

ener|gate messenger.ch

★ TOPMELDUNG



Laut Thomas Tribelhorn hat das LEG-Modell noch einige Schwachstellen. Die ADEV setzt deshalb aktuell vor allem auf Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV). (Foto: Adev Energiegenossenschaft)

GESPRÄCH MIT ADEV-GESCHÄFTSFÜHRER THOMAS TRIBELHORN

"LEG sind die schlechteste Variante der Eigenverbrauchsmodelle"

Liestal (energate) - Mit ihrer 40-jährigen Geschichte ist die ADEV Energiegenossenschaft eine Pionierin in der erneuerbaren Energieproduktion. Seit den 1980er-Jahren ist das Portfolio an Produktionsanlagen stetig gewachsen - und auch die Rahmenbedingungen haben sich mehrfach geändert. Im Gespräch mit energate spricht Geschäftsführer Thomas Tribelhorn über die neuen Möglichkeiten durch das Stromgesetz.

energate: Herr Tribelhorn, in den letzten Jahren hat sich die Energieproduktion der ADEV-Anlagen auf einem gewissen Niveau eingependelt. Wie ordnen Sie die Entwicklung des Portfolios ein?

Tribelhorn: Zuletzt verzeichneten wir ein starkes Wachstum bei Wärme- und PV-Projekten. In diesem Jahr werden wir ebenfalls ein klares PV-Wachstum vorweisen: Wir haben in den letzten 30 Jahren rund 12 MW an PV-Leistung aufgebaut. Allein in den vergangenen anderthalb Jahren sind nochmals 6 MW dazugekommen. 2025 bauen wir etwa 2,5 bis 3 MW zu. Auf diesem Niveau dürfte es mittelfristig weitergehen. Wir sind damit zufrieden.

energate: Die Windkraft mit den beiden ADEV-Anlagen in St. Brais im Kanton Jura ist seit 2021 stabil. Ist künftig mit weiteren Projekten zu rechnen und in welchem Umfang?

Tribelhorn: Wir rechnen damit, dass unser Windportfolio künftig wachsen wird aufgrund des Beschleunigerlasses, den das Par-

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

"LEG sind die schlechteste Variante der Eigenverbrauchsmodelle" 1

🇨🇭 SCHWEIZ

Jeder fünfte neue LKW fährt elektrisch 3

Kreuzlingen setzt zu 100 Prozent auf E-Busse 4

🇩🇪 DEUTSCHLAND

Bundesrat drängt auf Stromsteuersenkung für alle 4

Bundesnetzagentur stärkt Netzbetreiber beim Speicheranschluss 5

THG-Quoten im Höhenflug - was dahintersteckt 5

Heizungsmarkt: Nach dem Boom kommt der Stillstand 6

Gemischte Ergebnisse bei Speichervermarktungen 7

"Das Potenzial von V2G ist noch längst nicht verstanden" 7

🇪🇺 EUROPA

EU-Parlament will schnelleres Ende von russischen Gaslieferungen 8

EU will Produktionskapazität bei sauberen Technologien steigern 9

Heimischen Stromerzeugern droht Schlechterstellung 9

📊 MARKTDATEN

10

lament verabschiedet hat. In der Regel handelt es sich bei unseren geplanten Projekten um kleine Parks mit etwa 4 bis 5 Windrädern. Aufgrund des Aufwands - vor allem bei der Nutzungsplanung - ist es sinnvoll, mehrere Turbinen zu bauen.

Auch die Einführung von kantonalen Plangenehmigungsverfahren, beispielsweise in Schaffhausen oder Luzern, stärkt die Windkraft. Die Verfahren führen dazu, dass nicht mehr die Gemeinde das Projekt mit ausarbeitet, sondern die kantonale Behörde, die tendenziell über mehr Fachwissen als die Gemeinden verfügt. Das allein dürfte zur Beschleunigung der Projekte führen.

energate: Bei der Wärmeproduktion erzielte die ADEV-Gruppe in den letzten Jahren ein kontinuierliches Wachstum. Welches sind die Treiber und wie sieht die Strategie aus?

Tribelhorn: Die Entwicklung ist klar vom Netto-Null-Ziel für 2050 geprägt. Im Hinblick dafür haben viele Kantone regulatorische Anpassungen betreffend fossile Heizungen vorgenommen, die eine riesige Nachfrage nach alternativen Wärmelösungen schaffen. Dort, wo sich Wärmepumpen nicht umsetzen lassen, beispielsweise weil die Möglichkeiten durch den Denkmalschutz eingeschränkt sind, gibt es einen grossen Bedarf an Fernwärme-

verbünden. Wir wollen in diesem Feld wachsen, da wir auch fast 40 Jahre Erfahrung auf dem Gebiet haben.

In den 1980er-Jahren begannen wir mit erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken, die neben Wärme auch Strom produzierten, was die Effizienz erhöhte. Mittlerweile hat die Nutzung des bestehenden Wärmepotenzials - sei es durch industrielle Abwärme, Grundwasser oder Abwasserreinigungsanlagen - erste Priorität. Holz hat heutzutage nur zweite Priorität, da die Vorkommen in der Schweiz begrenzt sind. Wenn heute noch Holz verwendet wird, sollte es möglichst aus dem lokalen Forstrevier stammen.

energategate: Wären Holzwärmeverbünde sinnvoll an Standorten, wo keine andere Energiequelle vorhanden und die Energiedichte gering ist?

Tribelhorn: Die geringe Wärmedichte ist ein Problem, da sie ein Wärmenetz aufgrund der Kosten für den Leitungsbau unwirtschaftlich macht. Uns betrifft diese Ausgangslage aber eigentlich nicht, da wir die unterste Anlegengrenze bei etwa 250 KW festgelegt haben.

energategate: Damit wären virtuelle ZEV bzw. herkömmliche ZEV und LEG eigentlich auf die ADEV zugeschnitten. Welche Chancen eröffnen sich der Genossenschaft dadurch?

Tribelhorn: Die Chancen sind gross. Wir waren 2018/2019 einer der ersten Anbieter, die ZEV gegründet haben. In Basel haben wir sogar einen ZEV mit Sektorkopplung umgesetzt und dafür den Watt d'Or erhalten. Die Erweiterung des ZEV-Modells mit vZEV und LEG ist ein wirksamer Hebel, um den Eigenverbrauch von Solaranlagen zu erhöhen. Damit entschärfen wir auch das Problem der tieferen Rückseisetarife.

Vermeehrt wird in diese Modelle auch Elektromobilität eingebunden, was die Effizienz zusätzlich erhöht. Wir sind da schon sehr aktiv und es ist ein Teil unserer Beteiligungsstrategie, aufgrund derer wir uns 2022 bei der Egon AG beteiligt haben. Wir wickeln die gesamten ZEV über deren Portal ab. Bei vZEV und LEG können in Einzelfällen aber Verteilnetzbetreiber diese Aufgabe übernehmen, weshalb man prüfen muss, welche Lösung günstiger ist.

energategate: Gibt es ein LEG-Modell, das sich als Standard durchsetzen wird?

