

SCHWEIZ

ENERGIEPOLITIK

Bundesrat soll Restwasservorschriften anpassen können

Bern (energate) - Der Bundesrat soll bei einer drohenden Energiemangellage die Vorschriften für Restwasser unterhalb von Wasserkraftwerken befristet lockern können. Diesen Beschluss hat der Ständerat am 1. Juni im Rahmen der Beratungen zum Energie-Mantelerlass gefällt. Er folgte damit einem Einzelantrag von Stefan Engler (Mitte/GR). Das Recht zur Lockerung der Restwasservorschriften soll der Bundesrat zudem bekommen, wenn es sich abzeichnet, dass die Schweiz ihr Wasserkraft-Produktionsziel oder das Ziel eines maximalen Stromimports im Winter von netto fünf TWh verfehlt. Gelten würden in einem solchen Fall nur noch die minimalen Restwassermengen nach aktuellem Gewässerschutzgesetz. Engler betonte im Rat, dass sein Antrag ein Kompromissvorschlag sei. Ihm zufolge ist nur eine relativ kleine Anzahl von Wasserkraftanlagen von dem Einzelantrag betroffen, nämlich 45 Anlagen, die heute über dem Mindestrestwasserregime von Artikel 31 GSchG liegen.

Der Einzelantrag Englers setzte sich äusserst knapp mit 23 zu 22 Stimmen gegen den Vorschlag durch, am geltenden Restwasserregime zumindest vorerst nichts zu ändern. Eine weitere Gruppe von Ständeräten wollte die Restwasservorschriften wie der Nationalrat bis 2035 sistieren. Bundesrat Albert Rösti hatte in der Debatte dafür plädiert, vorerst beim geltenden Recht zu bleiben. Als zweite Priorität nannte er den Einzelantrag Englers. Nichts wissen wollte der Bundesrat von der Sistierung der Restwassermengen.

Sistierung der Restwassermengen könnte Vorlage gefährden

Rösti argumentierte, dass man mit der Sistierung der Restwassermengen die ganze Vorlage gefährden könnte. Er verwies dabei darauf, dass die Beibehaltung der Restwassermengen Teil des Kompromisses sei, den man im Zusammenhang mit den 15 Projekten des "runden Tisches Wasserkraft" mit den Umweltverbänden eingegangen ist. Jetzt die Restwasserbestimmungen zu sistieren, würde bedeuten, dass die Produktionsseite ihre damaligen Versprechen brechen würde, so der Energieminister.

INHALTSVERZEICHNIS

SCHWEIZ

Bundesrat soll Restwasservorschriften anpassen können	1
Ständerat lehnt Solar-Offensive ab	2
Ständerat stimmt für Windexpress und stärkt dabei Rolle der Gemeinden	2
Labelanpassung: Minergie-Standards deutlich verschärft	2
VSG erhöht Anreiz für Biogaseinspeisung	3
Batteriehersteller Leclanché schreibt weiter rote Zahlen	3
Vincenz-Stauffacher ist designierte SWV-Präsidentin	4

DEUTSCHLAND

Bedarf an Netzreserve sinkt wohl im kommenden Winter	4
Netzausbau: Viel reden hilft	4
Norddeutscher Pipelinebau für LNG-Import startet	5
BMP Greengas beantragt Gläubigerschutz	5

EUROPA

Habeck unterzeichnet deutsch-dänisches Offshore-Abkommen	6
--	---

INTERNATIONAL

IEA prognostiziert Rekordausbau der Erneuerbaren	6
Strompreise leisten Widerstand, noch erfolglos	7
LNG-Tanker kommen trotz niedriger Preise	8
EUAs fallen unter 80-Euro-Marke	8

"Wenn wir aufgrund dieser Bestimmung, die ihre Wirkung zur Hauptsache ab 2035 entfachen würde, das Gesetz gefährden, gefährden wir die Produktion respektive die rasche Investition in die 15 Projekte", fasste Rösti zusammen. Laut den Debatten im Rat führen die derzeitigen Restwasserbestimmungen, die im Zuge von Neukonzessionierungen auch für Wasserkraftwerke gelten werden, die bisher von diesen befreit waren, bis 2050 zu Produktionseinbussen zwischen zwei und vier TWh. Der grösste Teil dieser Produktionsverluste wird jedoch erst in den Jahren 2035 bis 2050 anfallen.

Rösti: "Zentral, dass wir die Projekte jetzt bauen können"

Der Energieminister brachte in der Ratsdebatte zwar zum Ausdruck, dass er Verständnis für jene habe, die sich um die Wasserkraftproduktion sorgen. Er betonte aber, dass sein Fokus darauf liege, den Mantelerlass jetzt durchzubringen und mit dem Zubau zu starten. "Für mich als Energieminister ist im

Moment zentral, dass wir die Projekte jetzt bauen können", so Rösti dazu. Er verwies zudem darauf, dass die Verwaltung derzeit aufgrund eines angenommenen Postulats aus der Energiekommission des Nationalrats (Urek-N) an der Überarbeitung der Restwasservorschriften arbeite. Das Postulat gibt dem Bundesrat den Auftrag, die aus den Restwasserbestimmungen resultierenden Energieproduktionseinbussen zu verringern. Gleichzeitig soll aber auch die Situation im Bereich der Biodiversität verbessert werden./mg

ENERGIEPOLITIK

Ständerat lehnt Solar-Offensive ab

Bern (energate) - Der Ständerat hat sich bei den Beratungen des Energie-Mantelerlasses dagegen ausgesprochen, dass auf allen Neubauten und auf Bestandsbauten im Zuge von Dachsanierungen Solaranlagen installiert werden müssen.

Auch eine Solarpflicht über Parkplätzen mit einer gewissen Grösse lehnte die kleine Kammer ab. In einer Medienmitteilung bezeichneten die Grünen diese Entscheide umgehend als unverständlich und unverantwortlich. Sie betonten dabei, dass Solaranlagen auf Gebäuden und Fassaden in der Bevölkerung nahezu unbestritten seien.

Gemäss einer erst gerade veröffentlichten Studie des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) geniessen derartige Anlagen in der Bevölkerung eine Akzeptanz von 97 Prozent. Die Grünen kündigten entsprechend an, dass sie sich im Nationalrat für eine Korrektur der Entscheide einsetzen würden. "Falls das Parlament sich nicht zu einem entschlossenen Ausbau der Solarenergie auf Gebäuden und bestehender Infrastruktur durchringen kann, prüfen die Grünen die Lancierung einer Solar-Initiative", so die Partei weiter.

