Leistung – die auf einer digitalen Plattform öffentlich einsehbar sein soll – billiger als der Netzausbau, hat dieser Vorrang. So soll der Netzausbau koordinierter und damit kostengünstiger als bisher gelingen. Neuesten Zahlen der E-Control zufolge dürften die Investitionen in den Netzausbau in den nächsten zehn Jahren bei 29,5 Milliarden Euro liegen.

„Es wird wirklich an allen Schrauben gedreht“, so Energierechtsexperte Stangl. „Dass konsequent Anreize gesetzt werden, vor allem zu flexiblem Verbrauch, zieht sich wie ein roter Faden überall durch. Generell kann man das als besonderen Mehrwert des Gesetzespakets bezeichnen. Und falls es die eine oder andere Reparatur braucht, ist das völlig normal.“



„Es ist ein neues Gesetz, das wie andere neue Gesetze auch, etwas Übung brauchen wird, damit man die bestehenden Unklarheiten ausbessert.“

Peter Ivankovics, Energierechtsexperte, hba Rechtsanwältin



Das EIWG: Was sich jetzt ändert

→ Preisanpassungsrecht

Anpassungen werden explizit ermöglicht, müssen durch Mehrkosten (Anlass) begründet und bei Wegfall der Ursache wieder rückgängig gemacht werden. Volle Rücktrittsrechte für Kundinnen und Kunden. Begründung der Preiserhöhung auch gegenüber der E-Control.

→ Informationspflichten

Alle Vertragsaspekte wie Bindungsfristen, Preisgarantien und erstmöglicher Kündigungszeitpunkt müssen knapp und verständlich im Vertrag stehen, am einfachsten auf Basis von Mustern der E-Control. Rechnungen müssen übersichtlicher sein, auf Kundenwunsch weiterhin in Papierform oder auch monatlich; künftig besteht ein Recht auf Ratenzahlung. Informationen können „kundenfreundlich“ auf Webseiten veröffentlicht werden. Lieferanten mit mehr als 25.000 Zählpunkten müssen zusätzlich zum Fixpreisvertrag auch Verträge mit dynamischen Preisen anbieten.

→ Sozialtarif

Ab April für vom ORF-Beitrag befreite Haushalte: bis 2.900 kWh pro Jahr 6 Cent je kWh Energiepreis, zuzüglich Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben. Die Kosten von bis zu 60 Millionen Euro tragen die Lieferanten. Für Mehrpersonenhaushalte wird zudem eine Pauschale von 52,50 Euro pro Person ab der 4. Person pro Jahr gewährt.

→ Energiearmuts-Definitionsgesetz

Auf europäischen Vorgaben basierende klare Definitionen für Zielgruppen, Anwendungsbereiche und Berichtspflichten.

→ Gemeinsame Energienutzung

Ab 1.10.2026 sind Direktleitungen möglich, die Kombination mit Netzanschluss wird erleichtert. Direktstrom-Verkauf (Peer-to-Peer) über das Netz möglich. Erzeugergemeinschaften dürfen eigene Batteriespeicher betreiben. Bei lokaler oder regionaler Stromerzeugung und -nutzung gelten reduzierte Netzentgelte. Erzeugergemeinschaften dürfen eigene Batteriespeicher betreiben. Bei lokaler oder regionaler Stromerzeugung und -nutzung gelten reduzierte Netzentgelte.

→ Netzzugang und Netznutzungsentgelte

Ab 1.1.2027 müssen Einspeiser einen Versorgungsinfrastrukturbeitrag leisten. Dieser ist so festzulegen, dass die Belastung pro Einspeiser 0,05 Cent/kWh der eingespeisten Jahresstrommenge nicht übersteigt. Einspeiser bis inklusive 20 kW sind hiervon befreit. Netzanschlusskosten werden nach Größe gestaffelt, Reduktionen bei „Systemdienlichkeit“ sind möglich. Anlagen unter 15 kW sind vom Netzanlassentgelt befreit. Entscheidend für den Netzzugang ist künftig die netzirksame Leistung statt der Engpassleistung. Netzbetreiber müssen Kapazitäten für Netzanschlüsse veröffentlichen. Neu sind auch flexible Zugänge für begrenzte Zeiträume.

→ Spitzenkappung

Diese reduziert gezielt Erzeugungsspitzen von PV- und Windanlagen, um das Stromnetz zu entlasten. PV-Anlagen dürfen dabei auf 70 Prozent, Wind auf 85 Prozent Leistung (mit max. 1 Prozent Jahresverlust) begrenzt werden. Anlagen bis 7 kW sind davon ausgenommen und diese Regelung ist auf neue und wesentlich geänderte Netzzugänge begrenzt. Für die PV ist die Regelung bereits in Kraft, für die Windkraft wird sie mit 1.1.2017 wirksam.

→ Energiespeicheranlagen

Pumpspeicher, Batteriespeicher und Elektrolyseure werden – abhängig von der Systemdienlichkeit – für 20 Jahre von Entgelten befreit. In Ausnahmefällen dürfen Netzbetreiber eigene Energiespeicheranlagen und Ladenetze für E-Mobilität betreiben.

→ Netzentwicklung

Engere Koordinierung der Netzentwicklungspläne (NEP) unter dem Regime der E-Control. Verteilnetzbetreiber mit mindestens 1.000 Zählpunkten müssen alle zwei Jahre einen NEP erstellen und systemdienlichen Betrieb darstellen. Neue öffentliche Plattform zur Bereitstellung von Flexibilitätsleistungen. Ist Flexibilität günstiger als Netzausbau, hat sie Vorrang.

→ Neue wirtschaftliche Grundsätze

Unternehmen in mehrheitlichem öffentlichem Eigentum müssen die sichere, leistbare und nachhaltige Versorgung als vorrangiges Unternehmensziel in ihren Statuten verankern.

Mehr Wind statt Sonne

Der österreichische Netzinfrasturkturplan sollte überarbeitet werden, um eine ökonomisch effiziente Transformation des Energiesystems zu sichern. Die Strategie-Empfehlung von Oesterreichs Energie liegt seit kurzem vor.

Überarbeitungsbedürftig ist nach Ansicht von Oesterreichs Energie der Österreichische Integrierte Netzinfrasturkturplan (ÖNIP). Seine derzeitige Version wurde im April 2024 veröffentlicht und wird der seit damals teilweise erheblich veränderten Lage nicht mehr gerecht. Bekanntlich wurde in dem Plan angenommen, der energetische Endverbrauch an elektrischer Energie werde von knapp 64,5 Terawattstunden (TWh) 2021 bis 2040 auf rund 121 TWh ansteigen. „Die größten Zuwächse verzeichnet der Verkehrssektor mit knapp 22 TWh und der Umwandlungseinsatz (insbesondere Elektrolyse) mit rund 16 TWh bis 2040. Während der Industriesektor ebenfalls einer Zunahme von knapp 11 TWh bis 2040 unterliegt, bleibt der Bedarf im Gebäudesektor relativ stabil“, hieß es im ÖNIP. Gedeckt werden sollte der Bedarf durch die Steigerung der Stromproduktion mittels Erneuerbarer Energien um etwa 90 Prozent auf 133 TWh. Davon wären inklusive der zur Zeit der Erstellung des ÖNIP bereits bestehenden Anlagen 48 TWh auf die Wasserkraft entfallen, 41 auf die Photovoltaik, 29 auf die Windkraft sowie 15 auf Biomasse und „grüne“ Gase. In Übereinstimmung mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) vom Sommer 2021 sah der ÖNIP vor, bereits ab 2030 den Strombedarf Österreichs „bilanziell zu 100 Prozent“ mithilfe der „Erneuerbaren“ zu decken. Für 2040 strebt Österreich bekanntermaßen die „Klimaneutralität“ an, die jedoch bis dato nirgendwo rechtsverbindlich verankert ist. Laut dem ÖNIP war geplant, bis 2030 rund acht Prozent des „theoretisch-technischen Potenzials“ von 279 TWh pro Jahr für die Stromerzeugung mit PV-Anlagen auszuschöpfen, bis 2040

sollte dieser Wert auf knapp 15 Prozent ansteigen. Hinsichtlich der Windkraft nahmen die Autoren des ÖNIP ein theoretisch-technisches Potenzial von 228 TWh pro Jahr an, das bis 2030 zu neun Prozent und bis 2040 zu 13 Prozent erschlossen werden sollte. Nur mehr ein „Restpotenzial“ von 6,9 bis 10,1 TWh pro Jahr wurde demgegenüber der Wasserkraft zugebilligt: „Während die größten Optimierungspotenziale in Oberösterreich zu finden sind, weisen Tirol und Steiermark die größten Ausbaupotenziale auf.“

Der „PV-Boom“ der vergangenen Jahre sei zwar grundsätzlich positiv, manifestiere sich aber mittlerweile „auch in deutlich steigenden Netztarifen“.

Entsprechend diesen Potenzialen wäre dem ÖNIP zufolge das Übertragungsnetz für Strom zu erweitern gewesen, wobei grobe Trassenkorridore umrissen wurden. Hinsichtlich des Gas-Fernleitungsnetzes ging es primär um „Umwidmungen und Ausbauten“ für die Versorgung mit („grünem“) Wasserstoff. Der diesbezügliche Bedarf „in der Industrie, bei KWK-Anlagen und im Güterverkehr“ wurde mit 29 TWh im Jahr 2040 beziffert.

Überarbeitete Vision

Oesterreichs Energie begrüßte den ÖNIP grundsätzlich, warnte jedoch vor der zu starken Gewichtung der PV. „Der ausgeprägte Fokus auf Sonnenenergie würde im Sommer zu einem massiven Stromüberschuss führen, im

Winter bräuchten wir aber weiterhin viel thermische Leistung, um den Strombedarf zu decken. Ideal wäre aus unserer Sicht eine stärkere Verlagerung des Ausbaus hin zur Windenergie. Am Ende soll das System nicht nur sicher und sauber, sondern auch leistungsfähig sein“, hieß es in einer Aussendung. Seine Überlegungen zu einer technisch realisierbaren und ökonomisch effizienten Transformation des Energiesystems formulierte der E-Wirtschaftsverband in der „Stromstrategie 2040“, die er auf seinem Kongress in Villach im September 2024 veröffentlichte.

Seit kurzem liegt nun eine aktualisierte Version der „Stromstrategie“ vor. Erarbeitet wurde diese ebenso wie die ursprüngliche Version von Compass Lexecon. Ihr zufolge dürfte der Strombedarf von rund 68 TWh im Jahr 2020 bis 2040 um 81 Prozent auf 123 TWh ansteigen. Die voraussichtliche Erzeugung wird laut dem Zielbild bei etwa 125,9 TWh liegen, womit Österreich, wie politisch gewünscht und energie-wirtschaftlich sinnvoll, Nettoexporteur elektrischer Energie würde. Nach wie vor wäre die Wasserkraft mit einer jährlichen Durchschnittserzeugung von rund 52,4 TWh die weitaus wichtigste Technologie. Anders als im ÖNIP käme an zweiter Stelle jedoch die Windkraft mit 35,7 TWh. Erst den dritten Rang nähme die PV mit 22,9 TWh ein. Gegenüber dem ÖNIP würden somit die Wind- und die Wasserkraft erheblich stärker gewichtet als die PV.