Tribelhorn: Sinnvoll sind LEG sicherlich für Gemeinden, die über genügend eigene Gebäude mit PV-Anlagen oder zumindest PV-Potenzial verfügen, um den dort produzierten Strom auf andere Gemeindebauten zu verteilen. Bei unseren eigenen PV-Anlagen gehen wir sequenziell vor: Eine LEG ist die schlechteste Variante der drei Eigenverbrauchsmodelle, weil die Teilnehmer nicht wie bei vZEV und ZEV ganz vom Netzentgelt befreit sind, sondern nur einen Rabatt erhalten. Deshalb schauen wir immer, ob sich neben den PV-Anlagen angrenzende Parzellen befinden, an die wir Strom liefern können (ZEV) oder ob ein gemeinsamer Anschluss für die Bildung eines vZEV besteht. Durch diese Modelle ist der Aufwand pro erzeugter kWh sehr begrenzt.

energategate: Hat das LEG-Modell Zukunft?

Tribelhorn: Das hängt von der weiteren Ausgestaltung ab. Neben dem Netzentgelt bremsen vor allem die Einschränkung auf dieselbe Netzebene die LEG aus: Sobald ich beispielsweise auf Netzebene 5 einspeise, kann ich auch nur die Netzebene 5 mit dem Strom bedienen. Dieses Problem ist aber erkannt und eine entsprechende [Motion](#) im Parlament hängig. Sie würde die Verbreitung von LEG stark fördern, da sich dadurch zum Beispiel auch Windturbinen oder Kleinwasserkraftwerke einbinden lassen. Abgesehen davon bin ich sicher, dass auch Bürgerbeteiligungsmodelle den Ausbau der Erneuerbaren und damit die LEG stärken können. Das gilt insbesondere für die Windkraft.

energategate: Die PV-Branche befindet sich gerade in einer Baisse. Wie macht sich das bei der ADEV bemerkbar?

Tribelhorn: Es ist ein grosses Thema, auch wenn wir die Baisse nicht im negativen Sinn spüren, da wir wie erwähnt viel PV zugebaut haben in den vergangenen 15 Monaten. Für uns als Contractor sorgt die Baisse vielmehr für eine Zunahme an Geschäftsmöglichkeiten: Zuvor wollten viele Besitzer von geeigneten PV-Flächen selbst in die Anlagen investieren. Jetzt, wo die Rückliefertarife gesunken sind, haben sie sehr schnell umgeschwenkt.

ener|gate
messenger.ch

Weil Nachrichten alleine nicht reichen.
Darum liefern wir sie im Format, das zu Ihnen passt –
als **App**, **Mail**, **PDF** oder **Feed**



Viele sagen sich, dass sie mit einem Contractor besser fahren, da sie kein wirtschaftliches Risiko tragen. Andererseits haben wir mit der Willy Gysin AG eine Tochterfirma, die auf die Umsetzung von PV-Anlagen spezialisiert ist. Der Rückgang bei den Aufträgen von Einfamilienhaus-Besitzern ist dort spürbar, allerdings bisher ohne grössere personelle oder weitere Konsequenzen.

energate: Inwiefern hat die ADEV die Bewirtschaftung ihrer PV-Anlagen angepasst?

Tribelhorn: Unsere Herausforderung ist, einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu schaffen. Wo die Energie nicht ohnehin vollumfänglich in den Eigenverbrauch fliesst, bilden wir ZEV oder vZEV. Auch Tagesspeicher sind ein grosses Thema, da die Preise für diese massiv sinken. In Kombination mit den tiefen Rückliefertarifen versuchen wir, den Strom mittels Batterien dann einzuspeisen, wenn die Rückliefertarife am höchsten sind und ihn bei niedrigeren Preisen selbst zu nutzen. Die Speicherung führt aber nicht nur über Batterien, sondern auch über thermische Energie: Wir füllen als Erstes die Warmwasserspeicher mit überschüssigem Strom, anstatt ihn ins Netz einzuspeisen.

energate: Ist die Vermarktung von Flexibilität und möglicherweise ein eigener Flexpool ein Thema?

Tribelhorn: Wir haben sehr viele Anfragen von Anbietern, welche diese Aufgabe für uns übernehmen wollen. Durch die Beteiligung an Flecopower verfügen wir allerdings über einen eigenen Pool. Deshalb bringen wir möglichst viele unserer Anlagen dort ein, insbesondere auch die Speicher. Flecopower vermarktet ausserdem den Strom aus unseren Kleinwasserkraftwerken als Regelenergie, wo es sinnvoll ist. Wir schliessen aber auch nicht aus, dass wir im Einzelfall einen externen Anbieter beiziehen - beispielsweise, wenn Kunden das ausdrücklich wünschen.

energate: Sind PV-Anlagen unter dem Strich noch wirtschaftlich?

Tribelhorn: Das sind sie nach wie vor. Wir betreiben PV-Anlagen, die für Gestehungskosten von 3 bis 4 Rappen pro kWh Strom erzeugen.

Dabei handelt es sich um Neuanlagen auf Dächern, die besonders gut für die Installation geeignet sind und eine gewisse Grösse aufweisen. Typischerweise sind es Industriehallen mit PV-Dachanlagen ab 1 MW Leistung. Ausser den erwähnten Möglichkeiten haben wir auch noch zahlreiche Anlagen, die von der KEV profitieren, und deren Vergütung erst in den nächsten acht bis zehn Jahren ausläuft. Grundsätzlich haben wir in der Vergangenheit auch immer flexibel und schnell auf Marktveränderungen reagiert, sodass wir uns keine Sorgen machen. Von Yves Ballinari



SCHWEIZ

E-MOBILITÄT

Jeder fünfte neue LKW fährt elektrisch

Bern (energate) - Der Anteil Nutzfahrzeuge mit einem rein elektrischen Antrieb hat in der Schweiz stark zugelegt: Inzwischen fährt jeder fünfte neu zugelassene schwere Lastwagen mit Strom. Bei den leichten Nutzfahrzeugen legte der Anteil rein elektrischer Modelle im Vergleich zum Vorjahr in den ersten neun Monaten 2025 um 78 Prozent zu. Sie machen nun knapp 13 Prozent der Neuzulassungen in dieser Kategorie aus. Insgesamt ist der Schweizer Markt für Nutzfahrzeuge aber weiter geschrumpft. Das zeigen die [aktuellen Zahlen](#) von Auto Schweiz, der Vereinigung Schweizer Automobil-Importeure.

Klarheit bei LSVA für E-Fahrzeuge ab 2030 gefordert

Die Zunahme bei den Elektroantrieben in den ersten drei Quartalen dieses Jahrs führt Auto Schweiz auf die Anstrengungen der Fahrzeughersteller zurück, mit einem deutlich ausgebauten Angebot auf die neue CO2-Verordnung zu reagieren. Diese hatte der Bundesrat im April rückwirkend auf Anfang Jahr in Kraft gesetzt. Sie brachte verschärfte Vorschriften für Neufahrzeuge.

