

ener|gate messenger.ch

★ TOPMELDUNG



„Unsere Grossväter haben mit der Wasserkraft viel grössere Risiken geschultert“, sagt Renato Tami über das wirtschaftliche Risiko der EVU, in alpine Solaranlagen zu investieren. (Foto: naturenergie holding AG)

INTERVIEW MIR RENATO TAMI, VIZEPRÄSIDENT IG SOLALPINE "Wir suchen jetzt vermehrt Standorte im Jura"

Aarau (energate) - Wegen lokalen Widerstands, wirtschaftlicher Herausforderungen und Beschwerden seitens der Umweltverbände zeichnet sich ab, dass die Ziele des Solarexpresses verfehlt werden. Renato Tami, Vizepräsident der Projektentwicklerin IG Solalpine, erklärt im energate-Interview, warum die Schweiz weiterhin auf alpine Solaranlagen setzen sollte. Und er berichtet, dass sich die IG Solalpine auf der Suche nach kostengünstigen Standorten dem Jura zugewandt hat.

energate: Herr Tami, als der Solarexpress Ende 2022 vom Parlament verabschiedet wurde, herrschte Goldgräberstimmung und die Projekte schossen wie Pilze aus dem Boden. Zumindest gegen aussen scheint diese Goldgräberstimmung nun verflogen zu sein, teils ist gar vom Scheitern des Solarexpresses die Rede. Teilen Sie diese Ansicht?

Tami: Eine gewisse Ernüchterung ist tatsächlich eingetreten. Trotzdem darf man nicht ausser Acht lassen, dass von den anfänglich ernsthaft geplanten rund 50 Projekten immer noch etwa zwei Drittel im Rennen sind. Laut dem Bund gibt es heute 18 Projekte mit einem Baugesuch, das öffentlich aufgelegt ist. Vier von diesen 18 Projekten haben eine rechtskräftige Baubewilligung und zusätzlich gibt es noch circa ein Dutzend Projekte, die eine Zustimmung der Standortgemeinde haben, aber noch nicht öffentlich aufgelegt sind. Ich rechne daher damit, dass bis Ende 2025 circa 30 bis 35 Projekte öffentlich aufgelegt sind und unter Umständen noch im Rahmen des Solarexpresses realisiert werden könnten.

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

"Wir suchen jetzt vermehrt Standorte im Jura" 1

🇨🇭 SCHWEIZ

Solarbranche stellt Fahrplan bis 2035 vor 3

"Freie Landschaft Schweiz torpediert Winterstromproduktion" 4

Terminmarktpreise geben erstmals wieder nach 5

Infener und Nevius vereinbaren H2-Abnahme 5

🇩🇪 DEUTSCHLAND

Beschluss des KWVG wird immer unwahrscheinlicher 5

H2-Investition von guten Klimaschutzverträgen abhängig 6

Eon "depriorisiert" Wasserstoffgeschäft 7

Richtfest für Wasserstoffgewinnung aus Abfall 7

🇪🇺 EUROPA

Total Energies übernimmt VSB-Gruppe 8

📈 MARKTDATEN

9

energate: Wie viel Strom würden diese Anlagen produzieren?

Tami: Die 18 öffentlich aufgelegten Projekte könnten insgesamt 440 GWh/Jahr produzieren. Hochgerechnet auf die zu erwartenden 30 bis 35 Projekte wären das circa 800 GWh/Jahr, also knapp die Hälfte des mit dem Solarexpress möglichen Ertrags von 2 TWh.

energate: Sie haben vorher eingeräumt, dass eine gewisse Ernüchterung eingetreten ist. Wie wirkt sich das auf die Arbeit der IG Solalpine aus?

Tami: In der IG Solalpine haben wir eine sehr gute Zusammenarbeit. Wir tauschen auch gegenseitig die Erfahrungen aus und teilen so die Learnings, die uns weiterbringen. In der Branche generell vermisse ich aber schon ein wenig den Pioniergeist. Bevor die ersten Anlagen gebaut sind und in Betrieb gehen, hört man schon Stimmen, die sagen, das rechne sich nie, die alpinen Solaranlagen haben keine Zukunft, et cetera. Hätten unsere Grossväter diese Einstellung gehabt, würden wir heute kein einziges Wasserkraftwerk in den Alpen betreiben.

energate: Aber haben diese Stimmen denn nicht ganz unrecht? Laut einer Studie der ETH Zürich liegen die Stromgestehungskosten alpiner Solaranlagen bei 9 bis 15 Rappen/kWh.

Tami: Bei den aktuell tiefen Marktpreisen von 75 bis 100 Euro/MWh am Terminmarkt ist das Preisumfeld für solche Anlagen

natürlich schwierig. Nur deshalb zu sagen, alpine Solaranlagen würden sich nie rechnen, ist aber falsch. Die Energieversorger, aber auch die potenziellen Kunden von alpinem Solarstrom sollten bedenken, dass der Markt sehr volatil geworden ist. Gerade die letzten Jahre haben das eindrücklich gezeigt. Wer weiss schon, wo die Preise in fünf bis zehn Jahren liegen werden?

energate: Sie sprechen es an. Die Preise könnten weiter sinken.

Tami: Das ist richtig. Sie könnten aber auch wieder schnell und deutlich steigen. Auch das haben wir in der Energiekrise eindrücklich erlebt. Zum Kostenrisiko der EVUs möchte ich betonen, dass eine durchschnittliche Anlage etwa 60 Mio. Franken kostet. Rund die Hälfte davon wird vom Staat übernommen. Verbleiben noch 30 Mio. Franken. Wenn sich drei EVUs zusammentun, sprechen wir also noch von 10 Mio. Franken Investition pro EVU. Das ist auch in Anbetracht der heutigen Marktpreise tragbar. Wie gesagt: Unsere Grossväter haben mit der Wasserkraft viel grössere Risiken geschultert. Und ausserdem: Wo liegen die Alternativen? Noch mehr Importe sind ja wohl keine Lösung. Das Stromgesetz setzt auch hier mit Richtwerten enge Schranken.

energate: Heisst das, dass man die verhältnismässig hohen Kosten alpiner Solaranlagen einfach akzeptieren muss?