Oesterreichs Energie erläutert dies wie folgt: Der „PV-Boom“ der vergangenen Jahre sei zwar grundsätzlich positiv, manifestiere sich aber mittlerweile „auch in deutlich steigenden Netztarifen. Um diese Kosten zu dämpfen, sollte PV künftig geordneter ausgebaut und besser ins System integriert

werden. Die Zeit dafür gäbe es - insgesamt liegt der Zubau bei dieser Technologie derzeit deutlich über dem Zielpfad“. Demgegenüber müsse bei der Wind- und der Wasserkraft deutlich nachgebessert werden.

Mehrere Empfehlungen

Neben der Optimierung der Ausbaupfade für die „Erneuerbaren“ empfiehlt Oesterreichs Energie im „Zielbild“ fünf weitere Maßnahmen, um die Kosten für die Transformation des Energiesystems zu dämpfen. Diese umfassen die konsequente Umsetzung der im Elektrizitätswirtschaftsgesetz vorgesehenen Spitzenkappung für die Windkraft und die PV. Es gilt, Einspeisespitzen zu reduzieren, um den Netzausbau zu dämpfen und die vorhandene Infrastruktur besser auszulasten. Überdies ist es notwendig, die leistungsorientierten Netztarife weiterzuentwickeln. Die Netzkosten müssen stärker nach der in Anspruch genommenen Kapazität als nach dem Arbeitspreis berechnet werden. Auch ist es ratsam, „Anreize für netzdienliches Verhalten zu schaffen und für eine stabilere Netzfinanzierung zu sorgen“. Ein weiterer Punkt besteht darin, die Marktpreise stärker auch auf kleinere Einspeiser elektrischer Energie in die öffentlichen Netze wirken zu lassen. Dies bedeutet, die Vergütung in größerem Ausmaß „am tatsächlichen Vermarktungserfolg der Anlage auszurichten und somit die Marktintegration zu erhöhen“. Hinsichtlich des „grünen“ Wasserstoffs empfiehlt Oesterreichs Energie einen „Realitätscheck“. Die Annahmen im ÖNIP hinsichtlich seines „Hochlaufs“ erscheinen im Lichte neuer Daten als deutlich zu optimistisch. Sinnvoll wäre es hingegen, „Angebot und Nachfrage strategisch gemeinsam zu planen“. Außerdem wäre es wichtig, die Elektrifizierung des Energiesystems konsequent voranzutreiben. „Strombasierte Anwendungen in Industrie, Wärme und Mobilität sind gezielt auszubauen, um fossile Energieträger zu ersetzen, Nachfragepotenziale für erneuerbaren Strom zu erschließen und die Systemeffizienz zu erhöhen“, so der Verband.



ADOBE STOCK



Verfügbar ist die aktualisierte Stromstrategie unter:
https://oesterreichsenergie.at/modellierung_stromstrategie_2040

Netzpaket für Europa

Mit dem European Grids Package hat die EU ein Instrument auf den Weg gebracht, das die Strommarktintegration und den Ausbau der europäischen Übertragungsnetze beschleunigen soll. Doch was bedeutet das für Österreich?

Das Ziel ist nicht leicht zu erreichen. Mit der Verabschiedung der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung von 2019 hat sich die EU einen gemeinsamen Strommarkt zum Ziel gesetzt, in dem Strom gehandelt werden kann und die Preise der einzelnen Zonen möglichst konvergieren.

Die Praxis sieht anders aus. „In Europa ist es derzeit nicht möglich, Strom zu jedem Zeitpunkt in unbegrenzter Menge von A nach B zu transportieren. Fehlende Stromleitungen und Engpässe im Übertragungsnetz begrenzen den Stromhandel und damit auch den physikalischen Stromaustausch“, erklärt Gerhard Christiner, Vorstandssprecher des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG.

Fragmentierter Markt

Als Konsequenz zerfällt der europäische Binnenmarkt regelmäßig in regionale Gebotszonen, die Biddingzones, die größtenteils den Nationalstaaten entsprechen. Innerhalb dieser Biddingzones bilden sich Preise entsprechend der regionalen Merit Order beziehungsweise der preissetzenden regionalen Kraftwerkstechnologien.

Daraus wiederum resultieren Preisunterschiede zwischen den Zonen, die zu einer beträchtlichen volkswirtschaftlichen Zusatzbelastung führen. So hatte Österreich im Jahr 2025 einen durchschnittlichen Preisunterschied zu Deutschland von 9,6 Euro pro MWh. „Bei einem Strombedarf von rund 70 TWh bedeutet das für den österreichischen Stromkunden Mehrkosten in der Höhe von etwa 600 Millionen Euro“, sagt Gerhard Christiner und ergänzt: „Ein leistungsfähig ausgebautes Übertragungsnetz ist die Voraussetzung, um im europäischen Binnenmarkt integriert zu sein und den österreichischen Stromkunden den Zugang zu den günstigsten europäischen Stromquellen zu ermöglichen.“

Viele Engpässe

Alle einzelnen europäischen Engpässe aufzuführen, ist beinahe unmöglich. Aus österreichischer Sicht lassen sich dennoch einige Nadelöhre identifizieren, die sich auf das heimische Stromsystem besonders negativ auswirken, allen voran die innerdeutsche Nord-Süd-Achse, die Windenergieerträge aus Norddeutschland nach Süden transportiert. Diese Stromflüsse sind so hoch, dass es innerdeutsch immer wieder zu Überlastungen kommt. Zugleich haben Polen und Tschechien Ausweichmöglichkeiten über ihr Gebiet durch die Installation von Phasenschiebertransformatoren massiv eingeschränkt.



„Von österreichischer Seite versucht man in Brüssel ein Bewusstsein zu schaffen, dass es nicht sein kann, dass ein kleines Land wie Österreich das Netz auch für den europäischen Stromhandel ausbaut, dafür aber keinen echten Benefit bekommt.“

Gerhard Christiner, APG-Vorstand

„An der Grenze zwischen Deutschland und Österreich sind die schwachen 220 kV Kuppelleitungen oftmals Ursache für ein Decoupling Österreichs aus dem europäischen Binnenmarkt. Auch die innerösterreichischen 220 kV Leitungen entsprechen nicht mehr den Erfordernissen eines europäischen Binnenmarktes. Sie sind die Hauptursache dafür, dass Österreich rund 7.500 Stunden im Jahr aus dem europäischen Strommarkt entkoppelt ist“, erklärt Christiner.

Deutschlandleitung und Österreich

Um die Engpässe an der Grenze zu Deutschland zu beheben, gilt die 380-kV-Deutschlandleitung zwischen St. Peter am Hart in Oberösterreich und Altheim bei Landshut in Bayern als zentral. Sie soll bis 2027 fertiggestellt sein. Wichtig wäre aber auch ein weiterer Ausbau des 380 kV Netzes in Kärnten sowie der Ersatz oder die Verstärkung alter 220 kV Leitungen wie jener Richtung Ungarn.

Um sein Netz zu schützen, verwendet auch Österreich Phasenschiebertransformatoren, allerdings primär innerösterreichisch. Grundsätzlich gelten sie als nützlich, aus größerer Perspektive sind sie aber nicht ganz unproblematisch: „Solange alle Akteure im Sinne einer möglichst guten Verteilung der Stromflüsse und somit Auslastung ihrer Netze handeln, ist dieses Instrument absolut hilfreich. Wenn es aber nur dazu verwendet wird, um Stromflüsse abzurängen und seinem Nachbarn zuzuschieben, wird es schwierig“, urteilt Christiner.

Europäische Herausforderung

Damit spricht der APG-Vorstand einen weiteren entscheidenden Punkt an: Maßnahmen zur Stärkung der Netzinfrastruktur können, wenn sie erfolgreich sein sollen, nur mit Rücksicht auf das europäische Ganze erfolgen.

Sehr prägnant formuliert das, mit einem Blick auf Versorgungssicherheit, Christian Zinglersen, bis 2025 Direktor der EU-Energieregulierungsagentur ACER: „Damit die EU energiepolitisch unabhängiger werden kann, müssen die Mitgliedsstaaten stärker voneinander abhängig werden. Die Integration der 27 nationalen Energiesysteme in einen einzigen EU-weiten Markt ist dafür entscheidend.“

Das European Grids Package ist ein Schritt in diese Richtung. Es soll den Ausbau beschleunigen, unter anderem durch die weitere Stärkung des überwiegenden öffentlichen Interesses beim Netzausbau, verkürzte Genehmigungsfristen oder die Einführung eines digitalen Einheitsportals für sämtliche Genehmigungsschritte, einschließlich des Zugangs zu Umwelt- und Geodaten. Damit wird ein gesamteuropäischer Rahmen geschaffen.