"Die steigenden Immatrikulationen von elektrischen Nutzfahrzeugen sind ein ermutigendes Zeichen", so Auto-Schweiz-Direk-

IMPRESSUM

Herausgeber & Verlag:

ener|gate gmbh, Norbertstraße 3-5, D-45131 Essen

Handelsregister:

Amtsgericht Essen HRB 24811

Sitz der Gesellschaft: Essen

Geschäftsführung:

Thomas Berner, Marc Hüther

Chefredakteur: Christian Seelos

Die gesamte Redaktion finden Sie unter

www.energate.ch/redaktion

Kundenservice:

Telefon: +49 201 1022-500

kundenservice@energate.ch

Anzeigenverwaltung:

Michael Bergmann

Telefon: +49 201 1022-542

Redaktionsanschrift Schweiz:

Rathausgasse 6/8, CH-5000 Aarau

Telefon: +41 62211-6307

redaktion@energate.ch

Redaktionsanschrift:

Norbertstraße 3-5, D-45131 Essen

Telefon: +49 201 1022-500

redaktion@energate.de

Redaktionsanschrift Berlin:

Tieckstraße 38, D-10115 Berlin

Telefon: +49 30 880013-100

Redaktionsanschrift Österreich:

c/o Manstein, Kranichberggasse 4, 1120 Wien

Telefon: +43 1 86648-352

redaktion@energate.at

Abonnement:

Der energate messenger.ch erscheint werktäglich im HTML- und PDF-Format und wird per E-Mail versendet. Das Abonnement kostet zurzeit 249,- CHF (zzgl. MwSt.) monatlich. Abonnenten haben zusätzlich Zugriff auf das Nachrichtenportal www.energate-messenger.ch und die energate-App. Preise für Team- und Unternehmenslizenzen auf Anfrage.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des energate messenger.ch wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des energate messenger.ch sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ausserhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

tor Thomas Rücker in einer Mitteilung. Allerdings machten rein fossil betriebene Fahrzeuge nach wie vor den Löwenanteil der Neuzulassungen aus.

Für einen weiteren Schub bei den E-Fahrzeugen brauche es Verbesserungen bei der Schnellladeinfrastruktur und regulatorische Planungssicherheit. Die Fuhrunternehmen benötigten Klarheit, wie es mit der leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA) für elektrische Antriebe nach 2030 weitergehe. "Die Diskussionen um weitere Kostenbeiträge der E-Mobilität für die Strasseninfrastruktur helfen nicht, die Attraktivität zu steigern", heisst es zudem in der Mitteilung von Auto Schweiz.

Konjunktursorgen wirken sich aus

Insgesamt blieb die Zahl der Neuzulassungen von Nutzfahrzeugen in der Schweiz in den ersten neun Monaten 2025 deutlich rückläufig. Als Hauptgrund für diese Entwicklung nennt Auto Schweiz Konjunktursorgen und anhaltende Planungsunsicherheiten bei Unternehmen. Alle Antriebsarten zusammengefasst registrierte Auto Schweiz bei den schweren Nutzfahrzeugen von Januar bis September 3.106 Neuzulassungen; das entspricht einem Minus von 14,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Lediglich in den Gewichtsklassen 3,5 bis 8 Tonnen sowie 16 bis 18 Tonnen gab es leichte Zuwächse.

Im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge bis 3,5 Tonnen gingen die Neuzulassungen um 8,5 Prozent auf 20.568 Fahrzeuge zurück. Auch bei den Personentransportfahrzeugen setzte sich der Abwärtstrend fort: Die Neuzulassungen sanken hier um 22,5 Prozent auf 4.495 Fahrzeuge, bei Wohnmobilen sogar um 26,7 Prozent auf 3.750. Damit habe der durch die Corona-Pandemie entstandene "Hype" um Wohnmobile wohl ein Ende gefunden, resümiert Auto Schweiz. /mj

Von Marcel Jud

E-MOBILITÄT

Kreuzlingen setzt zu 100 Prozent auf E-Busse

Kreuzlingen (energate) - Als eine der ersten Städte in der Schweiz ersetzt Kreuzlingen nach eigenen Angaben ihre gesamte Stadtbusflotte mit Elektrofahrzeugen. Bis Mitte November nehme man alle der insgesamt acht E-Busse in Betrieb, heisst es in einer Mitteilung der Stadt am Bodensee. Seit rund zwei Wochen ist demnach der erste E-Bus des Modells Solaris Urbino in Kreuzlingen unterwegs. Die Investitionskosten für die neuen Fahrzeuge sowie für die Ladestationen trägt die Eurobus Ostschweiz AG. Sie betreibt die Stadtbusflotte in Kreuzlingen im Auftrag der Stadt.

Bei der neuen E-Busflotte handelt es sich um Gelegenheitsladerfahrzeuge. Deren Batterien sind im Vergleich zu Depotladern kleiner, infolgedessen haben die Fahrzeuge ein geringeres Gewicht. Zudem erfolgt der Energiebezug während des gesamten

Tages mit zwei Pantographen, die eine Schnellladung ermöglichen. Die Geräte werden laut Mitteilung voraussichtlich Ende Jahr am Kreuzlinger Hauptbahnhof installiert. /mj

Von Marcel Jud



DEUTSCHLAND

STROM- UND ENERGIESTEUER

Bundesrat drängt auf Stromsteuersenkung für alle

Berlin (energate) - Der Bundesrat hat gefordert, die Stromsteuer für alle auf das europäische Mindestmass abzusenken. Auch möchte die Länderkammer, dass alle Umlagen, Abgaben und Steuern auf Strom kritisch überprüft werden. Diese Ausschussempfehlungen zur Änderung des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes bekamen bei der Sitzung des Bundesrats am 17. Oktober eine Mehrheit. Auch kritisierte die Länderkammer, dass die Bundesregierung Deponiegas, Klärgas und Biomasse nicht länger als erneuerbare Energien definieren will. Die Kammer lehnt diese Streichung ab. Anders als im Koalitionsvertrag vereinbart, will die Bundesregierung die Stromsteuer nur für das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft senken. Anfang September hatte sie dies beschlossen.

Unterstützung des Bundesrats fanden die Erleichterungen für die Elektromobilität im [Gesetzesentwurf](#). Der Entwurf legt etwa fest, dass Nutzer von E-Autos durch bidirektionales Laden nicht zum Versorger werden. Dies unterstütze den Hochlauf der Elektromobilität, so die Länderkammer.

100 Mrd. für Länder und Kommunen

Der Bundesrat stimmte ausserdem der Verteilung der 100 Mrd. Euro für Länder und Kommunen aus dem Sondervermögen zu. Das Länder- und Kommunal-Infrastrukturfinanzierungsgesetz bekam die erforderliche Mehrheit. Das Sondervermögen war im März 2025 durch eine Grundgesetzänderung geschaffen worden. Die Mittel werden nun nach dem Königsteiner Schlüssel unter den Ländern verteilt. Ein Drittel des Länderanteils richtet sich nach der Bevölkerungszahl, zwei Drittel nach dem Steueraufkommen. Die Länder können die Mittel unter anderem in den Bereichen Energie und Digitalisierung einsetzen. Nach der Zustimmung des Bundesrates kann das Gesetz nun durch den Bundespräsidenten ausgefertigt und im Bundesgesetzblatt verkündet werden. Es tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

In ihrer Sitzung wählte die Länderkammer auch den Bürgermeister und Senatspräsidenten Bremens, Andreas Bovenschulte (SPD), zu ihrem neuen Präsidenten. Er löst Anke Rehlinger (SPD) ab, die als erste Vizepräsidentin weiterhin Teil des Präsidiums bleibt. Zum zweiten Vizepräsidenten wählte der Bundesrat den Ministerpräsidenten des Landes Nordrhein-Westfalen, Hendrik Wüst (CDU). /kij

Von Kirsten Jöhlinger

BATTERIESPEICHERBOOM

Bundesnetzagentur stärkt Netzbetreiber beim Speicheranschluss

Bonn (energate) - Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat sich unter dem zunehmenden öffentlichen Druck in die Debatte um den Netzanschluss von Batteriespeichern eingeschaltet. In neuen FAQ beantwortet die Behörde zentrale Fragen rund um den Anschlussprozess und sorgt damit für Diskussionen: Statt bundeseinheitlicher Regeln stärkt die Regulierungsbehörde die Rolle der Netzbetreiber und riskiert damit einen Flickenteppich an Einzelregelungen.