Tami: Nein, selbstverständlich nicht. Betrachtet man nur die Gestehungskosten für Winterstrom, dann sind alpine Solaranlagen günstiger als viele der heute realisierten Dachanlagen im Mittelland. Das möchte ich an dieser Stelle noch betonen. Wenn die richtigen Preissignale gesetzt werden und Strom im Winter den Wert bekommt, den er verdient, dann rechnet sich auch die Wirtschaftlichkeit alpiner PV-Anlagen sofort anders.

Nichtsdestotrotz gilt es natürlich, die Kosten alpiner PV-Anlagen weiter zu reduzieren. Helfen werden da einerseits Standardisierung und die Erfahrungen, die die Branche jetzt im Zuge des Solarexpresses gemacht hat und weiter machen wird. Wir bei der IG Solalpine setzen derzeit vor allem beim Standort an. Bei alpinen Anlagen gibt es drei Kostentreiber: die Unterkonstruktion, die Logistik und den Netzanschluss. Alle diese drei Elemente sind stark vom Standort abhängig. Wir suchen deswegen jetzt vermehrt Standorte um 1.000 Meter über Meer, unter anderem im Jura. Hier sind wir wie in den Alpen ebenfalls über der Nebelgrenze und produzieren viel Winterstrom. Gleichzeitig bieten sich bei diesen Standorten bei der Unterkonstruktion und der Logistik riesige Kostenvorteile.

energate: Das hört sich gut an. Warum haben Sie und die Branche diesen Weg denn nicht schon früher eingeschlagen?

Tami: Laut den Vorgaben des Solarexpresses müssen alpine Solaranlagen im Winterhalbjahr mindestens 500 kWh Strom pro kW installierte Leistung produzieren können. Diesen Wert einzuhalten, ist im Jura nicht so einfach. Entsprechend hat diese Vorgabe zu Beginn zu stark dazu verleitet, Standorte in der alpinen Zone zu suchen.

energate: Wie gross ist auf diesen Höhen das Potenzial für alpine PV-Anlagen?

Tami: Das ist schwer zu beziffern. Es geht aber mit Sicherheit nicht nur um zwei oder drei Anlagen, die an solchen Standorten gebaut werden könnten. Man sollte dieses Potenzial nicht nochmals unterschätzen.

energate: An wie vielen Projekten im Jura arbeiten Sie denn gerade konkret?

Tami: Fortgeschritten sind die Arbeiten an einem konkreten Standort. Gleichzeitig versuchen wir auf Wunsch unserer 13 Partnerwerke noch weitere Projekte zu entwickeln. Ziel ist es, diese Projekte bis Ende 2025 öffentlich auflegen zu können und sie damit noch unter dem Solarexpress realisieren zu können.

energate: Was ist mit den eigentlichen alpinen Solaranlagen? Sind diese kein Thema mehr?

Tami: Doch. Alpine Solaranlagen sind weiterhin ein Thema, aber nicht mehr für den Solarexpress. Jetzt noch einen neuen Standort zu entwickeln und das Projekt bis Ende 2025 öffentlich aufzulegen, ist im alpinen Gelände nicht mehr möglich. In tieferen Lagen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen hingegen sind die Projekte tendenziell weniger komplex. Hier besteht noch die Möglichkeit, letzte neue Projekte unter dem Solarexpress aufzugleisen.

energate: Sie spekulieren also auf eine Verlängerung des Solarexpresses?

Tami: Ja. Ich bin zuversichtlich, dass der entsprechende Vorschlag der Urek-S im Parlament Mehrheiten finden wird. Es ist aber ohnehin wichtig, dass wir die Projekte bis Ende 2025 öffentlich auflegen können. Man profitiert dann zwar nicht mehr von den hohen Förderbeiträgen, aber immerhin noch von den erleichterten Bewilligungsbestimmungen des Solarexpresses.

energate: Wo liegen bei der IG Solalpine derzeit die weiteren Arbeitsschwerpunkte?

Tami: Neben der Projektentwicklung für den Solarexpress versuchen wir derzeit vor allem die Kantone davon zu überzeugen, dass wir sie bei der Umsetzung des Stromgesetzes unterstützen könnten. Mit unserem Know-how, unseren Tools und unserer Erfahrung könnten wir den Bergkantonen bei der Erarbeitung ihrer Richtpläne helfen. Für die Zukunft von alpinen Solaranlagen in der Schweiz ist es immens wichtig, dass die Kantone gute Richtpläne ausarbeiten. Auf einer Geröllhalde auf 3.000 Metern Höhe hat es vielleicht die richtige Sonneneinstrahlung, aber dort baut niemand, weil es zu umständlich und teuer ist.

Was ich sagen will, ist Folgendes: Die Zonen, welche die Kantone in ihren Richtplänen für die Solarenergie ausscheiden, müssen nicht nur dem Kriterium potenzieller Winterstromertrag, sondern auch den Kriterien Wirtschaftlichkeit, Biodiversität, Doppelnutzung et cetera gerecht werden.

energate: Was kann die Branche neben guter Planung sonst noch machen, um den alpinen Solaranlagen wieder mehr Schub zu verleihen?

Tami: Wir müssen mehr Aufklärungsarbeit leisten. Es ist wichtig, dass es uns gelingt, den Fokus weg von den Bedenken hin zu den Vorteilen zu lenken. Dabei geht es nicht nur um den zweifellos wichtigen Beitrag alpiner Solaranlagen zur Versorgungssicherheit, sondern auch um die Vorteile, welche die Technologie für die Alp- und Landwirtschaft, für den Tourismus und für die Biodiversität bieten kann. Lasst uns jetzt die ersten Anlagen bauen und dann über die positiven Auswirkungen sprechen.

Von Mario Graf



ERSTE AUSGABE DES SOLARMONITORS

Solarbranche stellt Fahrplan bis 2035 vor

Zürich (energate) - Die Schweizer Solarbranche rechnet kurzfristig mit einem Knicks in der zuletzt rasanten Wachstumskurve. Trotzdem werde sie bis in zehn Jahren die Hälfte des heutigen Stromverbrauchs decken, sagt Swissolar voraus. Wie, das soll der jährliche Solarmonitor aufzeigen. Die Photovoltaik sei auf bestem Weg, neben der Wasserkraft zur zweiten Säule der Stromversorgung zu werden, heisst es in der [Erstausgabe](#). Diese liefert Prognosen, dient laut dem Branchenverband aber auch als Modell. Bis Ende 2024 wird Solarenergie den abgebildeten Zahlen zufolge bereits 11 Prozent des Schweizer Stromverbrauchs oder 6,9 TWh ausmachen. Bis 2035 sollen Solaranlagen dann 28 TWh jährlich beisteuern. Das sind 50 Prozent dessen, was die Schweiz heute in einem Jahr verbraucht.