Vorgaben zeigen Wirkung

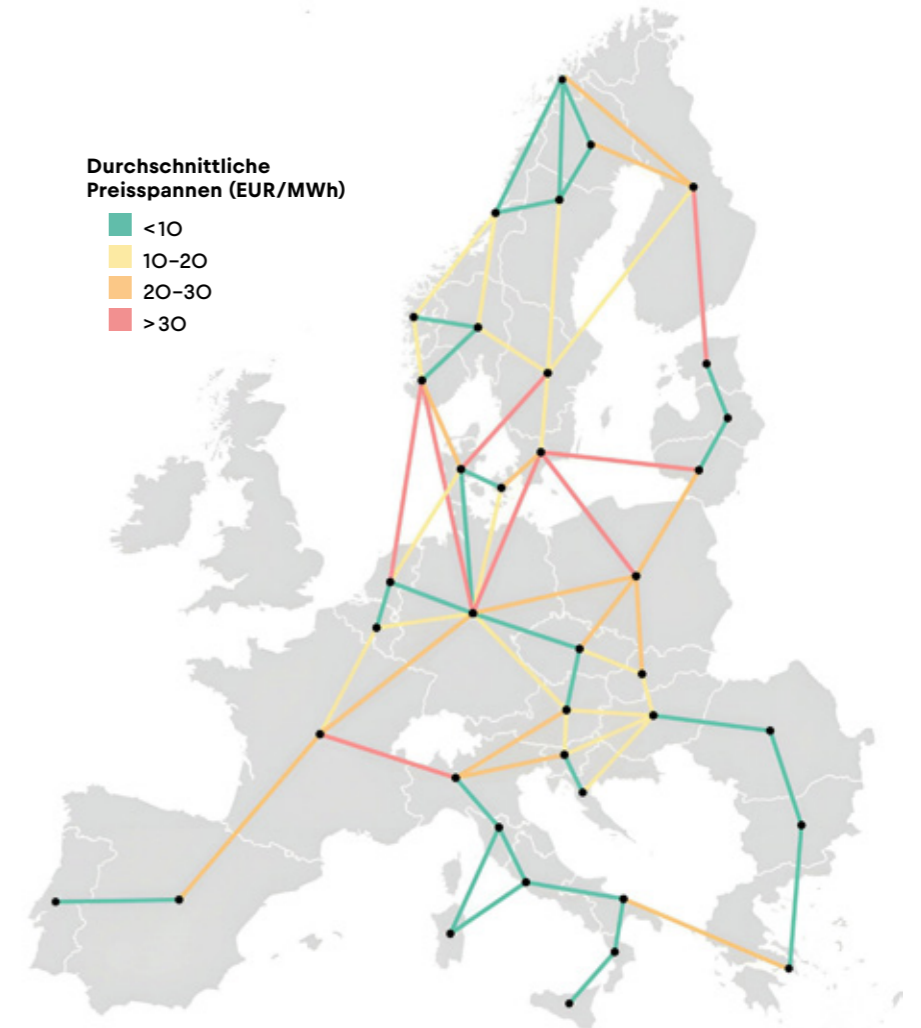
Gerade in Deutschland führt die Umsetzung europäischer Vorgaben bereits zu mehr Momentum beim Ausbau, wie Gerhard Christiner bemerkt: „In Deutschland lässt sich gut beobachten, dass die Teil-Umsetzung der RED-III-Richtlinie in nationales Gesetz eine deutliche Beschleunigung im Netzausbau zur Folge hat. Dementsprechend hoffe ich, dass in Österreich das Erneuerbaren-Ausbaugesetz bald beschlossen wird, denn da sind wichtige Dinge festgeschrieben wie das überragende öffentliche Interesse, die Festlegung von Grenzwerten, oder die Möglichkeit, Trassenkorridore per Verordnung auszuweisen.“

Im Rahmen des European Grids Package ist auch die Notwendigkeit einer gerechteren Kostenverteilung Thema. Dabei geht es unter anderem um die für Österreich wichtige Frage, wie Länder mit hohem Stromtransitaufkommen entschädigt werden sollen.

Der europäische Ausgleichsmechanismus ITC wird von den betroffenen Netzbetreibern jedenfalls als unzureichend kritisiert. Für ganz Europa sind dafür pro Jahr gerade einmal 100 Millionen Euro vorgesehen. Österreich erhält daraus rund fünf Millionen. „Das ist

Durchschnittliche Preisspannen (EUR/MWh)

- <10
- 10-20
- 20-30
- >30



Engpässe im europäischen Stromnetz

Die Grafik zeigt die durchschnittlichen Preisunterschiede an den Gebotszonengrenzen im Single-Day-Ahead-Coupling in Euro/MWh. Je höher der Wert, desto stärker der Engpass.

Quelle: Acer. Stand: 2024.

ein Tropfen auf den heißen Stein“, kommentiert APG-Vorstand Christiner. „Von österreichischer Seite versucht man in Brüssel ein Bewusstsein zu schaffen, dass es nicht sein kann, dass ein kleines Land wie Österreich das Netz auch für den europäischen Stromhandel ausbaut, dafür aber keinen echten Benefit bekommt. Aus meiner Sicht wird ein kluges gemeinsames Vorgehen von Politik, Regulierungsbehörde und Übertragungsnetzbetreiber ein entscheidender Faktor in dieser Frage sein.“

Verbesserungsbedarf

In diesem Punkt ortet auch die ENTSO-E, der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Nachbesserungsbedarf. Zwar zielt das European Grids Package darauf ab, die Kosten für

grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte fair auf alle Länder zu verteilen und nicht nur auf das Land, in dem die Leitung physisch gebaut wird. Doch die damit verbundene Idee, die Erlöse der nationalen Netzbetreiber aus der Vergabe knapper grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten zu 25 Prozent in einem gemeinsamen Topf zu bündeln und für den Infrastrukturausbau zu verwenden, stößt auf wenig Zustimmung.

Konkret kritisiert ENTSO-E, dass die neue Vorgabe funktionierende nationale Regelungen aushebeln, Investitionsanreize verzerren und rechtliche Folgefragen nach sich ziehen würde. Sollte sie dennoch umgesetzt werden, fordern die europäischen Netzbetreiber zumindest den Verbleib der Erlöse im jeweiligen Mitgliedsstaat.

„Leucht-Türme“ für die Windkraft

Leuchttürme der Energiezukunft. Das Repowering von Windparks ist eine vergleichsweise einfache Lösung, um zu mehr Leistung und mehr Erzeugung zu kommen. Das zeigen Anlagen mit 164 Metern Nabenhöhe, die die EVN Naturkraft errichtete.

Es sind im wahrsten Sinn des Wortes „Leucht-Türme“ der Energietransformation, die die EVN Naturkraft in Prellenkirchen etwa 40 Kilometer südöstlich von Wien errichtete: Die dort im vergangenen Sommer installierten sieben Windkraftanlagen der Type Nordex N163 haben eine Nabenhöhe von rund 164 Metern und einen Rotordurchmesser von 163 Metern. Mit ihrer Leistung von jeweils 6,8 Megawatt (MW) gehören sie zu den leistungsstärksten bisher in Österreich installierten Windrädern.

In einem Jahr mit durchschnittlichem Winddargebot können sie insgesamt etwa 119 Gigawattstunden (GWh) elektrische Energie erzeugen, genug, um rund 34.000 Haushalte zu versorgen. Nach Angaben der EVN ist Prellenkirchen ein „klassisches Repoweringprojekt“: Die sieben neuen Windräder mit 47,6 MW Gesamtkapazität ersetzen acht seit mehr als 20 Jahren im Einsatz befindliche Altanlagen, die zusammengenommen auf 14,4 MW kamen und rechnerisch etwa 8.000 Haushalte versorgen konnten. Mit einer reduzierten Anzahl moderner Windräder konnte demnach die Leistung des Windparks fast verdreifacht werden, während die erzeugte Strommenge sogar fast vervierfacht werden konnte.

Der EVN zufolge ist Prellenkirchen eine geradezu ideale Windgegend. Der Standort sei einer der windreichsten in Niederösterreich,

„In einem Jahr mit durchschnittlichem Winddargebot können sie insgesamt etwa 119 Gigawattstunden (GWh) elektrische Energie erzeugen, genug, um rund 34.000 Haushalte zu versorgen.“

und die neue Anlagentechnik ermögliche es, dieses Potenzial noch erheblich besser zu nutzen als zuvor. Überdies sind Repoweringvorhaben dem Unternehmen zufolge üblicherweise erheblich einfacher umzusetzen als Projekte in Gebieten, wo die Windkraft bis dato kein Thema war: „Die Menschen haben sich an die Windräder gewöhnt. Sie wissen, sie sind nicht laut, und es gibt auch keine sonstigen Gefahren. Außerdem verringert sich durch das Repowering normalerweise die Zahl der Anlagen. Dazu kommt, dass sich größere Anlagen optisch langsamer bewegen und deshalb weniger wahrgenommen werden.“ Auch das trägt in nicht zu unterschätzender Weise zur Akzeptanz von Repoweringprojekten bei. In Prellenkirchen sei die Bevölkerung der Windkraft gegenüber mittlerweile sehr aufgeschlossen. Aus der Gemeinde heißt es, die Windräder gehörten schon seit rund zwei Jahrzehnten quasi zum Lokalkolorit.

Mittlerweile seien sie kaum noch wegzudenken. Und dass es mit dem Repowering möglich sei, „einen noch größeren Beitrag für eine Erneuerbare Energiezukunft leisten zu können“, sei durchaus erfreulich und erwünscht. In Prellenkirchen gingen die ersten Windräder bereits vor rund einem Vierteljahrhundert in Betrieb. Die vor dem Repowering letzte Erweiterung (Prellenkirchen IV) fand 2014 statt. Der 2025 „repowerete“ Teil mit der Bezeichnung Prellenkirchen III wurde ursprünglich 2003 errichtet.

Mit der Planung von Erneuerungsvorhaben beginnen die Betreiber von Windkraftanlagen spätestens, wenn sich das Ende des Förderzeitraums – nach dem Ökostromgesetz 13 Jahre, nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) 20 Jahre – abzeichnet. Jedenfalls erforderlich werden derartige Projekte, wenn der Aufwand für Wartung und Betrieb die Grenzen der Wirtschaftlichkeit erreicht. Und das kann bisweilen auch deutlich vor dem Auslaufen der Förderungen der Fall sein: Nach den Erfahrungen der EVN respektive ihrer Tochter EVN Naturkraft gibt es auch bei Windrädern die berüchtigten „Montagsanlagen“, die aus unerfindlichen Gründen ungewöhnlich häufig repariert werden müssen. Ab einem bestimmten Alter der Anlagen, das bei rund 20 Jahren liegt, steht das Repowering aber jedenfalls auf dem Programm.

EVN



6,8 Megawatt: Die neuen Windräder der EVN in Prellenkirchen gehören zu den leistungsstärksten in Österreich.

Große Pläne

Die EVN als zweitgrößter Betreiber von Windkraftanlagen in Österreich hat hinsichtlich des Ausbaus der Windenergie weitreichende Pläne: Sie will die Leistung ihrer Anlagen von derzeit rund 550 MW bis 2030 auf 770 MW steigern. Repowering spielt dabei eine keinesfalls zu unterschätzende Rolle: Es handle sich um eine „sehr einfache Lösung, um auf viel mehr Leistung und viel mehr Erzeugung“ zu kommen. Nicht zwangsläufig geht es dabei um die Errichtung immer größerer und leistungsstärkerer Windräder. Bisweilen empfehle es sich, eine größere Anzahl vergleichsweise kleiner Anlagen zu installieren und damit auf eine höhere Gesamtleistung zu kommen. Das hat auch mit den verfügbaren Flächen zu tun: Je größer die einzelnen Anlagen sind, desto größer sind auch die Abstände, die zwischen ihnen aus technischen Gründen eingehalten werden müssen.

Stets zu beachten sind sowohl bei Neuvorhaben als auch bei Repoweringprojekten neue rechtliche sowie regulatorische Vorhaben. So räumt etwa das seit Ende vergangenen Jahres in Kraft befindliche Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EiWG) den (Verteil-)Netzbetreibern die Möglichkeit ein, ab dem 1. Jänner 2027 die netzwirksame Leistung von Windkraftanlagen „dauerhaft dynamisch zu begrenzen“ (Spitzenkappung). Dem Wortlaut des Gesetzes zufolge darf das Ausmaß der Spitzenkappung „nicht mehr als ein Prozent der von einer mit Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus festzulegenden Referenzanlage mit vollem Netzzugang erzeugten Jahresenergiemenge betragen und 15 Prozent der Maximalkapazität der Referenzanlage nicht überschreiten“.