Geltendes Recht soll bestehen bleiben

Doch die kleine Kammer beschloss mehrheitlich, beim geltenden Recht zu bleiben. Zurzeit gilt, dass neue Gebäude mit einer anrechenbaren Gebäudefläche von mehr als 300 Quadratmetern mit einer Solaranlage ausgestattet werden müssen. Die Kantone können bei kleineren Gebäuden zusätzlich eine Pflicht vorsehen. Gegen die Ausweitung der Solarpflicht auf Gebäuden stimmten 29 Ständeräte. Bei der Ablehnung der Solarpflicht auf Parkplätzen betrug das Stimmverhältnis 23 zu 19 Stimmen./mg

ENERGIEPOLITIK

Ständerat stimmt für Windexpress und stärkt dabei Rolle der Gemeinden

Bern (energate) - Der Ständerat hat der Gesetzesvorlage zur Beschleunigung weit fortgeschrittener Windenergieprojekte zugestimmt. Dabei billigte er auch die Änderung der vorberatenden Kommission, die den Einbezug der Standortgemeinden sicherstellen soll. Die Vorlage geht nun zurück in

den Nationalrat. Während der kurz gehaltenen Debatte zum "Bundesgesetz über die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Windenergieanlagen" fasste Bundesrat und Energieminister Albert Rösti die wichtigsten Punkte des Gesetzes nochmals zusammen. "Die Verfahren sollen beschleunigt werden, indem die kantonalen Behörden die Baubewilligung erteilen, anstatt wie bisher die Gemeinden", erläuterte er. Weiter sehe das Gesetz vor, dass nur noch eine Beschwerdeinstanz beim obersten kantonalen Gericht besteht. Ein Weiterzug ans Bundesgericht wäre nur noch zur Klärung von Rechtsfragen mit grundsätzlicher Bedeutung möglich.

Weiter hob Rösti hervor, dass eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren nur für Windenergieanlagen von nationalem Interesse vorgesehen ist, die eine Jahresproduktion von 20 GWh oder mehr aufweisen. Die beschleunigten Verfahren sollen auch nur so lange gelten, bis schweizweit eine zusätzliche Leistung von 600 MW Windenergie durch solche Anlagen im Vergleich zum Jahr 2021 installiert ist. Rösti betonte zudem, dass eine rechtsgültige Nutzungsplanung ebenso Voraussetzung für eine Verfahrensbeschleunigung ist wie die rechtsgültige Feststellung der Umweltverträglichkeit.

Zustimmung durch Standortgemeinden erforderlich

Um die Nutzungsplanung ging es auch in einer Änderung des Gesetzes, die die ständerätliche Energiekommission (Urek-S) beantragt hatte: Demnach soll das beschleunigte Bewilligungsverfahren nur angewendet werden, wenn die betroffenen Gemeinden einem Windenergieprojekt zuvor im Rahmen der Nutzungsplanung zugestimmt haben. Dieses Recht kann - demokratisch legitimiert - dem Kanton übertragen werden. Letzteres spielt für den Kanton Neuenburg eine Rolle, da dort die Nutzungsplanung bereits zur kantonalen Zuständigkeit gehört.

Dem Änderungsantrag der Urek-S stimmten die anwesenden 39 Ständeräte ebenso einstimmig zu wie der gesamten Vorlage. Im Vorfeld der Sitzung hatte sich einzig die Bundeshausfraktion der SVP in einer Mitteilung gegen den Windexpress ausgesprochen. Jedoch stimmten alle anwesenden Ständeräte der Partei der Gesetzesvorlage zu, einzig zwei SVP-Vertreter waren abwesend./mj

ENERGIEAUSWEISE

Labelanpassung: Minergie-Standards deutlich verschärft

Bern (energate) - Das Bundesamt für Energie (BFE) und die Trägerorganisationen haben die Schweizer Gebäude-Labels neu gestaltet und harmonisiert. Künftig gibt es nur noch zwei Labels für Gebäude und Areale sowie den Gebäudeausweis der Kantone (Geak). Zudem werden die Minergie-Standards ab Herbst wesentlich verschärft. Die offizielle Lancierung der neuen und überarbeiteten Gebäudelabels ist am 13. September. Zu den wichtigsten Änderungen bei den Minergie-Baustandards gehört laut Faktenblatt des BFE eine erhebliche Erhöhung der Anforderungen

an die Eigenstromproduktion. Neu gelten zudem Grenzwerte für die Treibhausgasemissionen, erhöhte Anforderungen an den sommerlichen Wärmeschutz, die Gebäudehülle und die Gesamtenergieeffizienz. Wie diese neuen Werte und Anforderungen genau aussehen, ist noch nicht bekannt. "Wir stimmen den Grenzwert für die Treibhausgasemissionen aktuell noch mit dem Verein Ecobau ab, alle anderen Grenzwerte sind fix. Wir möchten sie dann aber in einem Guss am 13. September den Fachleuten präsentieren", erklärt Andreas Meyer, Leiter der Minergie-Geschäftsstelle, auf Nachfrage gegenüber energate.

Label 2000-Watt-Areal wird ersetzt

Auch beim ECO-Zusatz zum Minergie-Label soll sich was ändern: Er werde vereinfacht und greife neben Gesundheitsthemen neu auch Aspekte unter anderem aus der Kreislaufwirtschaft auf, teilt das BFE mit. Und der Hochbau-Energieausweis nach dem Standard Nachhaltiges Bauen Schweiz (SNBS) umfasse neu nur noch 35 statt 45 Kriterien. Die beiden Labels Minergie-Areal und SNBS-Areal ersetzen derweil das bisherige Label 2000-Watt-Areal. Sie unterscheiden sich laut BFE analog zu den Standards für Einzelgebäude.

Minergie-Areal zeichnet demnach Areale aus, deren Einzelgebäude den Standard Minergie erfüllen und darüber hinaus den Aussenraum, die Organisation sowie die Mobilität berücksichtigen. Der Erhalt von Bestandesbauten werde honoriert und Kompensationen zwischen den Gebäuden seien möglich, erläutert das BFE. Das SNBS-Areal wiederum fokussiere auf die Nachhaltigkeit. Anhand eines Benotungssystems können demnach Schwerpunkte in einzelnen Bereichen gesetzt werden.