Diese Zahl orientiert sich jedoch nicht am bisherigen Wachstumspfad der Solarbranche, sondern am Ausbauziel für die Erneuerbaren im neuen Stromgesetz. Wie gross der Anteil der Photovoltaik dabei ist, lässt das Gesetz offen. Für Swissolar ist allerdings klar, dass sie rund 80 Prozent dazu beitragen muss. "Die jährliche So-

larstromproduktion muss innerhalb von zehn Jahren vervierfacht werden", hält der Solarmonitor fest.

"Starkes Wachstum ist weniger das Problem"

Gerade das Stromgesetz werde in den nächsten beiden Jahren möglicherweise dazu führen, dass sich der Ausbau verlangsamt. Obwohl beispielsweise die Vorgaben zu den neuen Mindestvergütungen noch nicht stehen, scheinen die Folgen bereits klar. "Bei den Einspeisevergütungen wird die Situation sicher nicht besser als jetzt, insbesondere im Sommer", blickt der stellvertretende Geschäftsführer David Stickelberger voraus.

Auf der anderen Seite schaffe das Stromgesetz neue Instrumente wie LEG, virtuelle ZEV und die Rückerstattung des Netzentgelts für Batteriespeicher. Diese würden den Ausbau schnell wieder auf Kurs bringen. Zunächst gelte es für die Solarbranche folglich, die mögliche Stagnation der Jahre 2025 und 2026 schnell zu überwinden. "Danach ist weniger das starke Wachstum ein Problem", sagt er. "Wenn wir auf einen jährlichen Zuwachs von 2 bis 2.2 TWh kommen, werden wir die 28 TWh bis 2035 erreichen. Das entspricht etwa einem Marktwachstum von 15 Prozent gegenüber dem laufenden Jahr."

Ziel des Solarexpress nicht erreichbar

Der Fokus liege derzeit vielmehr darauf, ob die Branche über genügend Fachkräfte verfüge und wie sich der Anlagenmix entwickle. Das zeigt sich auch im ersten Solarmonitor, wo es beispielsweise um die alpine PV geht. Das vorgegebene Ziel laut Solarexpress beläuft sich auf 2 TWh bis 2030. "Das ist sicher nicht machbar", sagt Stickelberger klar. "Denn dafür ist der Zeitraum zu kurz und die Umsetzung solcher Anlagen zu kompliziert."

Swissolar rechnet damit, dass die Solarproduktion in den Bergen bis 2035 auf lediglich 1,7 TWh steigt. In der Gesamtsumme der Schweizer PV-Erzeugung macht diese Zahl aber nur einen kleinen Anteil aus. Hauptaufgabe der alpinen Solaranlagen ist die Bereitstellung von Solarstrom im Winter, so sieht es auch die Energiestrategie des Bundes vor.

IMPRESSUM

Herausgeber & Verlag:

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

Handelsregister:

Amtsgericht Essen HRB 24811

Sitz der Gesellschaft: Essen

Geschäftsführung:

Marc Hüther, Christoph Krug

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:

Ringstrasse 28, CH-4600 Olten

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.

Anlagenmix bleibt vorerst einseitig

In diese Bresche werden laut Monitor vorerst die herkömmlichen Solaranlagen springen. "Es ist ja nicht so, dass PV im Flachland im Winter überhaupt keinen Ertrag liefert", sagt Stickelberger dazu. Die bestehenden Anlagen würden in der kommenden Kältephase von Oktober bis April bereits mehr als 2 TWh liefern, rechnet er vor. Solarenergie werde also ohnehin zunehmend relevant für die Winterversorgung. Künftig würden mindestens 30 Prozent ihres Gesamtertrags im Winter anfallen.

Agri-PV nimmt im Anlagenmix bis 2035 wie die alpinen Anlagen eine bescheidene Rolle ein. Aus Sicht von Swissolar liegt das an den Rahmenbedingungen. "Das Potenzial ist aus unserer Sicht riesig", sagt Stickelberger. "Aber die Gesetzgebung ist extrem einschränkend und limitiert die Anwendung auf einige Obst- und Beerenfelder." Die Erwartungen von Swissolar ruhen auf einer Lockerung der Vorgaben. Der Verband geht davon aus, dass dadurch innerhalb der nächsten zehn Jahren auch Agri-PV-Systeme auf Weideland möglich werden. Bis 2035 bleibt der Anlagenmix trotzdem auf Dächer fokussiert: Diese liefern laut Solarmonitor rund 24 der angestrebten 28 TWh.

Bedarf an Fachkräften pro kWh sinkt

Die Frage nach den Fachkräften beantwortet der Solarmonitor mit dem Verweis auf zunehmende Effizienz. Demnach nimmt der Bedarf an Mitarbeitern pro Kilowattstunde ab. Stickelberger verweist auf Anfrage auf neue Möglichkeiten bei der PV-Montage. Erste Unternehmen prüften dabei bereits den Einsatz von Roboter-technik. Den weitaus grössten Bedarf für die Zukunft sieht er bei Betrieb und Unterhalt der Anlagen. "Letzteres wird in der Branche unterschätzt, aber sie wird sich zunehmend darauf einstellen." /yb
Von Yves Ballinari

GASTKOMMENTAR VON OLIVIER WALDVOGEL, SUISSE EOLE

"Freie Landschaft Schweiz torpediert Winterstromproduktion"

Aarau (energate) - Seit vergangener Woche ist klar: Freie Landschaft Schweiz erhält das nationale Verbandsbeschwerderecht. Suisse Eole sieht dadurch nicht nur den Ausbau der Windenergie, sondern auch die Arbeit anderer legitimer Umweltschutzorganisationen gefährdet. Auch das Beschwerderecht selbst werde Schaden nehmen, meint der Windkraftverband.