Der EVN zufolge wird dies eine Motivation sein, verstärkt sogenannte Hybridparks zu entwickeln. Bei diesen werden Windkraft- sowie Photovoltaikanlagen mit leistungsstarken Batteriespeichern kombiniert. So lässt sich das Ausmaß der Spitzenkappung minimieren und der Ertrag der kombinierten Anlagen optimieren.

Ausbau in Neusiedl/Zaya

In Prellenkirchen mit seinen insgesamt rund 30 Windrädern, sind laut EVN nun für längere Zeit keine weiteren Repoweringvorhaben geplant. Ausbau ist dagegen in Neusiedl an der Zaya rund 50 Kilometer nordöstlich von Wien angesagt. Seit 2002 stehen dort bereits fünf Windkraftanlagen der EVN. Im Jahr 2023 kamen in einem gemeindeübergreifenden Windpark sieben moderne Anlagen der Type Vestas162 mit je 6 MW Leistung dazu. Nun befinden sich zwei weitere Windräder im Bau, die auf jeweils 7,2 MW kommen sollen. Hinsichtlich des Nachschubs an weiteren „Leucht-Türmen“ ist die EVN zuversichtlich. Aber damit der Ausbau der Windkraft in ganz Österreich und in Zukunft noch deutlich rascher erfolgen kann, braucht die Branche stabile Rahmenbedingungen und vor allem die dazu notwendigen Flächen. Denn nur mit Repowering können die wichtigen energie- und klimapolitischen Ziele nicht erreicht werden.

Das Projekt in Zahlen

Projektbeginn: Baustart Juni 2024

Projektabschluss: Fertigstellung der Anlagen Ende 2025; Ersatz von acht Anlagen mit insgesamt 14,4 MW durch sieben Windräder mit 47,6 MW Gesamtleistung.

Effekt: Vervierfachung der Erzeugung durch weniger Anlagen mit höherer Leistung. Statt 8.000 können nun 34.000 Haushalte versorgt werden.

Die Strommacher:innen

Unzählige Menschen sorgen dafür, dass in Österreich die Lichter nicht ausgehen und die Energiewende gelingt. In dieser Ausgabe stellen wir zwei von ihnen vor. Einen Teil ihres Berufswegs bildete ein Trainee-Programm bei Oesterreichs Energie.



NAME
Ingemar Breuss
UNTERNEHMEN
Vorarlberger Energienetze
FUNKTION
Geschäftsführer

Zunächst sah es so aus, als würde ich ein ganz klassischer Jurist werden. Ich habe in Innsbruck Betriebswirtschaft und Jus studiert, ging dann nach Wien in eine Rechtsanwaltskanzlei, später nach Liechtenstein. Kurz vor meinem dreißigsten Lebensjahr kam die Rechtsanwaltsprüfung dran.

Mit der Zeit wurde mein Wunsch jedoch immer stärker, in die Industrie zu wechseln. Dass ich 2007 bei den illwerke vkw begonnen habe, war mehr oder weniger Zufall. Gerade als ich mich nach interessanten Aufgaben in einem der vielen Top-Industrieunternehmen in Vorarlberg umschaute, war dort eine spannende Stelle in der Unternehmensentwicklung ausgeschrieben. So haben die illwerke vkw und ich zusammengefunden.

Zu Beginn war ich für die Beobachtung der Energierechtsgesetzgebung auf nationaler und europäischer Ebene zuständig. Später nahm ich an einem Trainee-Programm im Brüsseler Büro von Oesterreichs Energie teil. Dieses Programm wurde für Mitarbeiter der Energieversorger entwickelt, damit sie einen Einblick in die Institutionen der EU bekommen. Zu sehen wie Richtlinien und Verordnungen entstehen und wie EU-Kommission und EU-Parlament arbeiten, war für mich sehr span-

nend und lehrreich. Ich denke noch heute gern daran zurück.

Im Unternehmen übernahm ich im Lauf der Zeit verschiedene Funktionen, unter anderem im Finanzbereich und später als Leiter der Rechtsabteilung. Vor knapp fünf Jahren wechselte ich in meine heutige Rolle als Geschäftsführer der Netzgesellschaft. Dort bin ich vor allem für regulatorische und kaufmännische Themen verantwortlich und beschäftige mich weiterhin intensiv mit energiepolitischen Entwicklungen und deren Auswirkungen auf die Branche.

Und da gibt es einiges, das uns auf Trab hält: Die Herausforderungen im Netzbereich sind derzeit enorm, etwa die Umsetzung zahlreicher Vorgaben aus dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz, darunter die Umstellung von Zählern auf die Viertelstundenablesung. Bei rund 220.000 Zählern bedeutet das Milliarden Datensätze pro Jahr. Dafür bauen wir derzeit ein eigenes Datenmanagement-Kompetenzzentrum auf.

Ein weiteres großes Thema ist der Ausbau der Netzinfrastruktur. Bis 2040 plant unser Unternehmen hier Investitionen von rund 1,4 Milliarden Euro. Sie sehen also: Langweilig wird uns nicht. Es macht aber auch richtig Freude, mit den richtigen Entscheidungen den grünen Umbau unseres Energiesystems voranzutreiben.

„Es macht Freude, den grünen Umbau des Energiesystems voranzutreiben.“

Ingemar Breuss



NAME
Melanie Hörbler
UNTERNEHMEN
Linz AG
FUNKTION
Expertin für Strategie und Public Affairs im Bereich Energieerzeugung

Mit der Zeit begannen mich aber immer mehr auch Systemfragen zu interessieren: Welche Technologien werden künftig wichtig sein? Wie lassen sich Klimaziele mit Versorgungssicherheit und wirtschaftlichen Anforderungen verbinden? Als vor einigen Jahren bei der Linz AG eine Position mit Fokus auf Strategie, Dekarbonisierung der Kraftwerke, Forschung und Public Affairs ausgeschrieben wurde, war für mich daher schnell klar: Das würde ich gern machen. Seit Juli 2023 arbeite ich nun dort als Expertin für Strategie und Public Affairs im Bereich Energieerzeugung.

In meinem Arbeitsalltag bearbeite ich sehr unterschiedliche Fragen: Ich bin an der Entwicklung strategischer Projekte wie der Dekarbonisierung der Fernwärme bis 2040 beteiligt, zugleich leite ich das Forschungsprojekt Heatrock zur Großwärmespeicherung in Kavernen. Dazu kommt der Austausch mit Behörden, Politik, Forschungseinrichtungen und anderen Energieunternehmen und die Analyse von Gesetzesentwürfen, das ist der Public-Affairs-Teil.

Eine wichtige Erfahrung für meine Arbeit war meine Zeit als Trainee bei Oesterreichs Energie in Brüssel. Dort wurde mir noch einmal sehr deutlich, wie komplex das Zusammenspiel zwischen Wirtschaft, Politik und Gesellschaft im Energiesektor tatsächlich ist. Gerade dieses Zwischenstück finde ich faszinierend und ich bin froh, ein Teil davon zu sein.

„Die Frage, wie wir die Klimakrise bewältigen können, beschäftigt mich seit meinem Studium.“

Melanie Hörbler

So richtig intensiv habe ich mich mit den Folgen der Erderwärmung und des Klimawandels während meines Studiums zu beschäftigen begonnen. Seitdem lässt mich das Thema nicht mehr los. Wohl auch, weil ich einen ausgeprägten Gerechtigkeitssinn habe und Klimafragen sehr viel mit Gerechtigkeit zu tun haben, mit sozialer Gerechtigkeit ebenso wie mit Generationengerechtigkeit.

Dass ich neben einem Bachelor in Betriebswirtschaft an der Universität Graz auch einen Bachelor in Umweltsystemwissenschaften gemacht habe, hat sich nach dem ersten Semester ergeben: Da habe ich gemerkt, dass mir eine rein betriebswirtschaftliche Sicht auf die Welt nicht reicht. Die Wahl meines Masterstudiums, Regenerative Energiesysteme und technisches Energiemanagement an der FH Wieselburg, war dann von dem ganz klaren Wunsch geprägt, einen Job zu wählen, der für die Bewältigung der Klimakrise relevant ist.

Eingestiegen bin ich in die Energiewirtschaft über die Photovoltaikbranche. Zunächst arbeitete ich bei einem Projektentwickler, später bei Wien Energie im Projektmanagement für Freiflächenanlagen. Meine Aufgaben reichten da von Genehmigungsverfahren über technische Planung bis hin zur Organisation von Bau und Beschaffung.

BEGESTELLT



Günstige Module, niedrige Rohstoffwerte im Recycling: Was andere als Problem sahen, sah Prüller als Chance.

Wie haben Sie das gemacht, Herr Prüller?

Mit 2nd Cycle haucht Simon Prüller ausrangierten PV-Modulen neues Leben ein. Etwas, das bis vor Kurzem zwar als technisch möglich, wirtschaftlich aber als nicht darstellbar galt.

Wie so oft im Leben stand auch am Beginn dieser Business-Idee das Hörensagen. Nach seinem Maschinenbaustudium war Simon Prüller gemeinsam mit dem späteren Co-Founder Gerald Eichler im Projektgeschäft unterwegs und hörte dabei so manche spannende Geschichte. Eine Frage, die damals, wir schreiben das Jahr 2022, in Gesprächen immer wieder auftauchte, betraf die Zukunft der PV-Branche. Oder genauer gesagt, die stetig zunehmende Zahl ausrangierter PV-Module und ihre weitere Verwendung.

Recyclingprozesse sind technisch zwar bereits möglich, doch es bleibt schwierig, diese wirtschaftlich im großen Maßstab zu betreiben. Denn neue Module können inzwischen sehr günstig angeschafft werden, der Rohstoffwert, der beim Recycling erzielt werden kann, erweist sich hingegen als nicht allzu hoch. Die meisten in der Branche sehen darin vor allem einen Faktor, der gegen Recycling spricht und somit ein Problem. Prüller und Eichler erkannten hingegen die Chance.