Konkret stellt die BNetzA klar, dass das Windhundprinzip ausschliesslich für Anschlussanfragen gilt, die unter die KraftNAV fallen. Diese greift bei Projekten mit mindestens 100 MW Nennleistung und einem Anschluss an Netze ab 110 kV. Für andere Vorhaben dürfen Netzbetreiber eigene Konzepte zur Kapazitätszuteilung entwickeln. Einzige Voraussetzung: Sie handeln diskriminierungsfrei, angemessen und transparent. Damit gesteht die Behörde den Unternehmen erhebliche Gestaltungsspielräume zu.

Anders ausgedrückt sind den Netzbetreibern bei der Zuteilung von Kapazitäten keine regulatorischen Grenzen gesetzt. Die Bundesnetzagentur stärkt damit die Position der Netzbetreiber. Diese können autonom handeln, solange der diskriminierungsfreie Zugang sichergestellt ist.

Netzbetreiber sehen Spielraum skeptisch

Nicht alle Netzbetreiber begrüssen diese Freiheit. Avacon-CEO Matthias Boxberger forderte im [energate-Interview](#) einen bundeseinheitlichen Kriterienkatalog. "Bestenfalls nutzt die Bundesnetzagentur ihre Kompetenz und macht einen Vorschlag, wie man es richtig handhaben kann", sagte er. Das Problem sei bundesweit, daher brauche es auch eine nationale Lösung.

Doch in Bonn sieht die Behörde dies offenbar anders. BNetzA-Vizepräsidentin Barbie Haller verwies bereits Anfang Oktober auf einer Speicher-Tagung auf die rechtlichen und praktischen Grenzen möglicher Bewertungsverfahren. "Wenn wir nach Produktreife unterscheiden, werden wir sehr tief in die verschiedenen Projekte einsteigen müssen", so Haller in Düsseldorf. Ob Beamte aus Bonn dies "besonders gut machen können", sei zweifelhaft und auch "rechtlich ganz schwierig".

Für die Speicherprojektierer bedeutet die Position der Bundesnetzagentur indes nichts Gutes. Bereits heute löst die Vielzahl der Netzbetreiber eine Flut an unterschiedlichen Antragsformularen und Vorgehensweisen aus. Eine bundesweit einheitliche Lösung wäre daher vielmehr in ihrem Interesse.

Realisierungskautions und Baukostenzuschüsse

In ihren FAQ stellt die BNetzA ausserdem klar: Realisierungskautions und Baukostenzuschüsse dürfen erhoben werden. "Realisierungskautions können die Ernsthaftigkeit eines Netz-

anschlussbegehrens belegen und geben eine erste Indikation für die Realisierungswahrscheinlichkeit eines Projektes", heisst es auf der Homepage. Wird das Projekt realisiert, muss die Gebühr über den Baukostenzuschuss oder Anschlusskostenbeiträge angerechnet werden. Wird das Projekt hingegen nicht realisiert, verfällt auch die Kautions. Auch beim Baukostenzuschuss bleibt die Bundesnetzagentur bei ihrer bisherigen Linie: Die konkrete Ermittlung liegt im Ermessen des Netzbetreibers. Oberhalb der Niederspannung verweist die Behörde in diesem Zusammenhang auf ihr Positionspapier aus dem November 2024.

Verpflichtungen von Netzbetreibern

Mit der gestärkten Rolle der Netzbetreiber gehen aber auch Verpflichtungen einher. Sie müssen transparent und zeitnah kommunizieren, etwa über Bearbeitungszeiten, Verzögerungen oder die Gründe für eine verzögerte Bereitstellung von Anschlüssen. Auch das Verfahren muss im Vorfeld bekannt sein. Zudem nennt die BNetzA Beispiele für Verfahrensarten. Dazu gehören etwa das Windhundverfahren, die Repartierung oder "First Ready, First Served". Kommt das Windhundprinzip zur Anwendung, müssen dem Netzanschlussbegehrenden auch der Rang im Verfahren sowie die Netzanschlusskapazität mitgeteilt werden. /rh

Von Ron-David Heinen

MARKTANALYSE ZUR THG-QUOTE

THG-Quoten im Höhenflug - was dahintersteckt

Gerolsbach (q-bility) - Die Handelspreise für THG-Quoten sind in den vergangenen Wochen spürbar gestiegen - getrieben nicht von einem akuten Nachfrageüberhang, sondern durch eine wachsende Erwartung: dass der Gesetzgeber zum 1. Januar 2026 tief in die Mechanik der Quotenanrechnung eingreifen wird - möglicherweise auch ohne Rücksicht auf bisherige Investitionsentscheidungen. Für So-Cap-Zertifikate des Jahres 2025 wurden zuletzt Preise zwischen 170 und 175 Euro/t CO₂eq realisiert - im Schnitt rund 55 Euro mehr gegenüber Jahresanfang 2025. Im fortschrittlichen Segment erreichten die Notierungen Mitte der vergangenen Woche mit bis zu 335 Euro/t CO₂eq ein neues Jahreshoch (+ 90 Euro gegenüber Januar 2025). 2027er-Quoten notieren hingegen mit etwa 190 Euro/t CO₂eq auf spürbar niedrigerem Niveau - ein klares Signal für eine temporär erwartete Marktverengung. Im Jahr 2027 werden aufgrund regulatorischer Anpassungen hohe Übertragungsmengen erwartet.

Erwartung frisst Fundamentaldaten

Der Preisanstieg erfolgt vor allem antizipativ. Hintergrund sind politische Signale, wonach die Bundesregierung die THG-Quotenregelungen ab 2026 deutlich erhöhen sowie die Doppelanrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe abschaffen will - und zwar ohne Vertrauensschutz für bestehende Projekte. Nach Q-Bility vorliegenden Informationen liegt eine ressortübergreifende informelle Einigung auf diese Linie vor. Offizielle Beschlüsse stehen jedoch noch aus.

Der Effekt auf die Preisbildung ist dennoch massiv: Marktakteure kalkulieren mit einem abrupten Anstieg des real zu liefernden Mengengerüsts ab 2026 - insbesondere im fortschrittlichen Segment. Die Folge ist ein spürbarer Risikoaufschlag: Anbieter preisen Opportunitätskosten ein, Verpflichtete sichern sich frühzeitig ab. Doch diese Preissprünge sind derzeit noch nicht durch geltendes Recht legitimiert, sondern fassen allein auf einer politischen Erwartung - einer Vorwegnahme regulatorischer Entscheidungen, die bislang weder vom Kabinett noch vom Bundestag getroffen wurden.