Ein Gastkommentar von Olivier Waldvogel, Verantwortlicher Deutschschweiz von Suisse Eole

Was sich seit einiger Zeit abgezeichnet hatte, ist aus Sicht von Suisse Eole nun bedauerlicherweise tatsächlich Realität: Freie Landschaft Schweiz erhält das nationale Verbandsbeschwerderecht.

Der Verein Freie Landschaft Schweiz gilt damit nun offiziell als Naturschutzorganisation. Die Windenergiebranche kennt den Verein jedoch aus zahlreichen konkreten Projekten als Organisation, die sich

einzig der Verhinderung der Windenergie in der Schweiz verschrieben hat und dazu die Windenergieprojekte systematisch mit Einsprachen, Beschwerden und negativer Stimmungsmache eindeckt. Als solche wird er im Übrigen auch in den Medien dargestellt.

Aus den öffentlich einsehbaren Unterlagen des Vereins Freie Landschaft Schweiz geht denn auch klar hervor, dass sein Handeln einseitig gegen eine einzelne Technologie, die Windenergie, gerichtet ist. Diesen Kampf gegen die Windenergie verdeutlicht auch die Tatsache, dass der Verein Freie Landschaft Schweiz massgeblich am Referendum gegen das Stromgesetz (Mantelerlass) beteiligt war und unlängst zwei ausschliesslich gegen die Windenergie gerichtete Volksinitiativen lanciert hat.

Beschwerderecht an sich wird geschädigt

Der Verein hat aus Sicht der Windenergienutzung in der Schweiz bereits jetzt sehr viel Schaden angerichtet. Mit dem nationalen Beschwerderecht wird ihm nun ein weiteres Instrument zur Verhinderung der Windenergie - seinem wichtigsten Zweck - verliehen. Diese Tatsache wird nicht nur die Erreichung der Ziele der Energie- und Klimapolitik, die vom Volk mehrmals bestätigt wurden, zusätzlich stark gefährden, sondern auch die Arbeit anderer legitimer Umweltschutzorganisationen diskreditieren und nicht zuletzt dem Instrument des Beschwerderechts erheblichen Schaden zufügen.

Aus der Sicht von Suisse Eole sind die gesetzlichen Bestimmungen und Anforderungen zum Erhalt des Verbandsbeschwerderechts zu locker und unklar. Vereinfacht gesagt, muss ein Verein lediglich seine Statuten im Sinne des Naturschutzes formulieren und seit zehn Jahren existieren. Ob der Verein im Sinne seiner Statuten handelt, wird dabei weder überprüft noch hinterfragt. Die Aufnahme von Freie Landschaft Schweiz zeigt daher sehr gut auf, dass sich mit den geltenden Bestimmungen ein offensichtlicher Missbrauch des Verbandsbeschwerderechts bedauerlicherweise nicht verhindern lässt.

Windenergie hat riesiges Potenzial

Die Schweiz ist kein Solarland, das war bis vor knapp zehn Jahren noch in sehr vielen Diskussionen, auch im Parlament, zu hören. Und viele glaubten dem Argument, sodass die Schweiz in Sachen Solarenergienutzung lange weit hinter unseren Nachbarländern lag. Diese Geschichte wiederholt sich mit dem Verbandsbeschwerderecht von Freie Landschaft Schweiz, denn ihr Slogan ist: Die Schweiz ist kein Windenergieland. Dass das nicht stimmt, untermauert die Windpotenzialstudie des Bundesamts für Energie (BFE) von 2022: sie zeigt ein Potenzial von knapp 30 TWh auf.

Mit einer Planungs- und Bewilligungsdauer von 20 bis 30 Jahren hat die Schweiz wohl weltweit die längsten Verfahren überhaupt. Und der Rückstand auf unsere Nachbarn ist immens: Windkraft deckt bereits 20 Prozent des Stromverbrauchs Europas und ist mit der Solarenergie seit mehr als zehn Jahren die am schnellsten wachsende Energiequelle. 2023 deckten 20 Länder Europas jeweils mehr als zehn Prozent ihres Stromverbrauchs mit Windenergie. In der Schweiz sind es unter ein Prozent.

Die Lösung für die Versorgungssicherheit heisst nicht einheimische Solarenergie oder Wasserkraft oder Windenergie. Benötigt wird ein intelligenter Strommix aller erneuerbaren Energien. Aufgrund ihrer hohen Winterproduktion ist die Windenergie systemrelevant. Indem wir Wasserkraft, Solar- und Windenergie kombinieren, können wir unsere Energieimporte senken und unseren Bedarf mit einheimischer und CO₂-freier Energie selber decken. Zudem stärken wir damit unsere Unabhängigkeit.

ELCOM-MARKTBERICHT

Terminmarktpreise geben erstmals wieder nach

Bern (energate) - Die Preise für alle Schweizer Terminkontrakte sind erstmals seit Wochen wieder gesunken. Stromlieferungen im Frontmonat Januar 2025 verbilligten sich um rund 2,9 Prozent auf 130,06 Euro/MWh und solche im ersten Quartal des kommenden Jahres um rund 2,8 Prozent auf 121,63 Euro/MWh. Der Frontjahreskontrakt dotierte bei 97,02 Euro/MWh, ein Minus von rund 1,3 Prozent im Vergleich zur Vorwoche. Dieser Trend war auch in den meisten Nachbarländern der Schweiz zu beobachten, wie aus dem Terminmarktbericht der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (Elcom) hervorgeht. Dabei verzeichneten die deutschen Stromkontrakte einen etwas stärkeren Rückgang als die anderen. Am wenigsten gaben die italienischen Kontrakte nach, beim italienischen Frontjahreskontrakt war sogar ein leichter Preisanstieg zu verzeichnen.

Oft spiegeln die Strompreise am Terminmarkt die Gaspreisbewegungen wider. In der vergangenen Woche jedoch legten die Gaspreise im Vorwochenvergleich zu. So verteuerte sich der deutsche Gasfrontjahreskontrakt um rund 2,3 Prozent auf 47,85 Euro/MWh. Unterstützt worden seien die sinkenden Strompreisbewegungen durch die fallenden Preise für Kohle und CO₂-Zertifikate, erklärt die Elcom.