Vorzeitig aussortiert

„Sehr viele PV-Module sind zum Zeitpunkt ihres Ausbaus in einem technischen Zustand, der eine problemlose weitere Nutzung für zehn oder sogar

„Vor allem Betreiber größerer Anlagen tauschen Module vorzeitig, um durch den Einsatz neuer Modelle noch mehr an Effizienz zu gewinnen.“

Simon Prüller

fünfzehn Jahre erlauben würde“, sagt Prüller. „Vor allem Betreiber größerer Anlagen tauschen Module vorzeitig, um durch den Einsatz neuer Modelle noch mehr an Effizienz zu gewinnen.“

Die Idee von 2nd Cycle, wie Prüller und Eichler ihr Start-up nannten, bestand darin, die ersetzten Module so aufzubereiten, dass ihre Weiternutzung attraktiv werden würde. „Wir hatten uns in den Kopf gesetzt, eine Anlage zu bauen, die die ausrangierten PV-Module automatisiert identifiziert, reinigt und mittels elektrischer und optischer Prüfverfahren auf ihre Weiterverwendbarkeit testet“, erzählt Prüller. „Schon bald haben wir allerdings gesehen, dass das eine ziemlich kostenintensive Angelegenheit ist. Denn was wir vorhatten, das fällt eindeutig in den Bereich Sondermaschinenbau. Das sind große, komplexe Anlagen, nichts, was man einfach so nebenbei im Vorbeigehen schaffen und schon gar nicht als Privatperson mit beschränkten Ressourcen finanzieren kann.“

Zur Person

Simon Prüller (32)

Der Mostviertler besuchte die HTL Waidhofen, studierte danach Maschinenbau in Leoben und arbeitete in der Folge gemeinsam mit seinem späteren Co-Founder Gerald Eichler als Projektleiter im Sondermaschinenbau. Bei Projekten in der PV-Industrie bekam er unter anderem die regen Diskussionen um Reuse und Recycling von ausgebauten PV-Modulen mit und beschloss eines Tages, selbst aktiv zu werden.

Mit 2nd Cycle gründeten Prüller und Eichler ein Start-up, das sich das Ziel gesetzt – und inzwischen auch erreicht – hat, eine ebenso nachhaltige wie wirtschaftliche Wiederverwertung von PV-Modulen zu implementieren. Als Zielgruppe von 2nd Cycle definiert Prüller Recycler, Energieunternehmen und Betreiber großer PV-Anlagen.

Innovation

Auf der Suche nach Investoren

Und so begann parallel zur Entwicklung der Anlage auch die Suche nach Investoren, die, wie Prüller sich erinnert, nicht unbedingt einfach war. Schließlich sagten mit dem Amstettner Recycling-Profi Müller-Guttenbrunn (MGG) und dem Business Angel Michael Altrichter aber engagierte und überaus branchenaffine Partner zu.

Der Aufbau des Prototypen konnte also beginnen: eine rund 30 Meter lange Prüflinie, die die Module automatisiert untersucht und die automatisch klassifiziert, welche davon noch wiederverwendbar sind und welche recycelt werden müssen. Die nicht weiter nutzbaren Module werden gleich in der Anlage so weit getrennt, dass ihre Bestandteile in vorhandene Recyclingprozesse integriert werden können. „PV-Module bestehen zu etwa 70 bis 75 Prozent aus Glas sowie aus Aluminium, Silizium, Kunststoffen und kleineren Mengen von Silber und Kupfer“, erklärt Prüller. „Das alles lässt sich, wenn es gut getrennt ist, perfekt wiederverwerten.“

Sehr hohe Reuse-Quoten

Schon jetzt zeigt die Erfahrung allerdings, dass ein sehr großer Teil der Module ohnehin nicht recycelt werden muss: „Wenn sie unbeschädigt ausgebaut werden, können je nach Projekt fünfzig bis achtzig Prozent – in Einzelfällen sogar bis zu neunzig Prozent – in einen zweiten Lebenszyklus überführt werden“, sagt Prüller.

Dass das derzeit nicht flächendeckend passiert, liegt unter anderem daran, dass alte Module nur dann verkauft und weitergenutzt werden können, wenn sie über einen detaillierten Prüfbericht verfügen, der dem Käufer Sicherheit in Haftungs- und Sicherheitsfragen gibt. Und ein solcher Bericht ist teuer.

„Genau hier setzen wir mit unserer Anlage an“, sagt Prüller. „Denn solange ein klassischer Labortest pro Modul bis zu 100 Euro kosten kann und ein neues Modul vielleicht nur 50 Euro kostet, kann das Reuse-Konzept nicht wirtschaftlich sein. Mit Automatisierung und KI-gestützten Bildanalyseverfahren lassen sich die Prüfkosten allerdings auf einige wenige Euro senken und genau das tut unsere Anlage.“



2nd Cycle Team: Das Unternehmen hat eine Lösung konzipiert, die bis zu 270.000 Module pro Jahr verarbeitet. Der Personalaufwand bleibt dabei gering.

270.000 Module pro Jahr

Dazu kommt der Vorteil der Skalierbarkeit. 2nd Cycle hat eine Lösung konzipiert, die bis zu 270.000 Module pro Jahr verarbeitet. Der Personalaufwand bleibt dabei gering. Durch Automatisierung und Robotikeinsatz, etwa beim Handling der schweren Module, reicht im Grunde eine Person, um die Maschine am Laufen zu halten.

Der andere Grund, an dem das Reuse von PV-Modulen bislang oft scheiterte, ist der Transport. Denn ohne eine entsprechend darauf ausgerichtete Infrastruktur zerbrechen sehr viele Module auf dem Weg. Mit der SolarBox, wie 2nd Cycle sie nennt, hat sich das Start-up von Prüller und Eichler auch dieses Problems angenommen. „Die Box erlaubt es, die Module sicher zu beladen und zu entladen. Auch damit können wir den Reuse-Anteil signifikant heben“, sagt Prüller.

Als Technologieanbieter positioniert

Erste Geschäftsfälle gibt es bereits: Im Moment werden die aufbereiteten Module vor allem in Österreich verkauft, die Mengen steigen dabei kontinuierlich, so dass man inzwischen auch

Das Unternehmen

2nd Cycle FlexCo

SITZ: Amstetten

GRÜNDUNG: 2024

MÄRKTE: Österreich, Einstieg in den europäischen Markt geplant

GESCHÄFTSMODELL: Automatisierte Reuse- und Recycling-Technologie für PV-Module

Projekte mit mehreren tausend Modulen realisiert. Auch erste Kontakte zu Interessenten im Ausland, etwa in Großbritannien, wo größere Anlagen entstehen sollen, hat 2nd Cycle geknüpft.

Für Prüller ist das der Weg, den er in Zukunft beschreiten will: Anlagen entwerfen, sie an die Bedürfnisse einzelner Recycler anpassen, aber nicht selbst betreiben. „In der Anfangsphase betreiben wir unsere Anlagen für Reuse und Recycling auch selbst zu Entwicklungszwecken. Dabei prüfen wir PV-Module und führen geeignete Module wieder dem Markt zu. Strategisch liegt unser Fokus jedoch klar auf der Rolle als Technologieanbieter. Wir entwickeln und liefern die Anlagen sowie die dazugehörige Software, mit der unsere Partner die Prozesse dann selbst betreiben können“, skizziert Prüller den Plan für die Zukunft.

Energie- und Elektrizitätstechnik Preise 2026

Die OVE Energietechnik, Oesterreichs Energie Forschung & Innovation und der Verein zur Förderung der Schalterforschung vergeben auch 2026 wieder Preise für den technisch-wissenschaftlichen Nachwuchs.



EINREICHUNG

von Abschlussarbeiten an HTLs, Diplomarbeiten an Fachhochschulen und Universitäten sowie Dissertationen und weiteren wissenschaftlichen Arbeiten **auf www.ove.at bis 1. Juli 2026.**



BEWERTUNG

... methodische Darstellung
... thematische Zugehörigkeit zur Preiskategorie
... fachliche Qualität
... Aktualität



PREIS

... bis zu 3.000,- Euro je Arbeit

Der Rechtsweg ist ausgeschlossen. Nähere Informationen entnehmen Sie bitte den jeweiligen Websites.



OVE Energietechnik-Preis

Arbeiten mit Bezug auf die elektrische Energietechnik:

- Die Zukunft ist elektrisch: Neue Verbraucher im Stromnetz
- Nieder- und Mittelspannungstechnik für die Energiewende („Technik“-Block mit v.a. Praxisbeispielen)

Einreichungen von weiblichen Personen werden besonders begrüßt!



Oesterreichs Energie-Preis

mit Themenschwerpunkten in den Bereichen:

- Energieerzeugung (Energieeinsatz/umwandlung)
- Übertragung/Verteilung
- Nachhaltigkeit
- Innovative Energieanwendung
- Andere (z. B. Energiespeicher, Digitalisierung)

Einreichungen von weiblichen Personen werden besonders begrüßt!



Prof. Werner Rieder-Preis

Forschungsgebiet der elektrischen Schaltgeräte





**Unser Stromsystem
ist mit allen Wassern
gewaschen.**

Über 60 Prozent des österreichischen Stroms stammen aus der Wasserkraft. Das ist nicht nur gut fürs Klima, sondern auch für die Sicherheit unserer Stromversorgung. Denn leistungsfähige Speicher sind die Eckpfeiler einer verlässlichen Energieversorgung – damit der Strom auch dann fließt, wenn der Wind nicht weht oder einmal eine Wolke vor der Sonne steht.

Österreichs E-Wirtschaft schafft Versorgungssicherheit.

oesterreichsenergie.at



DOSSIER I Kritische Rohstoffe: EU ohne Strategie



Lithium: zentraler Rohstoff für Batterien und damit für Elektromobilität und Energiespeicher. Laut Europäischem Rechnungshof ist die EU bei der Versorgung stark von Importen abhängig und verfügt bislang über keine belastbare Strategie zur Sicherung der Rohstoffe.

Laut dem Europäischen Rechnungshof fehlt es vor allem an einem soliden Plan zur Bereitstellung von Materialien, die für die Energiewende wichtig sind. Die Kommission verspricht, seine Empfehlungen umzusetzen.

Die energie- und klimapolitischen Ziele der Europäischen Union sind ambitioniert: Ab 2030 sollen mindestens 42,5 Prozent der benötigten Energie aus erneuerbaren Quellen stammen. Für 2050 strebt die EU die „Klimaneutralität“ von Wirtschaft und Gesellschaft an. Doch bei der Beschaffung der erforderlichen Rohstoffe für Anlagen wie Windturbinen, Batterien und Solarpaneele geht sie alles andere als optimal vor, zeigt ein kürzlich erschienener Sonderbericht des Europäischen Rechnungshofs mit dem Titel „Kritische Rohstoffe für die Energiewende: Keine solide Strategie vorhanden“. Dieser analysiert die einschlägigen Tätigkeiten der EU-Kommission bis Oktober 2025.

ADOBE STOCK



Kritische Rohstoffe: Zentrale Voraussetzung für die Transformation des Energiesystems

Als „kritisch“ gelten dem Bericht zufolge Rohstoffe, „die von wirtschaftlicher Bedeutung sind und bei denen ein hohes Versorgungsrisiko besteht“. Als „strategisch“ wiederum wird eine Untergruppe dieser Materialien betrachtet, „die für die künftige Nachfrage in strategischen Sektoren, einschließlich des Sektors der Erneuerbaren Energien, von besonderer Bedeutung“ ist.

