



Energie Informationsdienst

- 04 MISSBRAUCHS-KONTROLLE:** Das Bundeskartellamt hat erste Prüfverfahren gegen Gaslieferanten gestartet, die womöglich überhöhte Erstattungen im Rahmen der Energiepreiskontrolle eingefordert haben.
- 05 KLÜNGEL-VORWURF:** Nach der „Trauzeugen“-Affäre haben bislang unbekannte Compliance-Verstöße Staatssekretär Graichen zu Fall gebracht. Bundeswirtschaftsminister Habeck schickte ihn in den Ruhestand.
- 21 INTERVIEW:** Mit der Einbeziehung von Festbrennstoffen in den nationalen Emissionshandel sind nicht nur die Inverkehrbringer, sondern teilweise auch Verwender berichts- und abgabepflichtig.

HH2E: Wasserstoff-Zukunft für „Lost Spaces“

„Eines der spannendsten Vorhaben“ der H₂-Szene, so Beobachter: Das Hamburger Start-up HH2E setzt auf die Kombination von Batterie und Elektrolyse – an alten Kohle- und Atomstandorten.



Foto: HH2E

Mit Solar-Wurzeln in den 90ern beim Kreuzberger Ingenieurkollektiv Wuseltronik: Diplomphysiker Alexander Voigt hat HH2E initiiert.

VON HEIKO LOHMANN

Als „Lost Spaces“ bezeichnete der HH2E-Vorstand Andreas Schierenbeck im Gespräch die ehemaligen Kraftwerksstandorte, an denen das Unternehmen Elektrolyseure errichten will. HH2E steht für „Heat“, „Wasserstoff (H₂)“ und „Elektrizität“ und charakterisiert das Geschäftskonzept des 2021 gegründeten Start-ups. Einige Gesprächspartner des EID be-

zeichneten das Unternehmen als das oder eines der spannendsten Vorhaben im Bereich des Baus und Betriebs von Elektrolyseuren. Wobei nicht verschwiegen werden soll, dass es durchaus auch Stimmen gibt, die bezweifeln, dass die ambitionierten Pläne aufgehen. Die Aufmerksamkeit für das Unternehmen rührt sicher nicht zuletzt daher, dass die

Gründer über sehr viel Erfahrung in der Energiewirtschaft verfügen. Alexander Voigt hat HH2E initiiert. Der Diplomphysiker hat sich in den neunziger Jahren bei dem Kreuzberger Ingenieurkollektiv Wuseltronik erstmals mit Solaranlagen beschäftigt; ein Hinweis, der in keinem Bericht über Voigt fehlen darf. 1997 war er Mitgründer des Solaranlagenherstellers Solon, zwischenzeitlich einer der größten Hersteller in Europa. Solon ist in Deutschland mittlerweile Geschichte und Voigt gründete Unternehmen in anderen Teilen der Prozesskette von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zur Nutzung – schon 2005 Younicos als Hersteller von Batterien und später Lumenion, ein Unternehmen, das einen Hochleistungsspeicher entwickelte. Dann eben 2021 HH2E. Das Unternehmenskonzept erlaubt eine Integration der verschiedenen Elemente der Prozesskette bei der Stromversorgung. Das Bild, dass die HH2E-Gründer dabei gerne zur Beschreibung benutzen, ist die Erdbeermarmelade. Sie ermöglicht den Transport, die Lagerung und den Konsum von Erdbeeren auch dann noch, wenn die Erntezeit vorbei ist und die frischen Erdbeeren vergammeln würden. Aber noch zum zweiten Initiator, Andreas Schierenbeck. Den Ingenieur hatte es erst Mitte 2019 in die Energiewirtschaft verschlagen, als er bei