Der Kohlepreis sank um rund 4 Prozent auf 121,30 US-Dollar/t und der CO₂-Preis um rund 1,4 Prozent auf 70,95 Euro/t. Das habe sich primär auf Länder mit einem höheren Anteil von Kohlestrom wie Deutschland ausgewirkt, resümiert die Elcom. Die Entkopplung der Kohlepreise von den Gaspreisen führte denn auch zu weiter steigenden Produktionskosten für Gaskraftwerke gegenüber Kohlekraftwerken, wodurch letztere stärker genutzt wurden.

Nettoenergieimport von 100 GWh

Der durchschnittliche Schweizer Spotpreis ist ebenfalls erstmals seit Wochen gesunken, um rund 2,2 Prozent auf 128,07 Euro/MWh. Das steht im Kontrast zu den Nachbarländern, wo die durchschnittlichen Spotpreise zugelegt haben, hält die Elcom in ihrem Spotmarktbericht fest. Die Schweiz importierte vergangene Woche an den meisten Tagen Strom aus Deutschland und Frankreich und exportierte nach Italien während des gesamten Zeitraums. Der Austausch mit Österreich variierte hingegen. Insgesamt verzeichnete die Schweiz einen Nettoenergieimport von etwa 100 GWh. /mj
Von Marcel Jud

WASSERSTOFF

Infener und Nevius vereinbaren H₂-Abnahme

Achern (energate) - Das Schweizer Unternehmen Infener und der Spezialist für Flüssiggasversorgung Nevius haben eine Abnahmevereinbarung (Letter of Intent, LOI) für grünen Wasserstoff unterzeichnet. Ziel ist die Lieferung mehrerer Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Dieser entsteht laut Unternehmensaussagen in den geplanten Produktionsanlagen von Infener in Villingen-Schwenningen und Gengenbach in Baden-Württemberg. Damit soll ein Grundstein für eine nachhaltige, dezentrale Wasserstoffversorgung in der Ortenau-Region gelegt werden.

Nevius übernimmt neben dem Wasserstoff auch die Verteilung an mittelständische Unternehmen in der Region. Der Transport findet dabei per LKW statt. "Das Energiesystem von morgen ist vielfältig - mit einem Kernnetz, ergänzt durch dezentrale Produktion", sagte Joel Vogl, CEO von Infener. Die Lieferung über den Transportweg LKW minimiere die Abhängigkeit vom Pipeline-Netz und reduziere zudem Kosten, wie die Unternehmen mitteilten. Die Umstellung auf Wasserstoff sei zudem für Nevius der nächste logische Schritt zu einer sauberen und wirtschaftlichen Energieversorgung, erklärte Günter Cottin, Geschäftsführer des Versorgers. /hp

Von Hannah Panzer



DEUTSCHLAND

KABINETTSPLAN

Beschluss des KWSG wird immer unwahrscheinlicher

Berlin (energate) - Die Zeichen verdichten sich, dass das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) nicht mehr in dieser Legislatur beschlossen wird. Nach energate-Informationen sollte der Entwurf am 4. Dezember auf der Agenda des Bundeskabinetts stehen. Doch dem war nicht so. Die Union erteilte dem Vorhaben indirekt eine Absage und auch der Koalitionspartner SPD schlägt kritische Töne an.

Die Union fährt einen klaren Kurs, sie wird nicht hinter der zerbrochen Ampelregierung aufräumen. Das betonten verschiedene Vertreter der Partei in den vergangenen Wochen immer wieder. Nun machte Fraktionsvize Jens Spahn einmal mehr deutlich, dass das auch für das KWSG gelte. Auf energate-Nachfrage sagte er: "Es macht keinen Sinn, hier mit Rot-Grün noch gemeinsame Sache zu machen. Wir werden das nach der Wahl pragmatisch und entschlossen angehen."

Auch aus der verbleibenden Ampel kommen kritische Töne gegenüber dem aktuellen Referentenentwurf. Dieser enthält zahlreiche Änderungen gegenüber dem vorherigen Entwurf und ging

Ende November in die Verbändeanhörung. Das KWSG müsse den erklärten Anforderungen der Kapazitätssicherung genügen, die zugleich auch dem Vorrang erneuerbarer Energien gerecht würden, sagte Nina Scheer, energiepolitische Sprecherin der SPD-Bundestagsfraktion gegenüber energate. Zudem müssten Regelungen zur Bioenergie Berücksichtigung finden, wie die SPD bereits seit Monaten fordert. "Es kann nicht sein, dass neue fossile Kapazitäten gefördert werden, während Kapazitäten aus Bioenergie allein aufgrund fehlender Rahmenbedingungen verloren gehen," so Scheer weiter. Trotz aller Kritik hält die SPD-Politikerin genau wie das BMWK daran fest, dass das KWSG zügig kommen muss. Ein Beschluss sei trotz zahlreicher Änderungsbitten aus der Branche zeitlich noch möglich.

KWKG-Verlängerung auf der Agenda des Bundestages

Die Branche hatte vor allem die nach wie vor hohen Risiken bei H₂-ready-Kraftwerken moniert. Dazu gehöre die Wasserstoffverfügbarkeit genauso wie der Aufbau einer H₂-Infrastruktur und die Technologieentwicklung von entsprechenden Kraftwerksturbinen, so der BDEW. Dies würde private Investitionen erschweren. Ausserdem liege der Fokus des Referentenentwurfs zu sehr auf dem Neubau von Gaskraftwerken, statt auch die Umrüstung bestehender Kraftwerke zu setzen, betonte der VKU.

Auch die Verlängerung der KWK-Förderung über 2026 hinaus treibt die Energiewirtschaft seit Monaten um. Diese soll nun übergangsweise ebenfalls über das KWSG geregelt werden. Am 5. Dezember wird allerdings über die Verlängerung des KWKG in erster Lesung im Bundestag beraten. Die Union hatte hierzu Anfang November einen Gesetzesentwurf eingebracht. Der BDEW begrüsst den Vorstoss zwar, allerdings bezweifelt er, dass die Verlängerung beihilferechtlich vor den EU-Gremien Bestand haben wird. Präferiert werde daher, einen Gesetzesentwurf auf Grundlage des KWSG zu erarbeiten. /lm

Von Lisa Marx

ELEKTROLYSE-GROSSPROJEKT

H₂-Investition von guten Klimaschutzverträgen abhängig

Wittenberg (energate) - Bis zu rund 1,6 Mrd. Euro wollen VNG und der Elektrolyseur-Produzent "HyCC" in eine Elektrolyse-Leistung von bis zu 500 MW in der Lutherstadt Wittenberg (Sachsen-Anhalt) investieren. Anlässlich der Unterzeichnung des Pachtvertrags für das Grundstück mit den örtlichen Stadtwerken hatten die Projektpartner von "GreenRoot" zu einer Vorstellung des Projektes eingeladen. Auch der Ministerpräsident von Sachsen-Anhalt, Reiner Haseloff (CDU) und Carsten Franzke, Geschäftsführer von SKW Stickstoffwerke Piesteritz, waren bei der Projektvorstellung anwesend.