Sollte das Gesetz scheitern, fällt der Preis

Diese Erwartungsblase birgt ein nicht zu unterschätzendes Rückschlagpotenzial: Sollte der Gesetzgebungsprozess verzögert, abgeschwächt oder politisch blockiert werden, ist mit einer raschen Korrektur des Preisniveaus zu rechnen. Marktakteure würden dann überschüssige Absicherungsvolumina auflösen - mit entsprechendem Druck auf die Spot- und Forwardpreise. Denn bislang existiert keine finale Gesetzesfassung. Der politische Fahrplan sieht folgendes Verfahren vor (abschliessend noch nicht terminiert):

- Oktober 2025: Kabinettsbefassung
- November 2025: Beratung im Bundesrat
- Dezember 2025: Verabschiedung im Bundestag
- 1. Januar 2026: Inkrafttreten der neuen THG-Quotenregelungen

Solange dieser Prozess nicht formell abgeschlossen ist, bleiben alle marktbewegenden Effekte rein spekulative Vorgriffe auf künftiges Recht.

Haftungsrisiko statt Zertifikatssicherheit

Besondere Brisanz entfaltet die geplante Abschaffung des Vertrauensschutzes. Bisher konnten sich Marktakteure auf formal korrekt ausgestellte Nachhaltigkeitsnachweise verlassen - unabhängig davon, ob diese ex-post inhaltlich fehlerhaft waren. Künftig soll genau das nicht mehr gelten: Formale Nachweise bieten keine Rechtssicherheit mehr, wenn sie materiell fehlerhaft sind. Die Erwartung ist klar: je riskanter die Herkunft, desto geringer die Handelbarkeit. Der Markt kalkuliert bereits heute damit, dass Mengen mittelfristig verschwinden - mit spürbaren Auswirkungen auf die Liquidität und die Preisbildung in der Breite.

Komplexe Gemengelage am Markt

Fazit: Die aktuelle Preisrallye am THG-Quotenmarkt ist Ausdruck einer komplexen Gemengelage aus politischer Unsicherheit, regulatorischer Vorwegnahme und struktureller Angebotsverknappung. Der Markt preist Erwartungen ein, keine Fakten - mit allen Risiken einer Überspekulation. Kommt das Gesetz wie erwartet, dürften Preise dauerhaft auf höherem Niveau verbleiben. Kommt es nicht, droht eine spürbare Preiskorrektur. In beiden Szenarien bleibt klar: Die politisch induzierte Volatilität im Quotenmarkt nimmt zu - und mit ihr die Anforderungen an Steuerung, Vertragsgestaltung und Timing.

Autor: Dominik Trisl, <https://q-bility.com/>

HINTERGRUND

Heizungsmarkt: Nach dem Boom kommt der Stillstand

Berlin (energate) - Der Heizungsmarkt schwächelt. So wie bisher kann es nicht weitergehen, mahnen der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) und der Zentralverband Sanitär Heizung Klima (ZVSHK). In Berlin haben sie dazu ein Forderungspapier an Stefan Rouenhoff (CDU), Parlamentarischer Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, überreicht. energate blickt auf die vorliegenden Einbauzahlen und die Antragszahlen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).

Zunächst ein Blick zurück auf die fetten Jahre: In der Coronakrise, in der teure Reisen nicht möglich waren, blieb plötzlich mehr Geld für die Modernisierung des Eigentums übrig und damit auch für den Heizungskeller. Die Energiekrise löste spätestens ab 2022 nochmals zusätzliche Sondereffekte aus. So pushten die Rekordpreise für Erdgas und die Furcht vor einer Gasmangellage den Wärmepumpeneinbau. Ferner gab es Panikkäufe zugunsten der Öl- und Gasheizung, weil Bürgerinnen und Bürger ein rigoroses Verbot im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes fürchteten. Die unglückliche Kommunikation des damals von Robert Habeck (Grüne) geführten Bundeswirtschaftsministeriums war hier eher kontraproduktiv für die CO2-Ziele im Gebäudesektor.

Somit war 2023 ein absolutes Ausnahmejahr für die Branche, das einen Geldregen in die Kassen der Installateure und Heizungshersteller spülte. Insgesamt 1,3 Mio. verkaufte Wärmeerzeuger zählte der BDH damals - so viel wie noch nie. 790.500 Gasheizungen waren dabei - ein Anstieg um 32 Prozent. Der Wärmepumpenverkauf zog um 51 Prozent auf 365.000 Stück an. Aber schon 2024 war es mit dem Hype vorbei. Der Absatz von Heizungen halbierte sich nahezu auf 712.500 Geräte. Erstmals verlor die Gasheizung deutlich an Boden, auch wenn sie noch ihren ersten Platz bei den Einbauten behauptete. Denn auch bei den Wärmepumpen ging es bergab, von 356.000 auf 193.000 Stück.

Eine Umkehr dieses Trends ist auch aktuell nicht absehbar, teilte der BDH in dieser Woche in Berlin mit. Bis einschliesslich August dieses Jahres sank der Gesamtmarkt in Deutschland noch einmal um 19 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das entspricht 391.000 verkauften Heizungen. "2025 wird der Absatz voraussichtlich so niedrig sein wie seit über einem Jahrzehnt nicht mehr", klagte BDH-Präsident Jan Brockmann.

BEG-Anträge ohne neuen Schub

Die aktuellen Zahlen der Bundesförderung für effiziente Gebäude bestätigen diesen Trend mit Blick auf die nächsten Monate. Von Januar bis einschliesslich August bewilligte das zuständige Bundesamt Bafa nur 196.000 Anträge für förderfähige grüne Heiztechnologien. Die Wärmepumpe liegt hier ungeschlagen auf Platz eins mit 167.949 Förderzusagen. Das von der Heizungsbran-

che und der Politik auf den Wärmepumpengipfeln verkündete Ziel von 500.000 Wärmepumpen pro Jahr ist damit in weiter Ferne. Biomasseheizungen folgen nach den Wärmepumpen erst weit dahinter mit 18.789 Zusagen. 9.076 bewilligte Zuschüsse gibt es zum Anschluss an ein Wärmenetz. Bei den Solarthermieranlagen sind es nochmals weniger (3.337 Zusagen). Wasserstofffähige Gasheizungen sind ein absoluter Ladenhüter (168 Zusagen).

Markt zwischen Sättigung und Unsicherheit?

Woran liegt es? Fehlt das Geld trotz (noch) üppiger BEG-Förderung? Hat der Nachfrageschub in den Jahren 2020/21 bis 2023 den Markt schon derart gesättigt, sodass diejenigen, bei denen die Modernisierung dringend war, diese schon erledigt haben? Warum verharrt der grosse Rest im Wartemodus? Denn immerhin 10 Mio. Heizungen gelten laut BDH als "technisch veraltet", 4 Mio. davon sollen schon älter als 30 Jahre sein. BDH-Präsident Brockmann hat folgenden Erklärungsversuch: "Unsicherheit durch das Gebäudeenergiegesetz, widersprüchliche Aussagen zur Förderung und überzogene Erwartungen an die kommunale Wärmeplanung hemmen die Investitionsbereitschaft der Verbraucher." Zu den Hauptforderungen des BDH und des ZVSHK zählen in ihrem aktuellen Positionspapier daher: "Die Reform des Gebäudeenergiegesetzes muss zügig konkretisiert und die Vertreter von Industrie, Handel und Handwerk verbindlich eingebunden werden." Förderprogramme müsse Berlin dauerhaft, planbar und unbürokratisch gestalten. Auch eine Stabilisierung der Energiepreise sei wichtig für Akzeptanz und Investitionsbereitschaft.