► Uniper Vorstandsvorsitzender wurde. Er kam von thyssenkrupp Elevator, wo er ebenfalls Vorstandsvorsitzender war, davor hat er lange für Siemens gearbeitet. Ein „Konzernmensch“, der aber viel Spaß an seinem neuen Leben als Start-up-Vorstand zu haben scheint, was auch diverse Beobachter bestätigen. Bei Uniper ist er gegangen, als die finnische Fortum ihren Anteil an dem Düsseldorfer Energiekonzern auf 75 Prozent aufgestockt hatte und eine stärkere Integration in die Fortum-Gruppe vorantrieb. Eine Change of Control Klausel in seinem Vertrag ermöglichte den Ausstieg. Schierenbeck hatte als Uniper-Chef die Fokussierung auf Wasserstoff als Zukunftstechnologie vorangetrieben und eine eigene Geschäftseinheit dazu aufgebaut: „Wasserstoff war für mich ein zentraler Teil der Dekarbonisierungsstrategie von Uniper“, sagte er im Gespräch mit dem EID. Aus dieser Zeit kannte er schon Alexander Voigt und HH2E. Anfang 2021 hatten HH2E, Siemens und Uniper in Hamburg-Moorburg, einem Kraftwerksstandort, ein „grünes Kraftwerk“ geplant. Das Projekt wurde beendet, aber Voigt und Schierenbeck verstanden sich so gut, dass sie das Konzept HH2E zusammen weiter entwickelten und beide jetzt als Vorstand agieren. Aber auch der Leiter Energiewirtschaft von HH2E, Hanno Balzer, verfügt über sehr viel Branchenerfahrung. Er hatte fast 20 Jahre in verschiedenen Positionen für Vattenfall gearbeitet, ehe er im



Foto: HH2E

Zweite treibende Kraft bei HH2E ist Ex-Uniper-Chef Andreas Schierenbeck.

August 2019 Geschäftsführer von Lumenion wurde und dann seit Gründung im Februar 2021 bei HH2E ist.

An alten Kohle- und Atomstandorten sollen Elektrolyseure entstehen

Aber wie wird aus Erdbeeren Marmelade? Oder seriöser: Was ist das Unternehmenskonzept bei HH2E? Strom aus erneuerbaren Energien wird als Wasserstoff und Wärme zu weniger leicht verderblichen Energieträgern.

HH2E wird an alten Kohle- und Atomstandorten Elektrolyseure in Form von Standardmodulen bauen. In der Anfangsphase gehören dazu ein 50 MW-Elektrolyseur sowie eine Hochleistungs-

batterie ebenfalls mit einer Leistung von 50 MW. Diese Kombination soll eine Auslastung des Elektrolyseurs mit 8.000 Stunden pro Jahr ermöglichen. Die hohe Zahl von Vollbenutzungsstunden ermöglicht eine optimale Fahrweise des Elektrolyseurs. Vor allem Alkali-Elektrolyseure, eine der Standard-Technologien, die auch HH2E einsetzen wird, reagieren wohl empfindlich auf eine stark schwankende Benutzung. Aber auch alle anderen technischen Prozesse verlaufen bei einer hohen Auslastung einfacher und materialschonender. Die Kombination von Batterie und Elektrolyseur hat aber einen zweiten Vorteil: Sie kann die Strombezugskosten senken, da Strom aus erneuerbaren Energien in den Stunden eingekauft werden kann, in denen er im großen Umfang zur Verfügung steht. HH2E wird Strom in erster Linie im Rahmen langfristiger Bezugsverträge kaufen (PPAs): „Wir trauen uns zu, den Strom günstiger zu kaufen als an der Börse, weil wir den Strom dann kaufen, wenn er billig ist“, erläuterte Schierenbeck, ohne sich auf ein Preisniveau festzulegen. Wobei, so mehrere Marktteilnehmer zum EID, PPAs seien im Moment gar nicht so einfach zu bekommen. Bei HH2E geht man aber davon aus, aufgrund des Nutzungsprofils eine gute Mischung aus PPAs und anderen Beschaffungsoptionen zu finden. Man zieht es vor, die eigene Strombeschaffungsstrategie nicht vollständig offenzulegen.

Gesagt



„Nach Abschalten der restlichen drei Atomkraftwerke ist genau das passiert, was ich vorhergesagt hatte: Versorgungssicherheit gewährleistet, Anteil EE steigt, Emissionen sinken und so gut wie keine Auswirkungen auf Strompreis (leicht sinkend) #viellärmumnichts“

Claudia Kemfert, Energieökonomin am DIW Berlin und Professorin für Energiewirtschaft und Energiepolitik an der Leuphana Universität, kommentierte auf Twitter einen Bericht des Bayerischen Rundfunks zu den Auswirkungen des endgültigen Kernenergie-Ausstiegs.

„Das Wetter hat viel größeren Einfluss als die drei Kernkraftwerke, und auch unsere Nachbarländer haben einen viel größeren Einfluss auf den Strompreis.“

Bruno Burger, Fraunhofer ISE, in eben jenem BR-Beitrag. Es sei normal, dass der Strompreis im Frühjahr falle. Nach dem Winter stehe mehr Wasserkraft zur Verfügung, und die Heizstromnachfrage in Frankreich sinke.