Wie der Rechnungshof feststellt, kann die EU ihren Bedarf an den betreffenden Materialien grundsätzlich durch Importe, durch die Produktion auf ihrem eigenen Gebiet sowie durch die „nachhaltigere Bewirtschaftung“ decken. Und sie habe in den vergangenen Jahren „eine Reihe von Schritten unternommen, um die Sicherheit der Versorgung mit kritischen Rohstoffen zu erhöhen, darunter die Annahme des Aktionsplans zu kritischen Rohstoffen und der Verordnung zu kritischen Rohstoffen. In diesem Bericht werden die Ergebnisse dieser Bemühungen untersucht sowie Beiträge zu den politischen Debatten im Vorfeld des Etappenziels für 2030 und zur laufenden Durchführung der Verordnung auf Ebene der Mitgliedsstaaten und der Kommission geleistet“.

Fehlende Daten, unklare Ziele

Dem Bericht zufolge gibt sich die EU mit ihrer Rohstoffpolitik zwar eine strategische Ausrichtung vor. Allerdings ist die Datengrundlage nach Einschätzung des

Rechnungshofs mangelhaft. Die erste Liste kritischer Rohstoffe – d. h. Rohstoffe, die von wirtschaftlicher Bedeutung sind und bei denen ein hohes Versorgungsrisiko besteht – wurde 2011 veröffentlicht, gefolgt von fünf weiteren Listen. Die bis dato letzte, die 17 strategisch wichtige Substanzen umfasst, stammt aus dem Jahr 2024. Erarbeitet wurde sie „im Rahmen des Vorschlags für eine Verordnung zu kritischen Rohstoffen“. Die darin enthaltenen Materialien sind nicht zuletzt im Zusammenhang mit der Nutzung Erneuerbarer Energien von Bedeutung. Im Zuge seiner Recherchen stellte der Rechnungshof fest, „dass diese Listen nützliche Instrumente für die Priorisierung sind und dass sich die ihnen zugrunde liegenden Informationen zu Angebot und Nachfrage im Laufe der Jahre verbessert haben. Allerdings gibt es Schwachstellen bei den Handelsdaten, die für die Listen kritischer und strategischer Rohstoffe verwendet werden, sowie Probleme bei der Methodik und den Nachfrageprognosen für die strategischen Rohstoffe. Diese Schwachstellen beeinträchtigen die Zuverlässigkeit der Listen“.

Als weiteres Problem bezeichnet der Rechnungshof: Zwar enthält die Verordnung zu kritischen Rohstoffen Ziele, was deren Bereitstellung betrifft. Nicht zuletzt sollen die EU-Mitgliedsstaaten dafür sorgen, „dass nicht mehr als 65 Prozent jedes der 17 strategischen

Rohstoffe aus einem einzigen Nicht-EU-Land stammen“. Zurzeit wird dieser Wert auf der Verarbeitungsstufe bei Lithium, Magnesium, Gallium sowie den Seltenen Erden überschritten. Dem Rechnungshof zufolge sind die Ziele der Verordnung aber unverbindlich und werden nicht begründet.

Überdies bleibt „unklar, wie sie zur Verwirklichung der EU-Ziele für Erneuerbare Energien und der in der Netto-Null-Industrie-Verordnung festgelegten Ziele beitragen“. Diese Verordnung dient der Förderung von Technologien, mit denen die Industrie ihre CO₂-Emissionen bilanziell auf Null reduzieren kann. Ferner stehen im Zusammenhang mit den kritischen Rohstoffen zwar finanzielle Mittel in Milliardenhöhe zur Verfügung. Diese sind aber auf eine Reihe von Programmen und Instrumenten verteilt, für die unterschiedliche Generaldirektionen verantwortlich zeichnen. „Die Kommission erfasst die mit diesen Mitteln erzielten Ergebnisse nicht und hat keine Bewertung der Wirkung dieser Finanzierung auf die Versorgung der EU vorgenommen. Der Einsatz von EU-Mitteln zur Unterstützung von Projekten in Nicht-EU-Ländern war bislang nur eingeschränkt möglich“, resümiert der Rechnungshof.

Keine greifbaren Ergebnisse

Wenig überraschend ist daher, dass die Bestrebungen nach einer Diversi-

fizierung der Importe bis dato keine greifbaren Ergebnisse erbrachten. Wohl versuchte die EU, dieses Thema unter anderem in ihren Verhandlungen über Freihandelsabkommen zu behandeln. Dem Rechnungshof zufolge ist aber nicht klar, ob diese Abkommen „zu einem größeren Angebot geführt haben, da derzeit keine quantifizierten Informationen dazu vorliegen. Gleichzeitig gefährden Handelsverzerrungen und geopolitische Krisen die Versorgungssicherheit der EU“. Auch strategische Partnerschaften mit Drittländern haben bis dato „nur wenig zur sicheren Versorgung mit kritischen Rohstoffen beigetragen. Die Kommission überwacht zwar die allgemeinen Fortschritte bei der Umsetzung dieser Initiativen, nicht jedoch deren Auswirkungen auf die Versorgung. Der Mangel an greifbaren Ergebnissen ist zum Teil auf fehlende oder verzögerte Fahrpläne und das Fehlen entsprechender spezifischer Projekte zur Versorgung der EU mit Rohstoffen zurückzuführen“.

Auch zielt die Verordnung zu kritischen Rohstoffen darauf ab, den Anteil der innereuropäischen Produktion an der Gewinnung solcher Materialien auf zehn Prozent zu erhöhen und die Verarbeitungskapazitäten zu steigern. Sie sollen ausreichen, um 40 Prozent des Bedarfs zu decken. Jedoch musste der Rechnungshof feststellen, „dass finanzielle, rechtliche und administrative Engpässe Fortschritte in diesem Bereich behindern. Die Exploration von Lagerstätten in der EU ist nach wie vor unterentwickelt“. Insbesondere stellen „langwierige und komplexe Genehmigungsverfahren einen erheblichen Engpass dar, der den Start von Abbauprojekten in der EU verzögert. Neben administrativen Hindernissen wirken sich auch ökologische und soziale Erwägungen auf die Dauer der Genehmigungsverfahren aus“.

Recycling mangelhaft

Nachholbedarf sieht der Rechnungshof weiters bei der „nachhaltigen Bewirtschaftung von Ressourcen“, womit nicht zuletzt das Recycling gemeint

Wie der Rechnungshof feststellt, kann die EU ihren Bedarf an den betreffenden Materialien grundsätzlich durch Importe, durch die Produktion auf ihrem eigenen Gebiet sowie durch die „nachhaltigere Bewirtschaftung“ decken.

ist. Laut der Verordnung zu kritischen Rohstoffen sollen ab 2030 mindestens 25 Prozent der strategisch wichtigen Materialien „aus Recyclingquellen stammen, und es werden nationale Kreislaufwirtschaftspläne eingeführt. Das Potenzial der Bewirtschaftung der Ressourcen zum Zwecke der Verringerung des Bedarfs der EU an primären kritischen Rohstoffen wird jedoch nicht vollständig ausgeschöpft“. Als Hindernisse nennt der Rechnungshof „hohe Verarbeitungskosten, die begrenzte Verfügbarkeit von Materialien und technologische Probleme“.

Wenig brachte bis dato auch die Einstufung von Vorhaben zur Bereitstellung kritischer Rohstoffe als „strategische Projekte“, die der Beschleunigung der Genehmigungsverfahren dienen soll: „Erstens könnten Rechtsbehelfe gegen die Erteilung von Genehmigungen weiterhin zu Verzögerungen führen. Zweitens sind in der Verordnung keine EU-Mittel für strategische Projekte vorgesehen.“ Ferner umfassen die „strategischen Projekte“ nicht alle „kritischen“, sondern nur die „strategischen“ Rohstoffe. Aus diesen Gründen werden nach Ansicht des Rechnungshofs „viele strategische Projekte Schwierigkeiten haben, bis 2030 zur Versorgungssicherheit der EU beizutragen“.

Fünf Empfehlungen

Aus diesem Befund leitet der Rechnungshof fünf Empfehlungen ab. Erstens sollte die EU-Kommission die Datengrundlage für ihre Listen an „kritischen“ sowie „strategischen“ Rohstoffen verbessern, ihre Ziele hinsichtlich

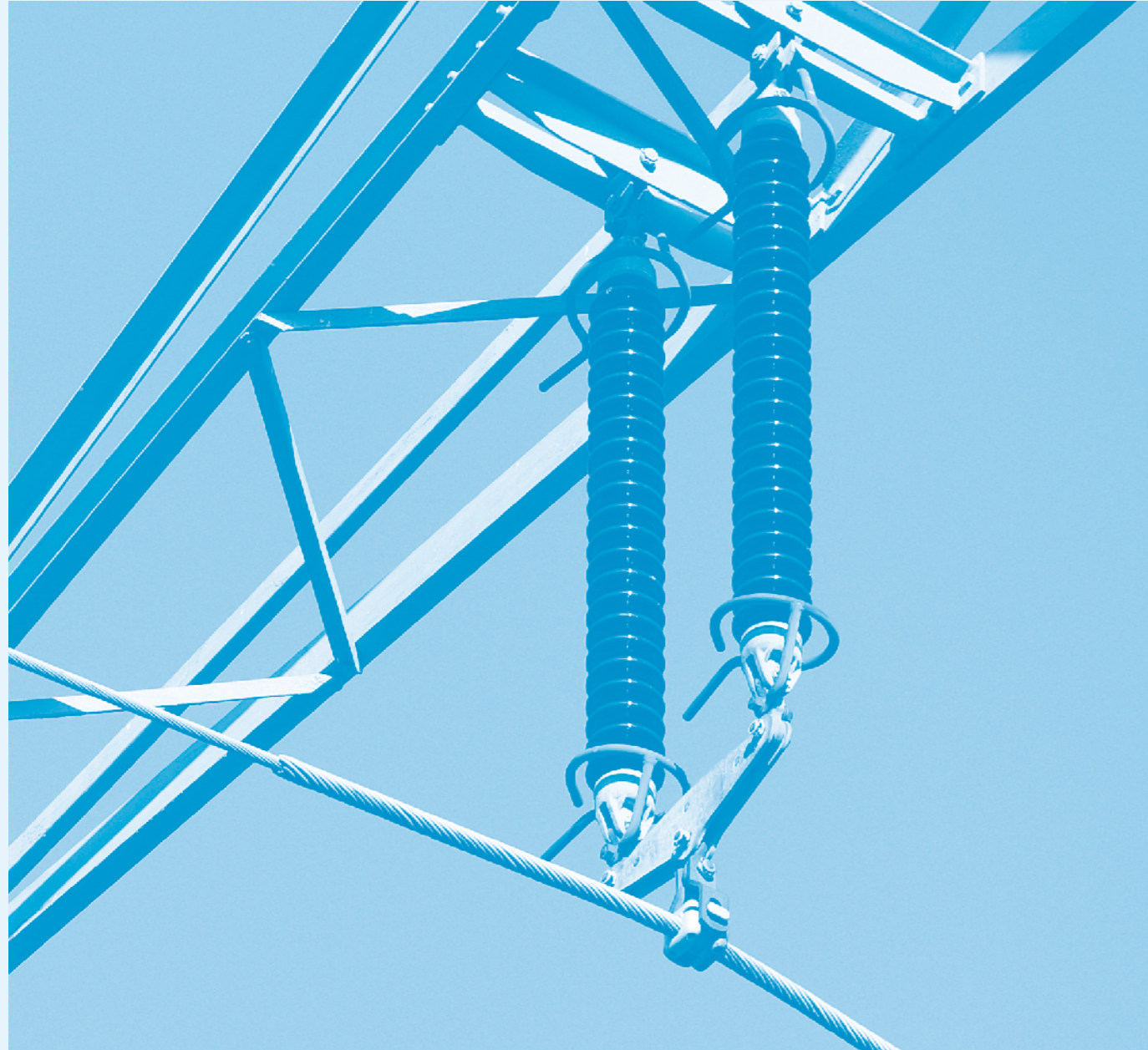
der Bereitstellung dieser Substanzen angemessen begründen und präzisieren sowie „die EU-Finanzierung von Projekten und Initiativen im Zusammenhang mit kritischen Rohstoffen nachverfolgen und die Wirkung auf die Versorgung der EU bewerten“. Zweitens gelte es, „die Auswirkungen von EU-Handelsabkommen mit für kritische Rohstoffe relevanten Bestimmungen zu analysieren, um festzustellen, ob diese Abkommen zu einer sichereren Versorgung der EU mit kritischen Rohstoffen führen, und auf dieser Grundlage künftige Abkommen besser gestalten“. Analog ist bei strategischen Partnerschaften vorzugehen. Drittens regt der Rechnungshof eine Konsultation an, „um faktengestützte Empfehlungen im Hinblick auf die Erleichterung von Investitionen in die Exploration, Gewinnung und Verarbeitung kritischer Rohstoffe auszuarbeiten“. Viertens empfiehlt er unter anderem „die Aufnahme verbindlicher Recyclingziele für einzelne kritische Rohstoffe und realistischer Sammel- und Verwertungsziele für Abfälle, die kritische Rohstoffe enthalten, in die entsprechenden Rechtsvorschriften in Erwägung zu ziehen“. Die fünfte Empfehlung schließlich zielt darauf ab, im Rahmen „strategischer“ Projekte „eine größere Anzahl an für die Energie-wende relevanten kritischen Rohstoffen zuzulassen“.