Auch die Grundlagen für die Berechnung des Energieverbrauchs und der Umwelt-Emissionen haben das BFE und die Trägerorganisationen vereinheitlicht. Das betrifft den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen beim Betrieb eines Gebäudes. Neu basieren alle Berechnungsmethoden auf der Normierung des Geak. Weiter kann man ab Herbst alle Zertifizierungsanträge auf derselben Label-Plattform erfassen und einreichen. So liessen sich die unterschiedlichen Labels bereits bei der Antragsstellung vergleichen, und auch Mehrfachzertifizierungen seien nun möglich, erläutert das BFE. Die Fäden für Zertifizierung, Qualitätssicherung, Kommunikation und Weiterbildung der Schweizer Gebäudelabels sollen neu beim Verein Minergie als einziger Betriebsorganisation zusammenlaufen./mj

GASVERSORGUNG

VSG erhöht Anreiz für Biogaseinspeisung

Zürich (energate) - Die Schweizer Gaswirtschaft fördert die Einspeisung erneuerbarer Gase über den Biogasfonds mittels Investitions- und Einspeisebeiträgen. Um die Einspeisung attraktiver zu machen, erhöht der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) die Einspeisebeiträge ab

dem 1. Juni um 50 Prozent. Die Einspeisebeiträge betragen nun neu 3,052 Rappen/kWh für Produzenten und 0,763 Rappen/kWh für die betroffenen Netzbetreiber, wie der Verband mitteilte. Die Einspeisevergütung wird über einen Zeitraum von 36 Monaten ab Inbetriebnahme entrichtet. Der Investitionsbeitrag beträgt weiterhin 2.000 Franken pro Normkubikmeter/Stunde Einspeisekapazität.

Die verstärkte Förderung der Einspeisung begründete der Verband damit, dass sich immer noch viele Projektersteller nicht für die Einspeisung von Biogas, sondern für die Stromproduktion aus Biogas entscheiden würden. "Der Grund liegt in der neu konzipierten staatlichen Förderung dieses Verwertungsweges durch das Energiegesetz (EnG) respektive die Energieförderungsverordnung (EnFV)", so der VSG.

Schweizer Biogasproduktion bei 476 GWh pro Jahr

Laut Angaben des VSG wurden die Produktion und Einspeisung erneuerbarer Gase in der Schweiz 2022 ausgebaut. Fünf neue Anlagen seien dazugekommen, sodass inzwischen 42 Anlagen am Netz seien. Die Produktion stieg im vergangenen Jahr von 419 auf 476 GWh an. Inklusive Biogasimporten beträgt der Anteil erneuerbarer Gase im Schweizer Gasnetz rund acht Prozent. Der jährliche Schweizer Endverbrauch von Gas belief sich 2021 auf rund 37,7 TWh./mg

JAHRESBILANZ

Batteriehersteller Leclanché schreibt weiter rote Zahlen

Yverdon-les-Bains (energate) - Der Schweizer Batteriehersteller Leclanché vermeldet für das Geschäftsjahr 2022 einen leicht tieferen Umsatz. Zudem hat das Unternehmen seine Verluste im Vergleich zum Vorjahr nochmals ausgeweitet. Wie das Unternehmen mitteilte, erzielte es im Jahr 2022 einen Ebitda-Verlust von 57,5 Mio. Franken. Im Vorjahr hatte dieser Verlust noch 44,9 Mio. Franken betragen. Unter dem Strich schrieb Leclanché einen Nettoverlust von 85,6 Mio. Franken gegenüber minus 80 Mio. Franken im Jahr 2021.

Der Umsatz des Batterieherstellers sank ebenfalls, von 18,9 Mio. Franken auf 18 Mio. Franken. Leclanché begründet dies einerseits mit Problemen in der Lieferkette beziehungsweise der Beschaffung von elektronischen und Spezialkunststoff-Komponenten. Dies habe auch Auswirkungen auf die Lieferfristen für Kunden gehabt, so das Unternehmen. Als weiteren Grund für den tieferen Umsatz führt Leclanché Investitionen in ihre Produktionsanlagen in Yverdon-les-Bains (Montagelinie) und Willstätt in Deutschland (Produktionslinie) zur Erhöhung der geplanten Zellenproduktionskapazität an. Trotz der schlechteren Finanzaufgaben gab sich Leclanché, was die Zukunft anbelangt, positiv gestimmt. CEO Pierre Blanc verweist diesbezüglich in einem Statement auf ein "starkes Wachstum" der Pipeline an Festaufträgen, das hauptsächlich auf die drei Schlüsselmärkte von Leclanché, den

Schienenverkehr, die Schifffahrt und den Bereich spezielle Strassenfahrzeuge zurückzuführen sei. "Wir gehen davon aus, dass wir unsere starke Pipeline weiter ausbauen und unsere Umsatz- und Finanzzahlen verbessern werden, während wir unseren Kundenstamm und unsere Partnerschaften weiter verstärken", kündigte der Chef des Batterieherstellers an./mg

PERSONALIE

Vincenz-Stauffacher ist designierte SWV-Präsidentin

Baden/St. Gallen (energate) - Die St. Galler FDP-Nationalrätin Susanne Vincenz-Stauffacher soll neue Präsidentin des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbands (SWV) werden. Sie ist damit designierte Nachfolgerin von Bundesrat und Energieminister Albert Rösti an der SWV-Spitze. Rösti hatte sein Mandat nach der Wahl in die Landesregierung niedergelegt. Der SWV-Vorstand hat Vincenz-Stauffacher einstimmig als Präsidentin zur Wahl vorgeschlagen, wie der Verband mitteilt. Die Nationalrätin habe sich bereit erklärt, das Amt zu übernehmen und werde damit die erste Frau an der SWV-Spitze sein.