Zumindest beim Gebäudeenergiegesetz könnte es ab Ende November ein Stück weit mehr Klarheit geben. Der energiepolitische Sprecher der CDU/CSU-Bundestagsfraktion Andreas Lenz hat jüngst bei einer Veranstaltung von Thermondo zumindest ein Eckpunktepapier angekündigt. "Wir wissen natürlich, dass die Zeit drängt", sagte er. Es könne aber Koordinierungsbedarf zwischen Bundeswirtschafts- und Bundesbauministerium entstehen. Deswegen sei es nicht sicher, dass die Novellierung noch dieses Jahr komme. Das Bestreben in der Koalition dazu sei aber da. **/mt**
Von Michaela Tix

GASSPEICHER

Gemischte Ergebnisse bei Speichervermarktungen

Düsseldorf/Kassel (energate) - Am 16. Oktober haben Uniper Energy Storage (UST) und Sefe Storage Speicherkapazität für das Speicherjahr 2026/27 angeboten. UST konnte die Arbeitsgaskapazität von 1.100 GWh aufgeteilt auf 110 Bündel für den L-Gas-Speicher Epe vollständig verkaufen. Insgesamt wurden 37 Gebote abgegeben. Sefe Storage hat von den 3.000 GWh Arbeitsgaskapazität, die für den Speicher Rehden angeboten wurden, lediglich 200 GWh zugeteilt.

Am 23. Oktober wird UST für den Speicher Etzel Gaslager (EGL) ein Indexprodukt für den Zeitraum vom 1. April 2026 bis zum

1. April 2029 anbieten. Der Speicher liegt im Nordwesten Niedersachsens und ist an das THE-Marktgebiet angebunden. Die Arbeitsgaskapazität beträgt insgesamt 2.000 GWh, davon sind 200 GWh unterbrechbar. Die Kapazität ist auf acht Bündel aufgeteilt. Zu jedem Bündel gehören eine feste Arbeitsgaskapazität von 225 GWh und eine unterbrechbare Arbeitsgaskapazität von 25 GWh. Die feste Einspeicherleistung beträgt 207,125 MWh/h und die feste Ausspeicherleistung 296,25 MWh/h. Unter Berücksichtigung der Kennlinien ermöglicht dies einen Umschlag des Speichers nach UST-Angaben in 137 Tagen.

Indexprodukt bedeutet, dass Bieter einen Aufschlag auf einen Preis-Spread bieten sollen. Die Preisbildungsphase für die ersten beiden Jahre der Vertragslaufzeit beginnt unmittelbar nach der Auktion. Das variable Entgelt auf die eingespeicherte Menge und das feste, einmalige Systementgelt stehen noch nicht fest. Die aktuellen Entgelte von 0,8678 Euro/MWh und 15.565 Euro werden zu Beginn jedes Kalenderjahres auf Basis der Preisentwicklungen für die Gehälter und Preise für Produktionsgüter in der Energiewirtschaft angepasst. Die Auktion wird im UST-Portal erfolgen. **/hl**
Von Heiko Lohmann

INTERVIEW MIT MARCUS FENDT, THE MOBILITY HOUSE

"Das Potenzial von V2G ist noch längst nicht verstanden"

München (energate) - In den Debatten um die Flexibilisierung des Stromsystems spielt auch die Elektromobilität eine entscheidende Rolle. Doch Technologien wie das bidirektionale Laden (Vehicle-to-Grid, kurz V2G) warten in der Praxis noch auf ihren Durchbruch. energate sprach mit Marcus Fendt, Managing Director von The Mobility House Energy, über die schleppende Marktentwicklung und die Gründe.

energate: Herr Fendt, im Rahmen der Automesse IAA im September gab es verschiedene Ankündigungen von Herstellern für Lösungen im Bereich von Vehicle-to-Grid. Steht die Technologie endlich vor dem Durchbruch?

Fendt: Die Vielzahl an Ankündigungen zeigt: Vehicle-to-Grid ist längst kein Zukunftsthema mehr, sondern wird von den grossen Herstellern strategisch ernst genommen. Technisch ist die Technologie einsatzbereit - das beweisen wir, das BDL-Projekt von BMW und andere Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmer mit vielen Pilotprojekten seit Jahren. In Frankreich ist V2G seit 2024 Realität: Dort fahren Renault-Kundinnen und -Kunden mit unserem Stromtarif rund 10.000 Kilometer pro Jahr kostenlos. Auch in Grossbritannien hat Octopus zusammen mit BYD und Zaptec ein Produkt angekündigt. Und nun haben BMW und Eon auf der IAA das erste V2G-Produkt speziell für den deutschen Markt vorgestellt. Auch wenn es subventioniert ist, es ist ein wichtiges Signal, dass die Technologie hierzulande endlich angeboten werden kann.

energate: Was ist aus Ihrer Sicht dafür wichtig, dass bidirektionales Laden auch hierzulande ein Erfolgsmodell wird?

Fendt: Der Durchbruch hängt jetzt vor allem davon ab, ob die Hersteller bidirektionale Laden konsequent in die Serienfahrzeuge bringen und Schnittstellen kontinuierlich interoperabel testen. Ab 2026 erwarten wir, dass praktisch jedes neue E-Auto V2G-fähig sein wird. Erst mit einer kritischen Masse an Fahrzeugen auf der Strasse kann sich das volle Potenzial für das Energiesystem entfalten.

Auch die Hardwareseite macht Fortschritte: Bidirektionale Ladestationen sind inzwischen verfügbar. Um die Interoperabilität sicherzustellen, werden sie anfangs immer von den OEMs mitgeliefert - und mit der Zeit sukzessive kompatibler werden. The Mobility House Energy wird in diesem Bereich ebenfalls aktiv: Gemeinsam mit dem chinesischen Marktführer für Onboard-Charger, Evtect, bringen wir eine eigene Lösung auf den Markt, die mit allen bidirektionalen Fahrzeugen kompatibel sein soll.

energate: Die Bundesnetzagentur hat unter der Bezeichnung "MiSpeL" ein Festlegungsverfahren eingeleitet, das auch regulatorische Klarstellungen für das bidirektionale Laden vorsieht. Inwiefern könnten die neuen Regeln Impulse für die weitere Marktentwicklung setzen?

Fendt: Regulatorische Klarheit ist der Schlüssel für die Marktentwicklung. Mit MiSpeL liegt endlich ein konkreter Entwurf auf dem Tisch, wie Speicher und bidirektionale Ladepunkte besser in die Marktmechanismen integriert werden können. Das ist aber nur ein erster Schritt. Besonders wichtig für die Zukunft und weitere regulatorische Anpassungen - auf die wir nach wie vor warten - ist, dass Vehicle-to-Grid als netzdienliche Flexibilität anerkannt wird und die Doppelbelastung durch Netzentgelte und Umlagen endlich wegfällt. Damit werden dann erst die zentralen Hürden für Investoren, Betreiber und Kundinnen und Kunden abgebaut. Bei allen Festlegungen muss man berücksichtigen, dass es rund ein Jahr dauert, bis die Änderungen bei den meisten Netzbetreibern in den Systemen hinterlegt sind und damit für die Kundinnen und Kunden wirklich nutzbar werden.

energate: Welche weiteren Rahmenseetzungen wären aus Ihrer Sicht erforderlich, um Dynamik bei V2G zu entfachen?