SKW ist nach eigenen Angaben mit einem Jahresbedarf von 14 TWh Deutschlands grösster Gasverbraucher. Der Elektrolyseur soll in der direkten Nachbarschaft des SKW-Werks in Wittenberg entstehen und SKW Ankerkunde für das Projekt werden, erläuterte

Konstantin von Oldenburg, Geschäftsführer von VNG Handel & Vertrieb. Vorausgesetzt, die Zahlungsbereitschaft des Unternehmens sei ausreichend hoch. Die Vertriebs- und Handelsgesellschaft der VNG-Gruppe ist für die kommerziellen Aspekte des Projektes und die Produktgestaltung verantwortlich.

Wasserstoffprojekte nicht allein wirtschaftlich

Reiner Haseloff betonte in Wittenberg sehr deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit für Elektrolyse-Projekte aktuell nicht gegeben sei. Es sei daher an der Zeit, Klartext zu reden und eine Liste der Dinge zu erstellen, die zu ändern seien, damit Projekte wie Greenroot realisiert werden können und Industriestandorte auch in der Grundstoffchemie in Deutschland erhalten bleiben: "Es hat eine demokratiestabilisierende Funktion dies hinzubekommen", sagte er mit Blick auf die Ergebnisse der jüngsten Landtagswahlen in ostdeutschen Bundesländern.

Ganz oben auf der Liste müssten Klimaschutzverträge oder ein ähnliches Instrument von Differenzverträgen stehen, mit dem die Zusatzkosten für den Einsatz von Wasserstoff ausgeglichen werden. Darin waren sich die Teilnehmer der Veranstaltung einig. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat ein solches Instrument eingeführt und eine erste Ausschreibungsrunde abgeschlossen.

Anschluss ans Kernnetz gegeben

Die aktuelle Ausgestaltung der Klimaschutzverträge sei aber viel zu bürokratisch und an viel zu viele Voraussetzungen geknüpft, klagte Franzke. So müssten 90 Prozent der Anlagen in den ersten sechs Jahren der Laufzeit umgerüstet werden. Bei einer flexibleren Handhabung hätte SKW schon 2026 sieben Prozent des Erdgaseinsatzes durch grünen Wasserstoff ersetzen können und damit 180.000 Tonnen CO₂ pro Jahr gespart. Auch der VNG-Vorstandsvorsitzende Ulf Heitmüller forderte, darauf zu verzichten, sich schon bei der Ausgestaltung solcher Instrumente gegen alle Eventualitäten absichern zu wollen. Stattdessen solle die Bundesregierung sich auf das Ziel der CO₂-Einsparung fokussieren.

Den Standort Wittenberg nannte Heitmüller, ideal. Er sei an das Wasserstoff-Kernnetz angebunden und auch der Stromanschluss sei sehr gut. Im Chemie-Dreieck der Region gebe es auch ausreichend weitere Kunden für die 47.000 Tonnen Wasserstoff, die pro Jahr genutzt werden sollen. Ob auch die Stadtwerke Wittenberg Mengen abnehmen werden, liess Geschäftsführer Andreas Reinhardt offen. Auf jeden Fall interessant für die Stadtwerke ist die Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs für die Wärmeversorgung der Stadt.

Investitionsentscheidung frühestens in zwei Jahren

Eine Investitionsentscheidung ist nicht vor 2026 geplant. Bis dahin müssen noch die regulatorischen Hürden beseitigt werden, betonte Heitmüller. Neben der Unterstützung der Kunden, bedeutet dies für Heitmüller auch deutlich flexiblere Kriterien für den Strom aus

erneuerbaren Energien, der für die Elektrolyse benutzt wird. Die sehr engen Definitionen für Zusätzlichkeit und Gleichzeitigkeit, die von der EU vorgeben werden, bereiten nicht nur für Greenroot Kopfzerbrechen. Vor dem Hintergrund der noch vielen offenen Punkte betonte Heitmüller auch, die 1,6 Mrd. Euro seien eine sehr vorläufige Schätzung. Haseloff betonte, im Grunde sei man bei dem Projekt zum Erfolg verdammt: "Das Projekt muss umgesetzt werden", unterstrich er. **/hl**

Von Heiko Lohmann

STRATEGIESCHWENK

Eon "depriorisiert" Wasserstoffgeschäft

Essen (energate) - Der Energiekonzern Eon zieht Konsequenzen aus der schleppenden Marktentwicklung im Wasserstoffbereich. Das Essener Unternehmen führt die Wasserstoffaktivitäten künftig nicht mehr als eigenständigen Geschäftsbereich. Auch die eigens gegründete Eon Hydrogen GmbH hat keine Zukunft mehr. Stattdessen sollen die Aktivitäten künftig in den Geschäftsbereich Energy Infrastructure Solutions (EIS) übergehen. Entsprechende Marktgerüchte bestätigte eine Konzernsprecherin auf Anfrage von energate. Künftig werde Eon "ausgewählte, strategisch passende Wasserstoffprojekte als Teil des EIS-Portfolios fortführen", erklärte sie. Dabei werde der Fokus "auf integrierte, B2B-kundenorientierte Wasserstofflösungen" liegen.