Vincenz-Stauffacher ist Rechtsanwältin und Präsidentin der FDP-Frauen. Sie sitzt seit 2019 im Nationalrat und ist unter anderem Mitglied der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (Urek-N). Vincenz-Stauffacher setzt sich laut SWV seit Jahren vor allem für die Wasserkraft als erneuerbare Energie ein. Sie selbst sagte dazu laut Mitteilung: "Die Wasserkraft ist das Rückgrat unserer inländischen Energieversorgung und ein entscheidender Faktor für die erfolgreiche Energiewende." Die offizielle Wahl der designierten SWV-Präsidentin findet an der Hauptversammlung des Verbands vom 31. August in Genf statt. Der SWV besteht seit 1910 und ist ein Fach- und Interessenverband für Wasserkraftnutzung, Wasserbau und Hochwasserschutz. Er vereint nach eigenen Angaben über seine Mitglieder neben der Zulieferindustrie und der Forschung rund 90 Prozent der inländischen Wasserkraftproduktion./mj

DEUTSCHLAND

SZENARIOANALYSE DER NETZE

Bedarf an Netzreserve sinkt wohl im kommenden Winter

Bonn (energate) - Deutschland braucht im kommenden Winter voraussichtlich weniger konventionelle Netzreservekapazität als in der Vergangenheit angenommen. In wenigen Jahren allerdings steigt dieser Bedarf um ein Vielfaches. Die jüngste Schätzung der vier Übertragungsnetzbetreiber beziffert diesen Bedarf für den Winter 2023/24 auf etwas mehr als 4.600 MW. Das wären knapp 750 MW weniger als bislang laut der Vorgängerstudie aus dem Frühjahr 2022 kalkuliert. Für den Winter 2025/26 prognostizieren 50 Hertz, Amprion, Transnet BW und Tennet nun rund 10.200 MW an Kraftwerksleistung,

die gebraucht wird, um die Stromnetze im Bedarfsfall per Redispatch zu stabilisieren. Die Bundesnetzagentur bestätigte beide Schätzungen, die auf aktuellen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber beruhen.

Dabei geht die Bonner Behörde davon aus, dass alle 13 aktuell in der Netzreserve befindlichen heimischen Kohle- und Gaskraftwerke mit 3.636 MW zum kommenden Winter zur Verfügung stehen. Ferner werden die vier Netzbetreiber voraussichtlich knapp 3.300 MW davon tatsächlich für Redispatch nutzen und die übrigen benötigten 1.300 MW aus dem Ausland beziehen. Für den Winter 2025/26 kalkuliert die aktuelle Analyse im Inland mit 21 verfügbaren Kohle- und Gasmeilern, die ungeachtet schwankender Verfügbarkeiten knapp 5.900 MW an Netzreserveleistung bereitstellen können. Der aus dem Ausland zu deckende Netzreservebedarf soll dann leicht über der Marke von 4.300 MW liegen.

Kohlekraftwerke bleiben in der Merit Order vorn

Sowohl im kommenden Winter als auch im Winter 2025/26 stehen laut der Analysen Kohlekraftwerke weit vorn in der Merit Order. Das bedeutet, diese Anlagen springen bei Bedarf als erste ein. Die jeweils günstigste Reservekapazität im bevorstehenden Winter werden Braunkohlekraftwerke mit 3 Euro/MWh liefern können, gefolgt von Steinkohlekraftwerken mit 36,26 Euro/MWh. Erdgaskraftwerke stehen mit geschätzten 151,53 Euro/MWh weiter hinten. Weil die Übertragungsnetzbetreiber davon ausgehen, dass der Gaspreis bis zum Winter 2025/26 nahezu 50 Prozent günstiger wird, bringt dies Gaskraftwerke in der angenommenen Merit Order dieses Zeitraums ein Stück nach vorn. Allerdings soll die Braunkohle dann noch immer bei 3 Euro/MWh liegen und Steinkohle noch bei 33 Euro/MWh. CO₂, so die Annahme, wird sich indes um 13 Prozent verteuern von 71,21 Euro/t auf 80,65 Euro/t.

Stromimportbedarf Frankreichs bleibt wohl hoch

Ferner sehen die Übertragungsnetzbetreiber Deutschland im europäischen Markt weiterhin als Netto-Stromexporteur. Großer Importbedarf besteht demnach in den beiden kommenden Wintern vor allem in Frankreich. Die in die Jahre gekommenen französischen AKW hatten auch 2022 lange Ausfallzeiten wegen erhöhten Reparaturbedarfs. Dies hatte den Importbedarf der Franzosen hochgehalten und die krisenhafte Preisentwicklung im Großhandel mit getrieben./pa

AKZEPTANZ

Netzausbau: Viel reden hilft

Bayreuth (energate) - Ein schnellerer Netzausbau kann ohne einen frühzeitigen und intensiven Austausch mit Betroffenen nicht gelingen. Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet wirbt daher für eine "neue Deutschlandkommunikation". Der Hintergrund: Die Ampel-Koalition will den

Ausbau der Energieinfrastruktur beschleunigen und hat dazu verschiedene Gesetzesänderungen beschlossen. Von EU-Seite wird dies durch die Notfallverordnung unterstützt, ganze Planungs- und Prüfschritte können wegfallen, um die Vorhaben schneller ins Ziel zu bringen. Angewandt wurden Beschleunigungsmöglichkeiten etwa beim Bau der LNG-Terminals an der Küste. In der politischen Debatte wird von der neuen "Deutschlandgeschwindigkeit" gesprochen.

Für die Stromnetzbetreiber ist das höhere Tempo eine Herausforderung. Sie mühen sich ohnehin seit Jahren darum, den Bau ihrer notwendigen Übertragungsleitungen gegen viel Skepsis vor Ort voranzubringen. "Im Zieldreieck Akzeptanz, Zeit, Geld müssen wir nun den Faktor Zeit an erste Stelle setzen, ohne die anderen Dimensionen aus dem Blick zu verlieren", sagte Martin Groll, Head of Community Relations bei Tennet, im Interview mit energate. Seine Schlussfolgerung: Vor Ort ist eine noch frühere, intensivere, aber auch zielgerichtete Kommunikation notwendig.

Mehr, nicht weniger Kommunikation

Anja Schlicht, Geschäftsführerin beim auf Dialog spezialisierten Beratungsunternehmen Navos, pflichtet dem bei. "Der aktuelle Druck könnte zu dem Gedanken verleiten, dass es keine oder weniger Kommunikation braucht, damit es noch schneller geht." Dies sei ein Irrglaube. Wer hoffe, unter dem Radar zu schwimmen, werde meist überrascht. Schlicht und Groll haben gemeinsam ein Paper mit fünf Thesen zur "Deutschlandkommunikation" verfasst. Darin werben sie dafür, genau zu erklären, warum etwa bestimmte Schritte in Planungsverfahren entfallen.