Fendt: Deutschland verfügt über eine starke Automobilindustrie und ein leistungsfähiges Energiesystem, aber die Rahmenbedingungen für Vehicle-to-Grid waren bisher wenig förderlich. Um neue Dynamik zu entfachen, müssen wir an verschiedenen Stellen ansetzen. So erscheint es mir zentral, dass für V2G-Technologien die Netzentgelte für einen Übergangszeitraum entfallen - analog zu Grossspeichern. Anschliessend brauchen wir eine Anpassung der Entgelte für netzdienliches Verhalten auf Verteilnetzebene.

Wichtig ist gleichermassen, dass wir bei der Digitalisierung des Stromnetzes vorankommen. Ohne flächendeckende Smart-Meter-Infrastruktur und effiziente, einheitliche digitale Prozesse dahinter fressen die Prozesskosten die Vorteile für den Kunden einfach wieder auf. Und nicht zuletzt müssen wir V2G einen echten Zugang zu den diversen Märkten schaffen: Vehicle-to-Grid muss diskriminierungsfrei an allen relevanten Flexibilitätsmärkten teilnehmen können.

Von Rouben Bathke

RUSSISCHES GAS UND ÖL

EU-Parlament will schnelleres Ende von russischen Gaslieferungen

Brüssel (energate) - Das EU-Parlament verhandelt demnächst mit dem Energieministerrat über die Einstellung der Einfuhren von russischem Erdgas. Seine beiden für das Dossier zuständigen Ausschüsse, der Handelsausschuss (INTA) und der Energieausschuss (ITRE), haben sich zu der diesbezüglich am 17. Juni von der EU-Kommission vorgelegten Verordnung positioniert und ihren Berichterstatern das Verhandlungsmandat erteilt. Der EU-Energieministerrat will sich am 20. Oktober in Luxemburg positionieren.

Die EU-Abgeordneten unterstützten die Pläne für ein Importverbot von russischem Erdgas - sowohl Pipeline- als auch Flüssigerdgas (LNG) - ab dem 1. Januar 2026. Bestehende kurzfristige Verträge sollen bis zum 17. Juni 2026 erlaubt sein und langfristige Verträge bis zum 1. Januar 2027, sofern diese vor dem 17. Juni 2025 abgeschlossen wurden. Die EU-Kommission hatte als Enddatum für langfristige Verträge den 1. Januar 2028 vorgeschlagen.

Nach den vorgeschlagenen Regeln können sich Energieversorger auf "höhere Gewalt" berufen, um russische Gasimportverträge zu kündigen, da das in der neuen Verordnung vorgesehene rechtsverbindliche Verbot weiterer Importe ausdrücklich als hoheitlicher Akt ausserhalb ihrer Kontrolle definiert ist.

Die Abgeordneten schlagen vor, die vorübergehende Speicherung von Erdgas russischen Ursprungs in EU-Anlagen ab dem 1. Januar 2026 zu verbieten. Um Schlupflöcher zu schliessen und das Risiko einer Umgehung zu verringern, sollen die Gasspeicherbetreiber den Zollbehörden vor der Einfuhr oder Lagerung strengere und detailliertere Nachweise über das Produktionsland des Gases vorlegen. Je nach Herkunft des Erdgases wäre eine vorherige Genehmigung erforderlich.

Ölimportverbot ebenfalls ab 2026

Ab demselben Datum wollen die Abgeordneten alle Importe von russischem Öl, einschliesslich Erdölprodukten aus russischem Rohöl, verbieten und für solche Importe eine vorherige Zollgenehmigung und die Überprüfung des Produktionslandes verlangen. Es gibt zwar schon ein Ölembargo gegen Russland seit Dezember 2022, dies betrifft jedoch nur Lieferungen per Schiff, nicht aber Pipelinetransporte.

Darüber hinaus geht das Positionspapier der Abgeordneten ausdrücklich auf Umgehungsrisiken ein - wie etwa umetikettierte Importe, Schattenflotten und den Transit über Drittländer - indem es Ursprungsnachweise für Ölpipelines, vierteljährliche Audits und eine von der Kommission zu verwaltende Liste von Hochrisiko-LNG-Terminals vorschreibt.

Schliesslich strichen die Abgeordneten die Überprüfungsklausel, die es der Kommission erlaubt, eine vorübergehende Aussetzung des Importverbots in Situationen zu genehmigen, die die Energiesicherheit der EU gefährden. Sie stärken zudem die Durchsetzung der Verordnung durch die Einführung von Sanktionen für Verstösse. /rl
Von Rainer Lütkehus

VISIONSPAPIER

EU will Produktionskapazität bei sauberen Technologien steigern

Brüssel (energate) - Die EU-Kommission hat in einem Papier Massnahmen vorgestellt, mit denen die Europäische Union von der weltweiten industriellen Transformation profitieren soll. Global sei die Kapazität an erneuerbaren Energien 2024 im Vergleich zu 2015 um 140 Prozent gestiegen und in der EU nur um 90 Prozent: "Wir setzen Diplomatie ein, um unsere Kerninteressen zu schützen, wir fördern Standards für einen fairen Übergang, indem wir unsere Partner bei der Entwicklung ihrer Standards unterstützen, und wir begegnen den neuen Sicherheitsbedrohungen und -herausforderungen, die sowohl die europäischen Interessen als auch die unserer Partner gefährden", heisst es in dem [Visionspapier](#).

So soll Europas Platz auf den Weltmärkten und zur Förderung eines nachhaltigen Wandels gesichert werden. Die Vision sieht vor, die Produktionskapazität der EU für saubere Technologien auf 15 Prozent des globalen Technologiemarktes zu steigern. Die EU werde neue bilaterale Partnerschaften und multilaterale Allianzen in internationalen Foren und auf verschiedenen Ebenen fördern, etwa in Form von Freihandelsabkommen oder Partnerschaften. Entscheidend für Innovationen sei eine CO2-Bepreisung. Deren Einführung und Ausweitung in grossen Volkswirtschaften zeige, dass diese Politik funktioniere. /rl
Von Rainer Lütkehus

NETZENTGELTE

Heimischen Stromerzeugern droht Schlechterstellung

Wien (energate) - Österreichische Stromerzeuger zahlen im EU-Vergleich die zweithöchsten Netzentgelte. 2023 trugen heimische Einspeiser auf der Übertragungsnetzebene Kosten in Höhe von 3,2 Euro/MWh. Nur in Irland zahlten Energieunternehmen mit 4,8 Euro/MWh mehr, zeigt eine Studie von Aurora Energy Research. In den Nachbarländern Deutschland, Schweiz

oder Italien fallen hingegen keine Einspeisegebühren für Stromerzeuger an. Der Entwurf des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) sieht nun die Einführung zusätzlicher Netznutzungsentgelte vor, erklärte Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ). Dieser Umstand werde zwangsläufig zu höheren Strompreisen für Haushalte und Unternehmen führen, so der Erneuerbarenverband.