„Wir haben Anhaltspunkte dafür, dass die Preise gegenüber den Endkunden sachlich nicht gerechtfertigt sein könnten und sind dabei, Licht ins Dunkel zu bringen.“

Andreas Mundt, Präsident Bundeskartellamt, will den möglichen Missbrauch der Gaspreisbremse für Endverbraucher durch einzelne Anbieter prüfen und vorangegangene Preiserhöhungen analysieren.

„Wir werden nicht nur Eigentümer, sondern auch Mieter vor übermäßigen Belastungen schützen – die Investitionen, die bei den Heizungen getätigt werden müssen, dürfen nicht einfach so auf die Mieten umgelegt werden“,

so SPD-Chefin Saskia Esken zum geplanten Fossilheizungsverbot.

Mit der genannten Leistung aus Elektrolyseur und Batterie lassen sich 6.000 Kilogramm Wasserstoff pro Jahr produzieren. Aber HH2E hat für die Standorte größere Ambitionen. Eine Skalierung auf eine Leistung von 1 GW und mehr soll an allen Standorten möglich sein. Zu den Standorten aber gleich. Bisher wurde nur das „H₂“ aus dem Unternehmensnamen beschrieben. Wärme (Heat), als industrielle Prozesswärme wird nur an Standorten erzeugt, an denen Abnehmer dafür existieren. Dann wird an dem Standort ein Hochtemperaturspeicher installiert, im Grunde ein Tauchsieder, allerdings mit einem Kern aus Stahl oder Beton, um ausreichend Masse für eine Speicherung von 24 Stunden zu haben. Für den Speicher wird für drei oder vier Stunden pro Tag Strom bezogen. Die zusätzliche Stromerzeugung an einem solchen Standort wird vor allem als Back-up für die Wärmeerzeugung benötigt: „Die Wärme muss verlässlich geliefert werden; wenn kein Strom aus dem Netz zur Verfügung steht, müssen wir ihn dann selbst erzeugen“, sagte Schierenbeck zu dem Konzept.

Warum „lost spaces“?

Nun zu den Standorten; warum sind alte Kraftwerksstandorte, „lost spaces“, ideal? Weil HH2E für die Anlagen eine Fläche von rund 15 Hektar benötigt, Wasserrechte – die Wasserstoffproduktion mit Hilfe der Elektrolyse ist wasserintensiv –, einen guten Stromnetzanschluss sowie den Zugang zu Infrastruktur wie einen Bahn- und einen Straßenanschluss sowie den Zugang zu Gas- beziehungsweise Wasserstoffpipelines. Diese Voraussetzungen bieten ehemalige Kraftwerksstandorte. Gut 100 gibt es in Deutschland, rund 40 Standorte befinden sich in der HH2E-Projektpipeline. Schierenbeck betonte, alle Projekte liegen in Nord- oder Ostdeutschland, oberhalb des „Netzengpasses“, wo der Zugang zu Strom aus erneuerbaren Energien einfacher ist, auch wenn Deutschland (noch) eine Stromgebotszone ist. Einige Grundstücke hat das Unternehmen gekauft, bei anderen sich Optionen gesichert. Bei zwei Projekten soll in diesem Jahr eine Investitionsentscheidung fallen: In Lubmin an der Ostseeküste in Mecklenburg-Vorpommern und in Thierbach in Sachsen. Mitte 2025 soll in Lubmin der Elektrolyseur in Betrieb gehen, dann bis Mitte 2026 in Thierbach. Die notwendigen Elektrolyseure hat HH2E im März von der norwegischen Nel Hydrogen Electrolyser gekauft. 34 Millionen Euro hat das Unternehmen dafür bezahlt. Für jeden Standort rechnet HH2E mit Investitionen von um die 250 Millionen Euro