Tennet kann hier etwa auf Erfahrungen mit dem Bau der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein aufbauen. "Vereinfacht gesagt haben wir dabei das Raumordnungsverfahren durch ein Dialogverfahren ersetzt. Das war sehr erfolgreich", erklärte Groll. Dem Projekt kam zugute, dass es von der Landesregierung unterstützt wurde. Der Bau der Übertragungstrasse Suedlink verzögerte sich nicht zuletzt wegen der Kritik aus Bayern. Groll stellt daher klar. "Eine Landesregierung, die uns positiv begleitet, hilft natürlich."

Seit Beginn des russischen Angriffes auf die Ukraine steht das Thema Energieversorgungssicherheit noch mehr im Fokus. Aus Sicht von Schlicht und Groll kann dies helfen, vor Ort um Verständnis für den Bau von Infrastruktur zu werben. "Aktuell liegt im Thema Versorgungssicherheit eine Chance", meinte Schlicht. Denn ein Netzbetreiber könne darauf verweisen, dass der Bau einer neuen Stromleitung helfe, den Betrieb eines Unternehmens vor Ort zu sichern. "Es ist nur unklar, wie lange das trägt", betonte sie.

Schlicht und Groll warben dafür, Dialogmaßnahmen zu standardisieren, also nicht immer wieder neu zu starten. Gleichzeitig müssten die Maßnahmen flexibel auf die Vorhaben ausgerichtet werden. "Bei kleinen Maßnahmen, etwa einer

Umbeseilung auf einer Bestandsleitung, reicht es vielleicht, auf Ebene des Bürgermeisters zu kommunizieren", führte Groll aus. Für Neubauprojekte sei dagegen mehr Aufwand nötig. Viel Wert legen Betroffene dabei laut einer von Navos und Civey durchgeführten Umfrage auf die persönliche Ansprache. Demnach gaben 46 Prozent an, direkte Gespräche zu bevorzugen, nur einem Drittel genüge die digitale Beteiligung./kw

GASANBINDUNG WILHELMSHAVEN-LEER

Norddeutscher Pipelinebau für LNG-Import startet

Westerstede (energate) - Vier Wochen nach der Genehmigung hat EWE Netz die ersten Rohre der 70 Kilometer langen "Gasanbindung Wilhelmshaven-Leer" verlegt. Das 200-Milliionen-Euro-Projekt soll es ermöglichen, die LNG-Mengen des zweiten Terminals in Wilhelmshaven in das deutsche Ferngasnetz zu integrieren und bei Bedarf zu den ostfriesischen Gasspeichern zu transportieren. Die Leitung mit insgesamt 4.500 Rohren durch die Landkreise Friesland, Ammerland und Leer kommt auf eine jährliche Kapazität von 6 Mrd. Kubikmetern Gas. Das zuständige Landesamt LBEG hatte im Rekordtempo Ende April grünes Licht gegeben.

In Wilhelmshaven betreibt Uniper im Auftrag der Bundesregierung das Speziesschiff FSRU namens Höegh Esperanza. Die Kapazität von 5 Mrd. Kubikmetern ist praktisch voll ausgelastet, wie aus den Daten der europäischen Transparenzplattform ALSI hervorgeht. Ende dieses Jahres wird eine zweite FSRU, die Excelsior des Betreibers Tree Energy Solutions (TES), hinzukommen mit nochmals 4,5 Mrd. Kubikmetern. Bis dahin will der Netzbetreiber EWE mit dem Bau der neuen Pipeline fertig sein. "Von jetzt an werden wir im Schnitt fast einen halben Kilometer Rohr pro Tag verlegen, um die Leitung rechtzeitig vor dem nächsten Winter fertigzustellen", kündigte Torsten Maus an, Vorsitzender der Geschäftsführung der EWE Netz.

Kurzfristig könne die Leitung die Erdgasversorgung von mehr als vier Mio. Haushalten in der Region sichern, mittelfristig soll sie grünen Wasserstoff transportieren. TES plant ab 2026 die Inbetriebnahme eines festen Terminals, das grünen Wasserstoff in Methanform (e-NG) aufnehmen kann - mit einer Kapazität von zunächst 11 Mrd. Kubikmetern./mt

INSOLVENZ

BMP Greengas beantragt Gläubigerschutz

München (energate) - Der Biomethanhändler BMP Greengas wird zum Sanierungsfall. Ein bereits beantragtes Schutzschirmverfahren und eine Insolvenz in Eigenregie sollen die mittelbare EnBW-Tochter schon bis Ende September 2023 wieder in die Spur bringen. Ziel ist es ferner, alle 60 betroffenen Arbeitsplätze zu sichern, erklärte BMP

Greengas. Ob das Unternehmen diesen Weg gehen kann, hängt davon ab, wie das Gericht die Sanierungsperspektiven einschätzt. Wird dies positiv beschieden, behält das gegenwärtige Management bei Sanierung die Hoheit über den strategischen Kurs des Unternehmens.

Damit die Restrukturierung gelingt und BMP zum Ende des zweiten Quartals bereits wieder "nachhaltig saniert regulär am Markt agieren kann", rückt der Fachjurist und Sanierungsexperte Jochen Sedlitz von der Kanzlei Grub Brugger zeitweise in die Geschäftsführung auf. Die dramatisch veränderte Beschaffungssituation im Zuge der vom Ukrainekrieg befeuerten Energiekrise habe es unmöglich gemacht, Lieferverträge wie vereinbart zu erfüllen, begründete das Unternehmen den Schritt.

BMP will Bestandsverträge kündigen und ersetzen

Der beantragte Gläubigerschutz sei die einzig verbliebene Möglichkeit, um die Schieflage kurzfristig aufzulösen. Nur so könnten die aus Sicht von BMP unerfüllbaren Bestandsverträge gekündigt und neue Verträge zu "tatsächlich beschaffbaren Mengen" geschlossen werden. Es gehe darum, "Risiken und Schäden aus nicht erfüllbaren Verträgen vorzubeugen" und dem Kundenstamm "zu fairen Kriterien zu geben, was tatsächlich möglich ist", hieß es vonseiten der Geschäftsführer Stefan Schneider und Sven Kraus.