In Österreich sind Stromerzeuger mit mehr als fünf MW Leistung bereits durch Kosten für Netzverluste, Systemdienstleistungen sowie Netzanlassentgelte und Investitionen in die Netzinfrastuktur belastet, betonte EEÖ. Über eine Laufzeit von 20 Jahren summierten sich diese Kosten bei einem Windpark mit sieben Windkraftanlagen und einer Leistung von 45 MW auf über 13 Mio. Euro. Die Photovoltaikbranche wiederum habe in den vergangenen sechs Jahren über Netzanlassentgelte Kosten in Höhe von rund 200 Mio. Euro getragen, rechnete der Verband vor.

Kostenbelastung könnte sich mehr als verdoppeln

Im Schnitt machten die Netzentgelte bei PV-, Wind- und Wasserkraftanlagen bis zu fünf Prozent der Strompreiserlöse aus. Bei heimischen Gaskraftwerken führten diese Netzentgelte zu um fünf Prozent höheren Produktionskosten als im Nachbarland Deutschland. Speicher würden sogar gleich doppelt belastet, einerseits für das Ein-, andererseits für das Ausspeisen von Strom.

Noch ist die genaue Höhe der neuen Einspeiseentgelte nach dem ElWG nicht bekannt. Verantwortlich für die Ausgestaltung ist die Energieregulierungsbehörde E-Control, die erst nach einem entsprechenden gesetzlichen Auftrag tätig wird. Bei einer Höhe der Entgelte von rund zehn Prozent der Netznutzungskosten würde sich jedoch die Kostenbelastung für Kraftwerke und Speicher mehr als verdoppeln, betonte EEÖ.

Steuersenkungen bei Energie

Insgesamt würde die Einführung neuer Einspeiseentgelte die heimische Stromerzeugung im Wettbewerb schlechterstellen und die Abhängigkeit von Stromimporten erhöhen. Zudem würden Investitionen verstärkt in Nachbarländer ohne Einspeiseentgelte verlagert. Österreichs Energie hat in diesem Zusammenhang auch betont, dass die heimische Energiewirtschaft durch den sogenannten Energiekrisenbeitrag für Strom bereits jährlich rund 200 Mio. Euro an den Staat abführe. Anstatt neuer Kostenbelastungen brauche es daher Steuersenkungen für Energie, um die Strompreise zu senken, betonte die Interessenvertretung der heimischen E-Wirtschaft. /af
Von Alexander Fuchssteiner



ener|gate messenger.ch marktdaten

kompakt

17.10.2025

Hier erhalten Sie einen **kompakten Überblick** über die wichtigsten Energie-Marktdaten.

Für ausführlichere Marktinformationen steht Ihnen ab sofort unser **neuer Marktdaten-Newsletter** zur Verfügung. Der **kostenlose Zusatzservice** liefert Ihnen jeden Morgen detaillierte Infos zum Strom-, Gas-, Kohle-, Öl- und CO₂-Markt per E-Mail.

Ständig aktualisierte Marktdaten mit **Chart- und Downloadfunktion** finden Sie zudem wie gewohnt online auf www.energate-messenger.ch/market

JETZT KOSTENLOS AKTIVIEREN

Übersicht

Index	Kurs	+/-	Währung	Datum
EPEX Spot CH (SwissIX) Base	102,98	-11,57	EUR/MWh	18.10.
EPEX Spot CH (SwissIX) Peak	100,00	-18,93	EUR/MWh	18.10.
EPEX SPOT DE-LU Phelix Base	95,74	-8,67	EUR/MWh	18.10.
EPEX SPOT DE-LU Phelix Peak	96,80	-12,66	EUR/MWh	18.10.
EEX Swiss Power Futures Base	89,10	+2,03	EUR/MWh	16.10.
EEX Phelix DE 2026 Base	87,99	+1,45	EUR/MWh	16.10.
EEX Phelix DE Nov 2025 Base	102,61	+2,97	EUR/MWh	16.10.
THE Day Ahead	33,49	+0,46	EUR/MWh	17.10.
ICE Brent Frontmonat	61,06	-0,85	USD/bbl	16.10.
API#2 Frontmonat	96,60	+2,60	USD/t	16.10.
EEX EUA Mid-Dec 2025	79,38	+1,25	EUR/t	16.10.

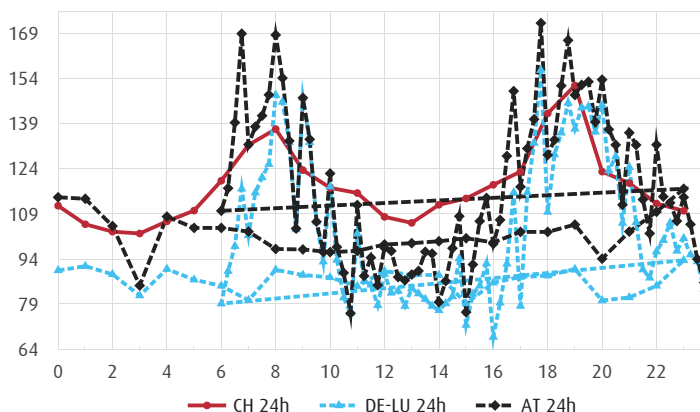
Jeden Morgen alle Marktdaten per E-Mail
Jetzt den neuen Marktdaten-Newsletter freischalten



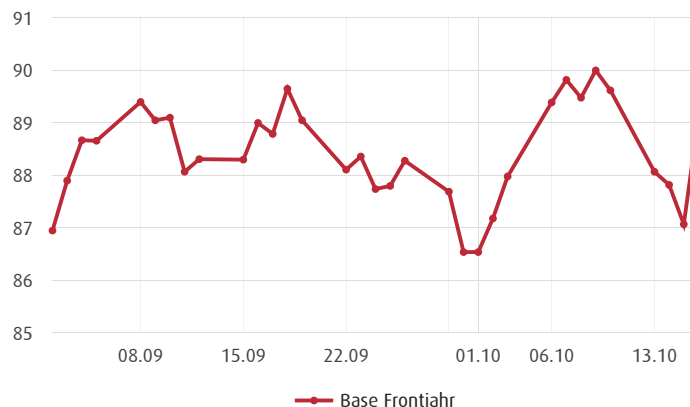
Kostenlos für
energate messenger
Abonnenten!

Jetzt aktivieren!

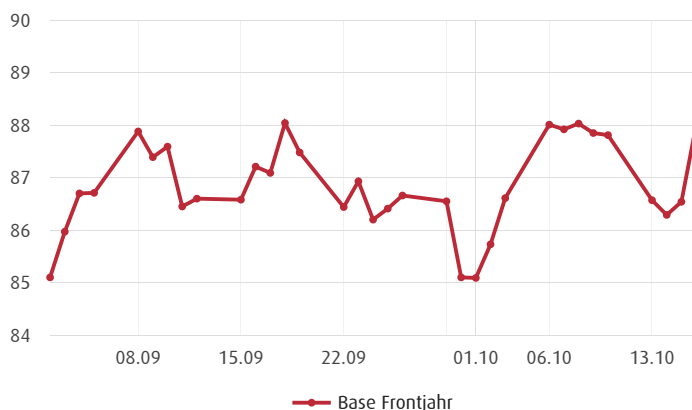
Strom-Spotmärkte (Quelle: EPEX SPOT)



Swiss Power Futures (Quellen: EEX)



Phelix DE Base (Quellen: EEX)



Gas Day Ahead (Quelle: GANEXO)