Importe und Erzeugung werden zurückgestellt

Sämtliche andere Wasserstoffaktivitäten werden hingegen "depriorisiert", kündigte die Sprecherin an. Dazu zählen etwa Projekte zum Wasserstoffimport, die eigene Wasserstoffherzeugung sowie Midstream-Aktivitäten. Auf einzelne Projekte ging die Sprecherin nicht ein. Aber erst im September hatte Eon den Aufbau einer Wasserstoffproduktion am Essener Hafen angekündigt, die 2027 den Betrieb aufnehmen soll. Die organisatorischen Auswirkungen der Integration in den EIS-Bereich seien "derzeit noch nicht final entschieden", erläuterte die Sprecherin

Eon hatte 2022 die Wasserstofftochter Eon Hydrogen gegründet, um die Aktivitäten im Wasserstoffbereich stärker zu bündeln. "Wir sehen als Eon im Thema Grünes Gas ein wichtiges Wachstumsfeld, das wir strategisch besetzen wollen", hatte Gabriel Clemens zum Amtsantritt als CEO Green Gas im Interview mit energate erklärt. Inzwischen ist bekannt, dass Clemens den Eon-Konzern verlassen wird. Er übernimmt im kommenden Jahr den Vorstandsvorsitz des Mannheimer Versorgers MVV Energie.

Ernüchternde H2-Bilanz

Das "wichtige Wachstumsfeld" Wasserstoff entwickelt sich bislang eher schleppend. Erst in der vergangenen Woche hatte Eon selbst in seiner H2-Bilanz festgestellt, dass der Hochlauf des Wasserstoffmarktes kaum an Fahrt gewinnt. Nur solche Projekte zur Wasserstoffherzeugung, die Fördergelder sicher haben, errei-

chen im aktuellen Marktumfeld eine finale Investitionsentscheidung, hiess es in der Bilanz. Auch wichtige Wasserstoff-Ankerkunden aus der Industrie wie die Stahlkonzerne Thyssenkrupp und Arcelor Mittal haben zuletzt öffentlich ihre H2-basierten Transformationspläne in Frage gestellt.

Die Konzerneinheit Energy Infrastructure Solutions ist noch vergleichsweise jung und existiert unter diesem Namen erst seit diesem Jahr. In der Sparte bündelt der Essener Konzern sein Portfolio an Energielösungen für Industrie- und Gewerbekunden sowie für Städte. In diesem Umfeld sieht Eon die grössten Geschäftschancen für Wasserstoff. "Wir sind davon überzeugt, dass grüner Wasserstoff in einer dekarbonisierten Energiezukunft eine Rolle spielen wird, insbesondere für schwer zu dekarbonisierende industrielle B2B-Sektoren", erklärte die Sprecherin. **/rb**

Von Rouben Bathke

LOKALE ERZEUGUNG

Richtfest für Wasserstoffgewinnung aus Abfall

Göppingen (energate) - Das Greentech-Start-up Green Hydrogen Technology (GHT) hat gemeinsam mit der Rheinenergie, dem H2-LKW-Vermieter Hylane der DEVK-Gruppe und dem Recyclingunternehmen ETG den Rohbau für eine neue H2-Produktion fertiggestellt. Die Anlage im baden-württembergischen Göppingen soll Abfälle in klimaneutralen Wasserstoff umwandeln. Sie wird 2025 in Betrieb gehen, teilten die Projektpartner mit. Der Verband Region Stuttgart unterstützt das Projekt in den Jahren 2025 und 2026 mit einem Gesamtvolumen von rund 4,3 Mio. Euro. Die Gesamtkosten belaufen sich laut Verband auf 8,61 Mio. Euro.

Zum Einsatz kommt eine von GHT patentierte Technologie. Herzstück ist ein sogenannter Flugstromreaktor, in dem Synthesegas mit Sauerstoff verbrannt und so ein Heissgas von 1.500 bis 1.700 Grad Celsius erzeugt wird. In den Heissgasstrom werden nicht recycelbare Abfallstoffe eingeblasen und vergast. Das so erzeugte Synthesegas wird von Asche, Verunreinigungen und Wasser befreit und mittels Druckwechseladsorption zu Wasserstoff (99,999 Prozent) aufbereitet. Zusätzlich entsteht flüssiges CO₂, das als technisches Gas weiterverwendet werden kann.

Anlage wird Teil des Rheinenergie-Contractings

In der Göppinger Anlage ist eine jährliche Produktion von 100 Tonnen klimaneutralem Wasserstoff geplant. Genutzt werden dafür biogene Reststoffen, die von ETG bereitgestellt werden. Der Wasserstoff wird in der LKW-Flotte von Hylane genutzt, die 120 Fahrzeuge umfasst. Die Rheinenergie will die Anlagen als Kundenlösung ins Contracting-Angebot aufnehmen. Das Projekt habe das Potenzial, zu einem wichtigen Faktor im Wasserstoffhochlauf zu werden, sagte GHT-CEO Robert Nave. "Es markiert den Startschuss für eine Vielzahl solcher Projekte und Anlagen in der Zukunft." **/tc**

Von Thorsten Czechanowsky

PORTFOLIOERWEITERUNG

Total Energies übernimmt VSB-Gruppe

Dresden/Zug/Paris (energate) - Das französische Energieunternehmen Total Energies hat eine Vereinbarung zur vollständigen Übernahme der deutschen VSB-Gruppe unterzeichnet. Wie VSB weiter mitteilte, verkaufen die bisherigen Eigentümer, Partners Group und der VSB-Gründer, ihre Anteile an den Konzern. Mit dem Schritt treibt der vormals reine Öl- und Gaskonzern seine Aktivitäten in den erneuerbaren Energien weiter voran. Die Transaktion steht noch unter dem Vorbehalt der Freigabe durch die Wettbewerbsbehörden. Zum Preis machten die Unternehmen keine Angaben.

Die VSB-Gruppe verfügt nach eigenen Angaben über eine Projektpipeline von über 18.000 MW in den Bereichen Windenergie, Photovoltaik und Batteriespeicher sowie einer Eigenbetriebskapazität von 475 MW. VSB werde eine tragende Säule für das Ziel von Total Energies sein, bis 2030 weltweit 100 GW erneuerbare Energie zu entwickeln, sagte Felix Grolman, CEO der VSB-Gruppe.