"Austausch" mit Kunden und Lieferanten läuft

Die Kundschaft, zu der vor allem Stadtwerke, aber auch Immobilienunternehmen und Industriekunden gehören, und die zuliefernden Unternehmen würden einerseits schriftlich über die Situation und dieses Ansinnen informiert. Andererseits "finden Austauschtermine statt", kündigte Sanierungsexperte Sedlitz an. BMP unterhält nach eigenen Angaben überwiegend langfristige Geschäftsbeziehungen mit dementsprechend mehrjährigen Verträgen. Für deren Umstellung veranschlagt der Biomethanhändler zwei Monate. Direkt im Anschluss will das vorübergehend neu formierte Management einen Sanierungsplan beim zuständigen Gericht einreichen. So das Gericht grünes Licht zu diesem Plan gäbe, würde das Verfahren beendet werden.

BMP Greengas ist eine Tochtergesellschaft von Erdgas Südwest und als solche auch Teil des EnBW-Konzerns. Mit einem zum Teil durch Portfoliozukäufe gewachsenen Handelsvolumen von 4 Mrd. kWh bezeichnet sich BMP Greengas als einen der führenden Biomethanvermarkter Europas. Außerdem bietet das Münchner Unternehmen als Dienstleister auch Bilanzkreis- und Portfoliomanagement sowie den Handel mit THG-Quoten an. Privatkundengeschäft betreiben die Münchner nicht.

Die jüngste öffentlich zugängliche Bilanz von BMP Greengas stammt aus dem Jahr 2021. Bei knapp 356 Mio. Euro Umsatz verbuchte BMP damals 25 Mio. Euro Verlust nach Steuern. Dies ergab sich laut der Bilanz aus der Absicherung von Handelsgeschäften,

für die BMP rund 28 Mio. Euro für drohende Verluste zurückstellte. Im Verlauf der Energiekrise waren auch zahlreiche andere große wie kleine Versorger wegen der Absicherung ihrer Handelsaktivitäten in Schwierigkeiten geraten, weil die zu hinterlegenden Sicherheiten an die gestiegenen Energiepreise gekoppelt sind./pa

EUROPA

WINDENERGIE AUF SEE

Habeck unterzeichnet deutsch-dänisches Offshore-Abkommen

Bornholm (energate) - Dänemark will auf der Ostseeinsel Bornholm bis Anfang der 2030er Jahre mindestens 3.000 MW Offshore-Windkraft anschließen. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) hat mit seinem dänischen Amtskollegen Lars Aagaard nun ein Regierungsabkommen unterzeichnet, um den Strom aufzuteilen. Dieser soll über neue Netzanbindungen zum größeren Teil nach Deutschland und zum kleineren Teil zum dänischen Festland transportiert werden. Der Windstrom soll auf die deutschen Ziele im Rahmen des EEG sowie hälftig auf die deutschen und dänischen Beiträge zum EU-Ziel unter der EU-Erneuerbaren-Richtlinie RED angerechnet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50 Hertz und Energinet übernehmen jeweils zur Hälfte die Infrastrukturkosten des "Bornholm Energy Island Projekts". Im Gegenzug teilen sich die ÜNB die Engpasserlöse der jeweiligen Leitungen nach Deutschland und Dänemark und erhalten Eigentum an den grenzüberschreitenden Stromleitungen.

Die neue EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (RED) sieht grenzüberschreitende Projekte ausdrücklich vor. Dänemark und Deutschland haben diese EU-Vorgabe mit dem unterzeichneten Regierungsabkommen bereits erfüllt. Perspektivisch sollen in einem weiteren dänischen Energy-Hub in der Nordsee bis zu 10.000 MW Offshore-Windparks mit Deutschland und anderen Ländern über neue Stromleitungen verbunden werden, teilte das Wirtschaftsministerium mit. Auch in der Ostsee würden sich bereits weitere Kooperationsprojekte abzeichnen./ck

INTERNATIONAL

ERNEUERBARE ENERGIEN

IEA prognostiziert Rekordausbau der Erneuerbaren

Paris (energate) - Die Internationale Energieagentur erwartet in diesem Jahr einen Rekordanstieg bei dem Ausbau von Solaranlagen und Windkraftwerken. Insgesamt werde die Kapazität um ein Drittel steigen, vor allem aufgrund des wachsenden politischen Momentums und der rasant gestiegenen Energiepreise. Zu diesem Schluss kommt ein Bericht der Internationalen Ener-

gieagentur (IEA), der am 1. Juni veröffentlicht wurde. Das stetige Wachstum solle auch im kommenden Jahr fortgesetzt werden. Zu erwarten sei eine elektrische Leistung der erneuerbaren Energien von 4.500 Gigawatt (GW). Dies entspricht der gesamten Stromproduktion von China und den Vereinigten Staaten.

China als Vorreiter

Dieser rasante Anstieg sei vor allem einem Land zu verdanken: China. Das Land alleine ist für 55 Prozent des weltweiten Anstiegs bis 2024 verantwortlich. Auch in Europa ist die Antwort auf die Energiekrise von den erneuerbaren Energien abhängig. In den nächsten zwei Jahren beträgt der Zuwachs von Windenergie an Land in der Europäischen Union um die 33 GW. Bei der Solarenergie ist der Zuwachs mit ungefähr 95 GW noch größer. Zum Vergleich: Ende 2021 waren in der EU 236 GW Windenergie und 162 GW Solarenergie installiert.

Die Vorhersage wurde seit dem Beginn des Ukraine-Kriegs um 40 Prozent nach oben korrigiert. Offenbar war der Krieg für viele Länder ein Katalysator, den Ausbau von Wind- und Sonnenenergie zu beschleunigen und sich unabhängig vom russischen Gas zu machen. Auch die hohen Energiepreise trugen ihren Teil dazu bei. Zudem verstärkten europäische Schlüsselländer wie Deutschland, Italien und die Niederlande ihre politische Unterstützung. Laut dem Report hat die neu installierte Kapazität den europäischen Konsumenten schätzungsweise 100 Mrd. Euro gespart.