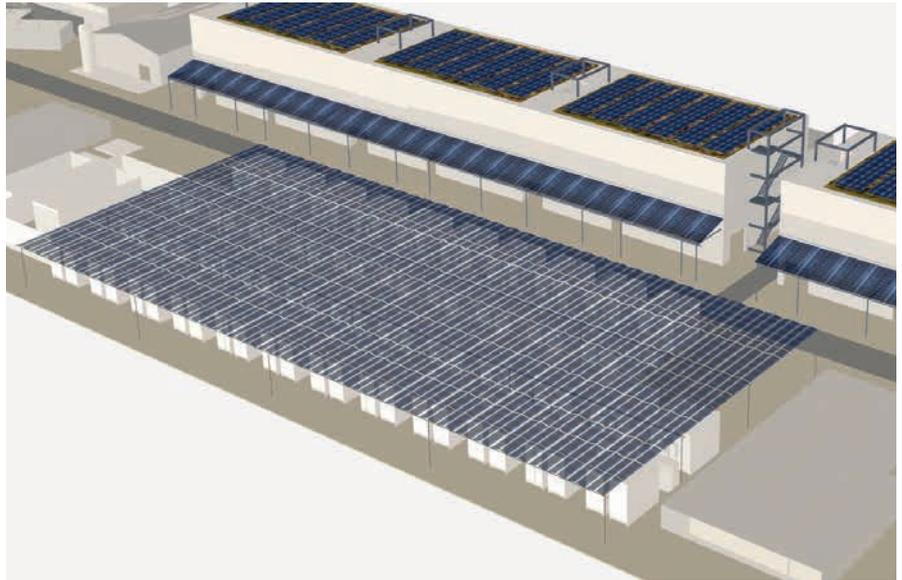


Foto: HH2E

Visualisierung des HH2E-Projekts am Standort Thierbach in Sachsen. Das Start-up setzt auf ein Standortmodell für die HH2E-Anlagen, die alle gleich aufgebaut sein sollen.

in der ersten Phase. Die beiden an HH2E beteiligten Fonds HydrogenOne und Foreseight sollen sich an den Projektfinanzierungen beteiligen. Marktteilnehmer berichten dem EID auch andere Investoren hätten Interesse: „An Investoren für Wasserstoffprojekte besteht kein Mangel“, so ein Gesprächspartner.

Aber lässt sich der Wasserstoff auch verkaufen? Der Abgabepreis von HH2E wird in einer Größenordnung zwischen 10,00 und 15,00 Euro/kg liegen, das sind 300 bis 450 Euro/MWh. Bei dem Preis kann grüner Wasserstoff im Grunde weder mit grauem Wasserstoff, der aus Erdgas gewonnen wird, noch mit Erdgas direkt konkurrieren, selbst unter Berücksichtigung der CO₂-Preise. Dennoch hat HH2E wohl schon Kunden und sieht kurzfristig einen substantiellen Markt für grünen Wasserstoff; und zwar dann, wenn Wasserstoff direkt oder indirekt im Verkehrssektor eingesetzt wird. Die Wirtschaftlichkeit wird über die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) hergestellt, die alle Unternehmen, die Kraftstoff in den Verkehr bringen, berücksichtigen müssen. Wird die Quote nicht erfüllt, werden Strafzahlungen von bis zu 600 Euro/t fällig. Grüner Wasserstoff wird zweifach auf die Quote angerechnet, HH2E erwartet in Zukunft eine Dreifachanrechnung. Dadurch ergibt sich ein Preis bezogen auf den Wasserstoff für die Quote von 10,50 Euro/kg, beziehungsweise 12,50 Euro/kg. Durch diese Zusatzerlöse wird in Zukunft Wasserstoff für die Betreiber von Wasserstofftankstellen für LKWs lukrativ, auch wenn die maximale Zahlungsbereitschaft der LKW-Besitzer nur bei sechs bis acht Euro/kg liegt. Dies ist zumindest

die Einschätzung von HH2E, der EID hat von etwas niedrigeren Preisen gehört, die aber auch noch zu dem Geschäftsmodell passen, weil die Gesamterlöse des Tankstellenbetreibers deutlich über dem Preis für den Wasserstoff liegen. Aber auch Raffinerien, die grauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff ersetzen profitieren von der Anrechenbarkeit auf die Quote und entsprechenden Zusatzerlösen. In dem Segment sind die Mengen deutlich größer: „Eine Raffinerie, die Kerosin herstellt, kann bis zu 100.000 Tonnen Wasserstoff verbrauchen“, argumentierte Schierenbeck, deshalb gehören Raffinerien zu den Zielkunden von HH2E. Allerdings sagten verschiedene Marktteilnehmer, selbst unter Berücksichtigung der THG-Quote seien Raffinerien kein leichter Markt. Aber das Unternehmen setzt auch darauf, dass Wasserstoff im Schwerlastverkehr eine Rolle spielen wird und die notwendigen Tankstellen entstehen. Noch funktioniert das Geschäftsmodell für den Transportsektor nicht. Voraussetzung ist das Inkrafttreten des Delegierten Rechtsaktes zur Erneuerbaren-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED II). Die RED II enthält unter anderem die Vorgaben für die THG-Quoten, der Delegierte Rechtsakt wird die konkrete Ausgestaltung der Kriterien Zusätzlichkeit, räumliche Nähe und Gleichzeitigkeit festlegen, die „RED II-fähiger“ Strom aus erneuerbaren Energien, der zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt wird, erfüllen muss. Nach langen Geburtswehen und mit mehr als einem Jahr Verzögerung hat die EU-Kommission im Februar 2023 den Rechtsakt fertiggestellt. Bis Mitte Juni müssen das EU-Parlament und der Rat