In ihrer Stellungnahme zu dem Sonderbericht stimmt die EU-Kommission der Auffassung des Rechnungshofs zu, „dass zuverlässige Daten, eine fundierte Risikobewertung, wirksame Finanzierungsinstrumente und effizientere Genehmigungsverfahren der öffentlichen Verwaltung unerlässlich sind, um die ermittelten Herausforderungen anzugehen. Sie ist entschlossen, die Empfehlungen umzusetzen, die als besonders relevant und realisierbar identifiziert wurden“.



Link

Verfügbar ist der Sonderbericht unter www.eca.europa.eu/de/publications/SR-2026-04



Langstabisolatoren: Es gibt mittlerweile wieder mehrere europäische Hersteller, die keramische Isolatoren mit einem Restquarzgehalt von weniger als 1,5 und 1,0 Volumsprozent anbieten.

Eine beabsichtigte Studie zum Einfluss des Restquarzgehaltes von Porzellan auf die mechanische Festigkeit der Geräte über deren Lebensdauer hinweg erwies sich als undurchführbar. Wie sich zeigte, ist dies wegen der verbesserten Angebotslage bis auf Weiteres aber unproblematisch.

Langstabisolatoren dienen bekanntlich vor allem dazu, die Leiterseile an den Strommasten zu befestigen. Dies erfolgt mittels Gussarmaturen an ihrem oberen und unteren Ende. In Österreich sind bereits seit den 1980er Jahren ausschließlich Langstäbe aus hochqualitativem Tonerdeporzellan im Einsatz, die den Anforderungen der IEC-Norm 60672, Gruppe C-100, Type C-130 für Keramik- und Glasisolierstoffe der International Electrotechnical Commission (IEC) entsprechen. Das dafür verwendete Porzellan weist einen Restquarzgehalt von höchstens 1,0 Volumsprozent auf. Beim Einsatz solcher Isolatoren lässt sich aufgrund der bisherigen Erfahrungen eine technische Lebensdauer von 50 Jahren und mehr erwarten.

Oesterreichs Energie beabsichtigte, eine vergleichende Studie hinsichtlich des Einflusses des Restquarzgehaltes auf die mechanische Festigkeit von Langstabisolatoren über deren Lebensdauer hinweg durchzuführen. Mit dieser wurde der Grazer Elektrotechniker Dipl.-Ing. Gustav Gödel beauftragt. Insbesondere ging es darum, Isolatoren zu testen, deren Porzellan einen höheren Restquarzgehalt aufweist und daher potenziell von schlechterer Qualität ist.

Seit kurzem liegt Gödels diesbezüglicher Bericht vor. Wie der Elektrotechniker darin festhält, sind die Anforderungen an die Erzeuger von Langstabisolatoren außerordentlich hoch. Das betrifft die Auswahl der von ihnen benötigten Rohstoffe ebenso wie die Aufbereitung der Materialien und die Produktionsprozesse. Entsprechend gering ist die Zahl der Anbieter. In den vergangenen Jahren wurden verschiedentlich Produktionskapazitäten in Europa stillgelegt und in andere Wirtschaftsräume verlagert. Die Beschaffung der Geräte ist entsprechend schwierig. Außerdem sind laut Gödel „keine Untersuchungen und Kriterien

Beim Einsatz solcher Isolatoren lässt sich aufgrund der bisherigen Erfahrungen eine technische Lebensdauer von 50 Jahren und mehr erwarten.

für die mögliche Toleranz des Restquarzgehaltes mit Einfluss auf die Lebensdauer an neuen Isolatoren bekannt“.

Der Elektrotechniker beabsichtigte, Isolatoren mit einem möglichen Restquarzgehalt zwischen 2,0 und 3,0 Volumsprozent zu beschaffen. Die Restquarzkristallgröße sollte höchstens 200 Mikrometer (μm) betragen. Vorgeschlagen wurde, die beabsichtigten Tests an den Prüfungen gemäß der IEC60383-1 (Isolatoren für Freileitungen mit einer Nennspannung über 1 kV - Teil 1: Keramik- oder Glasisolatoren für Wechselstromsysteme - Begriffe, Prüfverfahren und Annahmekriterien) zu orientieren. Ihre Auswertung sollte in Anlehnung an die Broschüre TB 306 2006 (Guide for the Assessment of old Cap & Pin and Long-Rod Transmission Insulators made of porcelain or glass) des Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) erfolgen. Um das Prüfprogramm durchführen zu können, wurden mindestens 16 Stück Isolatoren aus einer einzigen Produktionscharge eines Herstellers benötigt. Gödel plante, die Prüfungen in zwei Lose mit je acht Isolatoren zu teilen. Das erste Lose diente der Referenzprüfung, das zweite der Funktionsprüfung.

Mangelnde Ressourcen, geänderte Prioritäten
Letzten Endes entschied sich Gödel jedoch dafür, das Prüfprogramm nicht durchzuführen. Als Gründe nennt er in seinem Bericht einerseits einen Mangel an Ressourcen, andererseits „Änderungen der Prioritäten“. Was den Ressourcenmangel betrifft, erwies es sich als nicht durchführbar, die Prüfisolatoren mit dem gewünschten „schlechteren“ Restquarzgehalt von durchschnittlich etwa 2,5 Volumsprozent zu beschaffen. Die mineralogische Untersuchung der 16 Isolatoren, die ein Hersteller mit Sitz in Deutschland geliefert hatte, „ergab einen Restquarzgehalt von 1,0 Volumsprozent. Die Isolatoren entsprachen somit nicht der Vorgabe und konnten daher nicht für das geplante Prüfprogramm verwendet werden. Trotz intensiver Marktanalyse konnte zu dieser Zeit kein weiterer europäischer Anbieter für Prüfisolatoren mit passendem Restquarzgehalt gefunden werden“.

Ferner hat sich dem Bericht Gödels zufolge auch die Situation auf dem Markt zum Besseren verändert. Es gibt mittlerweile wieder „mehrere europäische Hersteller“, die keramische Isolatoren mit einem Restquarzgehalt von weniger als 1,5 Volumsprozent respektive weniger als 1,0 Volumsprozent anbieten.

„Die Nichtdurchführung des Prüfprogrammes zur Überprüfung und Validierung des Einflusses des Restquarzgehaltes auf die mechanische Festigkeit über die Lebensdauer hat zur Folge, dass zurzeit keine neuen zusätzlichen Erkenntnisse zu den allgemeinen bekannten Langzeiterfahrungen zu dieser Thematik vorliegen“, resümiert Gödel. Er empfiehlt daher, die bis dato bestehenden Anforderungen an die in Österreich verwendeten Langstabisolatoren beizubehalten. Diese sollten in die betreffenden Isolator-Spezifikationen aufgenommen und in die relevanten Produktstandards eingearbeitet werden.



1001 Volt mit Daniela Harmer

Die Top-Events der Energiewirtschaft



Save the Date

Die Veranstaltungsübersicht von Oesterreichs Energie Akademie



Ermutigten Frauen für Führungsrollen: Daniela Soykan-Tober (Kommunikationsexpertin), Ilse Hirt (GF Wiener Netze) und Barbara Schmidt (Generalsekretärin Oesterreichs Energie)

9. März 2026

Wenn sich Powerfrauen vernetzen

Mehr Sichtbarkeit, stärkere Netzwerke und mehr Frauen in Führungspositionen: Beim „Powerfrauen“-Treffen der österreichischen Energiewirtschaft stand der Austausch über Karrierewege und Strategien für mehr Präsenz in einer weiterhin männerdominierten Branche im Mittelpunkt.

Beim „Powerfrauen Netzwerktreffen“ am Smart Campus der Wiener Netze diskutierten Vertreterinnen der österreichischen Energiewirtschaft über mehr Sichtbarkeit von Frauen in der Branche. Trotz steigenden Bewusstseins für Diversität liegt der Frauenanteil in der Energiewirtschaft weiterhin nur bei rund einem Viertel, in Führungspositionen deutlich darunter. Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Oesterreichs Energie, betonte die Bedeutung von Netzwerken wie „Powerfrauen“, um Frauen stärker zu vernetzen und für Führungsrollen zu ermutigen. Wiener-Netze-Geschäftsführerin Ilse Hirt gab Einblicke in ihren Karriereweg und unterstrich die Rolle von Vorbildern für junge Fachkräfte. Keynote-Speakerin Daniela Soykan-Tober sprach zudem über Strategien für mehr Sichtbarkeit im Berufsleben – von klarer Kommunikation bis zu selbstbewusstem Auftreten. Beim anschließenden Networking stand der Erfahrungsaustausch im Mittelpunkt.