Bedarf an Solarenergie für Klimaneutralität 2030 gedeckt

Die Energieagentur prognostiziert, dass auch die Produktionskapazität für Solarenergie weiter steigt. Bis 2024 soll es eine Verdoppelung auf 1.000 GW geben. Damit könnten 2030 weltweit genug Solaranlagen produziert werden, um den Bedarf für das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu decken. Die Prognose für die Windenergie sieht hingegen schlechter aus. Nach einigen schwierigen Jahren in der Branche ist zwar ein starker Anstieg sichtbar, doch laut dem Report ist der Anstieg der Produktionskapazität nicht schnell genug, um den mittelfristigen Bedarf zu bedienen. /lw

ADD-ON STROM MARKTBERICHT VOM 26.05.
BIS 01.06.2023

Strompreise leisten Widerstand, noch erfolglos

Dortmund (energate) - Die Sonneneinstrahlung sowie die geringere Nachfrage sorgten an Pfingsten für lange tiefroten Phasen im Spothandel. Die Terminkontrakte hingegen verzeichneten lange eine moderate Seitwärtsbewegung. Am Donnerstagnachmittag setzten sie ihren bearishen Trend aus der Vorwoche fort.

Mit über 40.000 MW an Solarstromeinspeisung gleich an mehreren Tagen standen die Spotkontrakte an der Strombörse in dieser Woche gehörig unter Druck. Diese Einspeisung über

der saisonalen Norm sorgte an Pfingsten für negative Preise. So dauerte diese Phase am Pfingstsonntag, 28. Mai, zwischen 11 und 18 Uhr an, mit einem Negativrekord von minus 129,91 Euro/MWh. Auch am Pfingstmontag, 29. Mai, drückten die Sonnenstrahlen den Spotpreis von 11 bis 18 Uhr ins Minus. Hier erreichte der Stundenpreis minus 109,45 Euro/MWh. Selbst an den beiden folgenden Tagen - regulären Werktagen - sorgte vor allem die Solareinspeisung immerhin in jeweils drei Stunden für Preise leicht unter dem Nullwert.

Sonniger Feiertag drückt auf den Preis

Insgesamt blieb der Day-Ahead-Kontrakt in dieser Handelswoche jedoch zweistellig. Nach 69,98 Euro/MWh für den vergangenen Freitag, gab der Spotkontrakt am Wochenende auf 62,67 Euro/MWh (Samstag) und 26,55 Euro/MWh (Sonntag) nach. Für Pfingstmontag notierte der Kontrakt noch weiter darunter: 21,45 Euro/MWh. Eine sprunghafte Erholung setzte für Dienstag bei 87,74 Euro/MWh ein, und das obwohl die Stundenpreise drei Mal unter null waren. Für Mittwoch kostete der Day-Ahead-Kontrakt 72,32 Euro/MWh, wobei es auch hier drei Stunden lang negative Preise gab, und für Donnerstag 72,90 Euro/MWh. Für Freitag schloss der Spotkontrakt bei 81,02 Euro/MWh.

Dafür, dass der Day-Ahead nicht weiter abrutschte, sah ein Marktteilnehmer zwei Gründe: zum einen das schwache Windaufkommen und zum anderen die Erholung des Gaspreises, der "zuletzt ausgesprochen bearish" unterwegs war. Der Day-Ahead-Kontrakt am THE kostete zuletzt 24,68 Euro/MWh. Diese Erholung führen die Experten auf eine zeitweise Einschränkung der Gasproduktion in Norwegen zurück. Insgesamt bleibt die Tendenz klar bearish. Der Gasmarkt sehe derzeit hohe Lagerbestände und rechnet mit einer sinkenden Nachfrage während der Schwächephase der Weltwirtschaft.

"Gegenbewegung bald möglich"

Auf dem Terminmarkt sah es in dieser Handelswoche nach einem erfolgreichen Widerstand gegen den anhaltenden Kursrückgang aus. Am Ende der Woche konnten die Kontrakte jedoch den klaren bearishen Signalen nichts entgegensetzen. So startete der Frontmonat-Kontrakt mit 75,58 Euro/MWh in die Handelswoche und damit gleich zwei Euro unter dem letzten Vorwochenwert (26.05.: 77,61 Euro/MWh). Am Dienstag ging der Juni-Kontrakt auf 74,11 Euro/MWh zurück. Am Mittwoch (75,80 Euro/MWh) und Donnerstagnachmittag (77,40 Euro/MWh) erfolgte eine Korrektur nach oben. Der Markt sei überverkauft, eine Gegenbewegung sei derzeit möglich, so die Argumentation der Händler.

Bearisher Trend setzt sich fort

Das Quartalsprodukt Q3/23 notierte wie auch der Frontmonat-Kontrakt zunächst deutlich unter dem Vorwochenniveau. Am Montag erreichte der Kontrakt 83,61 Euro/MWh und legte am Dienstag auf 83,92 Euro/MWh zu. Auf den Sprung am Mittwoch

auf 86,03 Euro/MWh folgte dann ein Rückgang auf 82,10 Euro/MWh am Donnerstagnachmittag. Ihren Widerstand gaben zum Ende der Handelswoche auch die Jahresbänder 2024 und 2025 auf. Cal 24 ging von 124,54 Euro/MWh am Montag zunächst auf 122,47 Euro/MWh am Dienstag zurück. Auf die Korrektur auf 124,58 Euro/MWh am Mittwoch folgte der deutliche Rückgang auf 121,00 Euro/MWh am Donnerstagnachmittag. Dieser Wert liegt 3,48 Euro unter dem Wert aus dem vergangenen Freitag - der Preisrückgang setzt sich auf Wochensicht also weiter fort. Der Kontrakt Cal 25 schloss am Donnerstagnachmittag bei 112,40 Euro/MWh und damit 1,65 Euro unter dem Vorwochenniveau.

Für die kommende Woche bleiben die Händler vorsichtig optimistisch, dass die Kontrakte am langen Ende mehr Widerstand leisten. Auf dem Spothandel hängt derzeit vieles von den Erneuerbaren ab. Hier seien die Kursprognosen weitgehend bearish./am

ADD-ON GAS & WÄRME MARKTBERICHT VOM 26.05.
BIS 01.06.2023

LNG-Tanker kommen trotz niedriger Preise

Essen (energate) - Der Gashandel befindet sich im Spotmarkt weiterhin im Sommermodus mit Notierungen unter 25 Euro/MWh. Am Ende der Kurve sorgte ein ungeplanter Ausfall in Norwegen für kurze Aufregung, die sich aber bald schon wieder in Wohlgefallen auflöste.