Zuwachs an Expertise im Bereich Onshore-Windenergie

Mit der Übernahme stärke Total Energies seine Präsenz in sechs europäischen Energiemärkten, darunter Deutschland, Frankreich

und Polen, hiess es weiter. "Wir heissen die über 500 Mitarbeitenden der VSB-Gruppe herzlich willkommen und freuen uns über diesen grossen Zuwachs an Expertise im Bereich Onshore-Windenergie in zahlreichen europäischen Märkten", kommentierte Stéphane Michel, Präsident der Sparte Gas, erneuerbare Energien und Strom bei Total Energies. "Die Kompetenzen der VSB und ihre Projekte werden zur Entwicklung unserer Integrated-Power-Strategie in Europa beitragen."

Die VSB-Gruppe werde nach eigenen Angaben künftig "von der Finanzkraft, der weltweiten Vernetzung und der herausragenden strategischen Positionierung" von Total Energies profitieren. Gleichzeitig bringe sie ihre Expertise in der Entwicklung von Projekten für erneuerbare Energien und Speicherlösungen in die Partnerschaft ein.

Die VSB-Gruppe wurde 1996 gegründet und ist an 21 Standorten in Europa aktiv. Seit 2020 ist sie mehrheitlich im Besitz der Partners Group, einem globalen Manager für Privatmarktanlagen.

Total Energies ist seit einiger Zeit auf Einkaufstour im Bereich erneuerbare Energien in Deutschland. Im Januar dieses Jahres kaufte das Unternehmen den Batterieprojektierer Kyon. Im Herbst 2023 hatte Total den Direktvermarkter Quadra Energy übernommen. /mh

Von Michael Hahn

NEU: Marktdaten aus der Schweiz jetzt im energate-Marktdaten-Newsletter!

Ab sofort erhalten Abonnenten des energate messenger Schweiz aktuelle Marktdaten optional jeden Morgen per Newsletter!

Der energate Marktdaten-Newsletter liefert Infos zum Strom- und Gasmarkt in Deutschland und der Schweiz, relevante Daten vom Kohle-, Öl- und CO₂-Markt sowie zur Erneuerbaren-Erzeugung.

 **JETZT KOSTENLOS FREISCHALTEN**





ener|gate messenger.ch marktdaten

kompakt

04.12.2024

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	131,20	-47,01	EUR/MWh	05.12.
EPEX Spot CH (SwissIX) Peak	140,01	-77,10	EUR/MWh	05.12.
EPEX SPOT DE-LU Phelix Base	106,20	-76,27	EUR/MWh	05.12.
EPEX SPOT DE-LU Phelix Peak	112,67	-118,57	EUR/MWh	05.12.
EEX Swiss Power Futures Base	96,65	-0,37	EUR/MWh	03.12.
EEX Phelix DE 2025 Base	98,13	-0,80	EUR/MWh	03.12.
EEX Phelix DE Jan 2025 Base	116,25	-0,86	EUR/MWh	03.12.
THE Day Ahead	49,09	-0,11	EUR/MWh	04.12.
ICE Brent Frontmonat	73,62	+1,79	USD/bbl	03.12.
API#2 Frontmonat	115,75	-1,90	USD/t	03.12.
EEX EUA Mid-Dec 2024	68,25	-0,42	EUR/t	03.12.

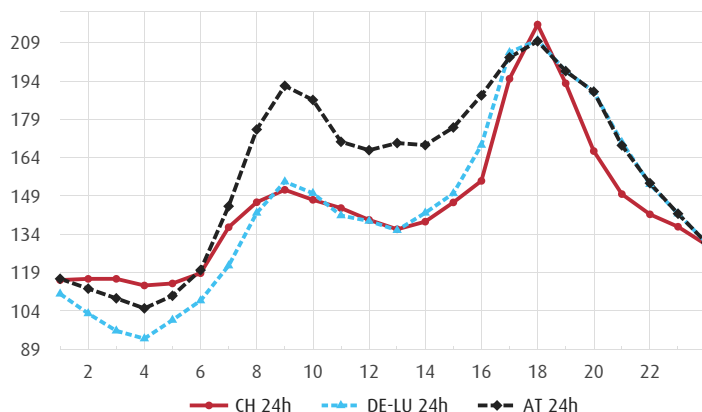
Jeden Morgen alle Marktdaten per E-Mail
Jetzt den neuen Marktdaten-Newsletter freischalten



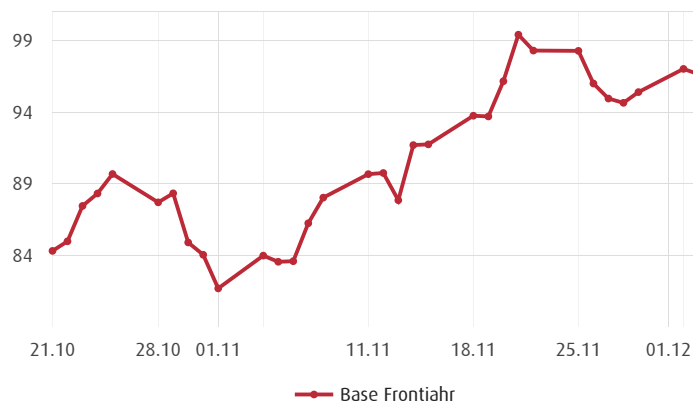
Kostenlos für
energate messenger
Abonnenten!

Jetzt aktivieren!

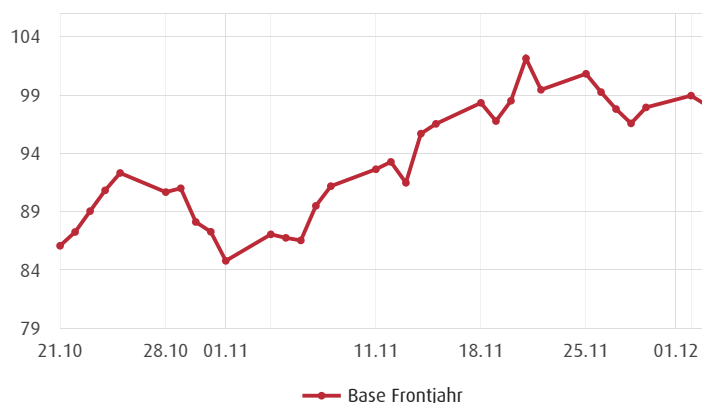
Strom-Spotmärkte (Quelle: EPEX SPOT)



Swiss Power Futures (Quellen: EEX)



Phelix DE Base (Quellen: EEX)



Gas Day Ahead (Quelle: GANEXO)