22. Jänner 2026

Fachtagung zum neuen EIWG

Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) bringt zahlreiche Änderungen für den österreichischen Strommarkt. Bei einer Fachtagung der Oesterreichs Energie Akademie diskutierten Expertinnen und Experten aus Branche, Regulierung und Verwaltung über offene Fragen und die praktische Umsetzung. Rund 300 Teil-



Bei der Fachtagung sollen offene Fragen zur Umsetzung des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes geklärt werden.

nehmerinnen und Teilnehmer waren bei der Veranstaltung dabei, um zentrale Bestimmungen des Gesetzes zu beleuchten und Fragen zur Umsetzung zu erörtern. Zum Auftakt betonte Barbara Schmidt, Generalsekretärin von Oesterreichs Energie, die Bedeutung des brancheninternen Austauschs: Viele Bestimmungen müssten erst in der Praxis interpretiert werden. Umso wichtiger sei es, Erfahrungen zu teilen und Lösungen zu entwickeln. Klar wurde auch: Die Umsetzung des EIWG wird die Branche noch länger beschäftigen. Weitere Diskussionen und Fachveranstaltungen dürften folgen.

2. März 2026

Branche warnt vor Markteingriffen



Beim Trendforum von Oesterreichs Energie betonten Expertinnen und Experten den Zusammenhang von Preisdämpfung, Versorgungssicherheit und Investitionsanreizen.

Der Strommarkt steht weiterhin im Spannungsfeld zwischen politischem Handlungsdruck und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Beim ersten Trendforum 2026 warnte die österreichische Energiewirtschaft vor weitreichenden Eingriffen in den Strommarkt. Branchenvertreter betonten, dass stabile und verlässliche Rahmenbedingun-

gen entscheidend seien, um Investitionen in Erzeugung, Netze und Infrastruktur zu sichern. Michael Strugl, Präsident von Oesterreichs Energie und CEO von Verbund, verwies auf die Rolle von Preissignalen: Hohe Preise in Mangellagen seien zunächst ein Marktmechanismus und nicht automatisch ein Zeichen für Marktversagen. Auch Generalsekretärin Barbara Schmidt betonte, dass der europäische Strommarkt grundsätzlich funktioniere. Eingriffe müssten daher sorgfältig abgewogen werden.

OESTERREICHS ENERGIE

Oesterreichs Energie Akademie ist die erste Adresse für Aus- und Weiterbildung im Energiebereich. Wer sich für die Themen Strom und Energie interessiert, findet hier das passende Angebot. Mit Vortragenden aus der Branche bündeln wir Know-how und Fachwissen wie kein anderer Anbieter. Neben Fachseminaren und -tagungen veranstalten wir auch den Oesterreichs Energie Kongress, und damit den größten Fachkongress Österreichs. All das sorgt bei unseren Teilnehmerinnen und Teilnehmern nicht nur für mehr Wissen, Kompetenz und fundiertes Know-how, sondern ermöglicht darüber hinaus wichtige Kontakte. So unterstützen wir die E-Wirtschaft dabei, ihre Ziele zu erreichen.

Zertifikatslehrgang – Next Generation Energy Professional
Einstieg jederzeit

Workshop Personalverrechner:innen in der E-Wirtschaft 2026
8. bis 9.4.2026

Sicherer Umgang mit elektrischen Anlagen?
9.4.2026 oder 16.04.2026

Batterie-Speichersysteme im Netz-Parallelbetrieb
14. bis 15.4.2026

Ausbildung zur elektrotechnisch unterwiesenen Person für nichtelektrotechnische Arbeiten an und in der Nähe von Hochspannungsmasten – BASISUNTERWEISUNG
15.4.2026

Workshop Lehrlingsausbilder:innen in der E-Wirtschaft 2026
22. bis 23.4.2026

Storytelling – Energiezukunft erklären – Reloaded
22.4.2026

Netzurückwirkungen
5. bis 7.5.2026

Betriebswirtschaftliche Grundlagen für Fach- und Führungskräfte in der E-Wirtschaft
5.5.2026

Von Netzurückwirkungen zur EMV
2.6.2026

Energievertrieb & Marketing Österreich – User Group
10. bis 11.6.2026

Arbeitnehmer:innenschutz im Energieunternehmen – Basis
16. bis 19.6.2026

Finanzen & Controlling in der E-Wirtschaft – User Group
17. bis 18.6.2026

KI in der Industrie: Zukunft gestalten
18. bis 19.6.2026

Sternpunkt – Schutz und Sicherheit beim Netzausbau in der Mittelspannung
23. bis 24.6.2026

Österreichs E-Wirtschaft kompakt
23. bis 24.6.2026 oder 29. bis 30.9.2026 oder 3. bis 4. 11.2026

Elektrische Energietechnik für Nichttechniker:innen
25.6.2026

Österreichs Energie Kongress 2026
16. bis 17.9.2026

Innovations-Retreat 2026 – Praktische KI-Anwendung im Fachbereich
30.9. bis 1.10.2026

Elektrische Energietechnik für Nichttechniker:innen
1.10.2026

Fortbildungsseminar – Arbeitnehmer:innenschutz im Energieunternehmen
6. bis 7.10.2026

Auslegung von Erdungsanlagen in Hochspannungsnetzen über 1kV und ohmsche Beeinflussung
6. bis 7.10.2026

58. Oesterreichs Energie Seminar Brandschutz im Energieunternehmen
13. bis 16.10.2026

Ausbildung zur elektrotechnisch unterwiesenen Person für nichtelektrotechnische Arbeiten an und in der Nähe von Hochspannungsmasten – BASISUNTERWEISUNG
14.10.2026

Oesterreichs Energie E-Mobilitätstage 2026
20. bis 21.10.2026

Eine aktuelle Übersicht aller geplanten Veranstaltungen sowie Detailinformationen und Anmeldeformulare finden Sie auf unserer Homepage.

Information und Anmeldung
www.akademie.oesterreichsenergie.at
Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH
Brahmsplatz 3, 1040 Wien
Tel.: +43 – (0)1 – 501 98 – 304
E-Mail: akademie@oesterreichsenergie.at



Lassen sich aus Wind tatsächlich nur 59,3 % Energie holen?

Stimmt das berühmte Betz-Gesetz, dann lassen sich aus einer Windströmung maximal 59,25925926 Prozent der Energie herausziehen. Doch ist das wirklich so? Und wie lassen sich Windparks trotz physikalischer Einschränkungen so effizient wie möglich betreiben? David Kaderabek, Teamleiter für die Projektierung bei EVN Naturkraft, weiß die Antwort.

Das Betz-Gesetz stammt aus dem Jahr 1919, damals konnte man keine aufwendigen Computersimulationen laufen lassen, sondern musste mühsam per Hand rechnen. Betz hat daher sein Modell eindimensional gehalten und viele Faktoren nicht einbezogen, wie zum Beispiel die Querströmung entlang der Rotorblätter. Heute haben wir mit dem Unified Momentum Model eine viel bessere Beschreibung, doch das Spannende ist: Dieses Modell liefert nahezu das gleiche Ergebnis. Es sagt einen Wert voraus, der unter bestimmten Umständen gerade einmal um rund ein Prozent höher ist.

Im Grunde ist das unerheblich. Denn in der Praxis werden weder die etwa 59 Prozent von Betz noch die Werte des aktuellen Modells erreicht. Verluste im gesamten Triebstrang in der Struktur des Windrads lassen das ebenso wenig zu wie Turbulenzen, topografische Einschränkungen und auch die gegenseitige Beeinflussung der Windräder. Das Idealszenario ist schlicht nicht erreichbar.

Dass Windparks dennoch immer effizienter werden und immer mehr Strom liefern, liegt daran, dass die Leistungsfähigkeit einzelner Anlagen massiv gestiegen ist. Während eine Onshore-Anlage im Jahr 2015 etwa 3 MW Nennleistung erreichte, sind heute moderne Anlagen mit 7 MW üblich. Diese Leistungserhöhung ging mit größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen einher. Die größere Erntefläche, die Nutzung höherer Windgeschwindigkeiten und der gleichmäßi-

geren Winde in größerer Höhe lässt die Energieproduktion überproportional steigen. Die größten Windräder in Österreich erreichen inzwischen Nabenhöhen von bis zu 200 Metern und Gesamthöhen von bis zu 286 Metern.

Noch größere Windräder stoßen an transporttechnische Grenzen, die Kosten für Beton und Stahl steigen unverhältnismäßig und für noch höhere Bauarten würde es auch dementsprechend größere Kräne für den Aufbau benötigen.

Freilich: Schon einmal, vor rund zehn Jahren, hat man gesagt: Windräder können nicht mehr größer werden. Das war definitiv falsch. Es stellt sich allerdings die Frage, ob das der entscheidende Punkt ist. Denn letztlich zählt der gesamtenergetische Output eines Gebietes. Beispielsweise können auf Basis des genannten Repowerings moderne Anlagen ein Vielfaches der heutigen Erzeugung an bestehenden Standorten ermöglichen. Gleichzeitig bleibt es wichtig, rasch neue geeignete Gebiete zu erschließen. Angesichts der aktuellen Herausforderungen sollte das die Priorität sein.



EXPERTE DES MONATS

David Kaderabek verantwortet die Planung und Entwicklung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen bei der EVN Naturkraft.

ADOBE STOCK, BEIGESTELLT

Roland Langthaler Preis 2026

VERBUND und Oesterreichs Energie vergeben 2026 erneut den Roland-Langthaler-Preis für zukunftsgerichtete Strategien, Initiativen und Lösungen.

Wir suchen zukunftsweisende Ideen und fundierte Beiträge zum Thema „Resilienz in Zeiten globaler Umbrüche: Wie gestaltet Europa seine Energie-zukunft?“ Projekte, Arbeiten, Strategien und Kommunikationsinitiativen etc. – bereits bestehend oder neu verfasst.

Preis: 5.000 € Gutschein für die Oesterreichs Energie Akademie 2 Tickets für den Oesterreichs Energie Kongress 2026

Zur Person Roland Langthaler

Roland Langthaler prägte die österreichische Energiewirtschaft über viele Jahre mit Fachwissen, Weitblick und einem starken Engagement für energie- und klimapolitische Anliegen. Der nach ihm benannte Preis würdigt seinen Einsatz für eine faktenbasierte, lösungsorientierte und faire Interessenvertretung.



Jetzt einreichen:

Eingereicht werden kann bis 26. Juni 2026. Weitere Informationen unter: oesterreichsenergie.at/langthalerpreis



Verbund

Oesterreichs energie

BDEW KONGRESS 2026

JETZT ANMELDEN!

**ZUKUNFT
SICHERN**

STATION-BERLIN
10. – 11.06.2026



HAUPTPARTNER

BDEW-KONGRESS.DE
#BDEWK26