Nicht nur die eigenen Sommergefühle sagen es, sondern auch die Wetterdienste. Eine Schönwetterperiode, die warm oder sogar sehr warm ausfallen könnte, liegt vor uns. Das drückt die Gasnachfrage bei den Endkunden. Gleichzeitig verringern die hohen Solareinspeisungen den Bedarf für Gaskraftwerke. Die deutschen Gasspeicher füllen sich zudem weiter. Die aktuelle Quote von 74 Prozent ist für diese Jahreszeit ungewöhnlich hoch. Marktteilnehmer sprechen schon von einer "Überversorgung", welche die Preise wieder in den einstelligen Bereich drücken könnte.

Asiatische Nachfrage noch kein Problem

Am vergangenen Freitag kostete der Frontmonat an der niederländischen TTF nur noch 24,75 Euro/MWh. Am deutschen THE, der tendenziell eher teurer ist, waren es da noch 25,90 Euro/MWh. Nach dem langen Pfingstweekenende mit hohen Solar- und Windeinspeisungen blieben Day-Ahead und der Frontmonat Juni, der sich seiner Fälligkeit näherte, auf niedrigem Niveau unter der 25-Euro-Marke. Im Mittwochshandel lagen die Notierungen darüber. Dies war allerdings kein tendenzieller Umschwung, sondern vielmehr eine Gegenbewegung zu den deutlichen Preisnachteilen der vergangenen Woche.

Donnerstagnachmittag standen Day-Ahead und der neue Frontmonat Juli bei 24,20 Euro/MWh. "Trotz der niedrigen Preise

ist Europa für die flexiblen LNG-Tanker noch attraktiv genug", ordnete ein Gashändler ein. US-Lieferanten vergleichen mit den Preisen für JKM, der für LNG-Spotlieferungen nach Japan, Südkorea, China und Taiwan steht. Zahlt der asiatische Markt mehr, drehen die Tanker ab und nehmen nicht mehr Kurs auf Europa. "Mal sehen, wie viel Zeit uns bleibt", so ein Marktteilnehmer.

Hammerfest-Problem stützt Preise

Im Terminmarkt bestimmte eine Meldung die Preise. Der norwegische Betreiber Equinor gab ein Leck an der LNG-Anlage Hammerfest bekannt. "Das Kalenderjahr schoss direkt zwei bis drei Euro nach oben", berichtete der Händler. Inzwischen hat sich die Lage entspannt: Keiner der 98 Mitarbeitenden wurde verletzt und am 8. Juni soll die Verflüssigungsanlage bereits wieder in Betrieb gehen. Donnerstagnachmittag notierte das Kalenderjahr an der TTF daher wieder deutlich niedriger bei 43,50 Euro/MWh./mt

ENERCHASE-MARKTBERICHT CO2

EUAs fallen unter 80-Euro-Marke

Willich (enerchase) - In der Handelswoche mussten die Energiemärkte kräftige Kursverluste verbuchen. Entsprechend waren auch bei den Emissionszertifikaten die Bären die stärkere Marktpartei und so schloss der EUA-Dezember-Future die Handelswoche 7,04 Prozent leichter bei 83,13 Euro/t CO2.

Der Pfingstmontag ist in Deutschland zwar ein bundesweiter Feiertag, gehandelt wurde an den Börsen dennoch. Nach dem Kursrutsch der Vorwoche zeigte sich am Montag allerdings nur wenig Veränderung. Trotz eines Tageshochs bei 84,46 Euro/t CO2 gab es für die EUAs auf Tagesschlusskursbasis ein kleines Minus von 0,16 Prozent auf 83,00 Euro/t CO2. Nach dem langen Pfingstweekenende zeigte sich am Dienstag dann bei den Verschmutzungsrechten stärkerer Verkaufsdruck. Der CO2-Dez-23-Kontrakt ging mit einem Minus von 3,16 Prozent bei 80,38 Euro/t CO2 aus dem Handel. Angesichts des festeren Energiekomplexes konnten sich am Mittwoch schlussendlich die CO2-Bullen leicht durchsetzen. Der EUA-Dezember-Future stieg um 0,49 Prozent auf 80,77 Euro/t CO2. Intraday zeigte sich der Kontrakt allerdings unentschieden und handelte zwischen 82 Euro/t CO2 auf der Ober- und 79,31 Euro/t CO2 auf der Unterseite. Ebenfalls im Einklang mit den anderen Energiemärkten geht es am Donnerstag wieder abwärts. Gegen 16:30 Uhr notiert der CO2 Dez-23-Kontrakt zuletzt mit einem Minus von 1,72 Prozent bei 79,38 Euro/t CO2

Investmentfonds bauen Netto-Short-Position deutlich aus

Während es in KW 20 noch einen leichten Abbau der Netto-Short-Position im EU-ETS gab, zeigen die Daten des Commitments of Traders-Report (CoT-Report) der vergangenen Woche

wieder einen deutlichen Anstieg der Netto-Short-Position der Investmentfonds. Noch eine Woche zuvor sank die Netto-Short-Position um rund 4 Mio. Zertifikate auf ein Minus von 4,7 Mio. EUAs. Dies setzte sich aus einem Aufbau der Long-Position und Abbau der Short-Position um jeweils rund 2 Mio. EUAs zusammen. In der vergangenen Woche stieg die Position um rund 9,1 Mio. EUAs auf 13,8 Mio. EUAs an. Dabei wurden die Short-Positionen um 6,5 Mio. EUAs erhöht, während die Long-Positionen um 2,6 Mio. EUAs abgebaut wurden. Aufgrund des Feiertags am Montag hat die Versteigerung am Primärmarkt

nicht stattgefunden. Zudem ist die polnische Auktion in der aktuellen Woche aufgrund des zweiwöchigen Rhythmus entfallen. Die Menge der Primärmarktauktion sinkt entsprechend von 11,8 Mio. EUAs auf 6,8 Mio. EUAs. Bei der ersten Versteigerung in der aktuellen Handelswoche wurde am Dienstag ein Auktionspreis von 79,79 Euro/t CO₂ erzielt. Die Bid-to-Cover Ratio lag bei 1,98. Am Donnerstag lag der Clearing-Preis bei 78,62 Euro/t CO₂ (Cover Ratio: 2,08).

Autor: Stefan Küster, Tobias Waniek - www.EnergyCharts.de

Weitere Nachrichten und
Marktdaten online unter
www.energate-messenger.ch.

Einfach einloggen und
weiterlesen.

ener|gate
messenger.ch

täglich.
aktuell.
informiert.