der Energieminister der Mitgliedstaaten noch zustimmen. Nachdem der Industrieausschuss des EU-Parlamentes einen Antrag zurückgewiesen hat, die Zustimmung in der aktuellen Form in Frage zu stellen, gilt die Zustimmung des EP-Plenums als Formsache. Aber auch eine Ablehnung des Rates gilt als unwahrscheinlich, zumal sie mit qualifizierter Mehrheit erfolgen müsste (55 Prozent der Mitgliedstaaten, die 65 Prozent der Bevölkerung repräsentieren). Aber auch wenn RED II-fähiger Wasserstoff zentral für den Hochlauf des Absatzes für HH2E sein wird, hofft das Unternehmen auch auf Industriekunden aus anderen Segmenten, die aus unterschiedlichen Gründen Wasserstoff mit in das Portfolio nehmen. Aber dann sind die Abgabepreise eine nicht ganz kleine Hürde.

Bleibt noch der Transport des Wasserstoffs. Dazu setzt HH2E auf drei Optionen. Den Transport per Lkw zu Kunden, die in einem Radius von rund 100 Kilometern um die Anlagen ihren Standort haben. Die zweite Option ist eine Einspeisung in Wasserstoff-Pipelines. Dafür liegen die Standorte Lubmin und Thierbach gut. Beide Standorte liegen in der Nähe der OPAL. Die Pipeline wurde gebaut, um Erdgas aus der Nord Stream bis zur tschechischen Grenze zu transportieren. Der Betreiber Gascade will wohl schon bis 2025 einen der beiden Stränge der Pipeline für den Transport von Wasserstoff zumindest bis in die Region Leipzig umwidmen. Dieser Schritt ist Teil des „Flow making hydrogen happen“ Projektes der drei Fernleitungsnetzbetreiber Gascade, Ontras und terranets bw. Sie wollen eine Wasserstoff-Pipeline von Lubmin bis in den Raum Stuttgart bauen. HH2E ist einer von mehr als 20 assoziierten Partnern in dem Projekt. Als dritte Option bleibt die Beimischung in das Erdgasnetz. Das ist in einem gewissen Umfang möglich. Mit Gascade wird über diese Option verhandelt.

Einen Hang zu aufgegebenen Standorten hat HH2E nicht nur bei seinen Wasserstoff-Projekten. Das Unternehmen hat Büros im ehemaligen Frachtgebäude des aufgegebenen Flughafens Berlin Tegel. Die Büromöbel dort schreinernt ein Kollektiv in dem Gebäude aus dem Holzmaterial, das in dem Fracht-Terminal verwendet wurde. HH2E hat dort nicht nur Büros, sondern will in den Hangars auch Komponenten für die Anlagen testen, um sie dann schneller betriebsbereit zu haben. Und auch beim Umbau des Flughafengeländes zu einem CO₂-freien Wohn-, Forschungs- und Industriequartier, will und wird HH2E eine Rolle spielen. ●

MISSBRAUCHSVERFAHREN

Energiepreisbremse: Kartellamt startet erste Missbrauchsverfahren gegen Gasanbieter



Foto: Bundeskartellamt

Das Bundeskartellamt will künftig alle Antragsdaten zu den Ausgleichszahlungen der antragstellenden Unternehmen „regelmäßig systematisch“ prüfen.

Nachdem bereits bei der Konzeption der Energiepreisbremsen in den Bereich Strom und Gas im vergangenen Jahr die Sorge aufgekommen war, die milliarden-schweren Unterstützungsleistungen aus dem Wirtschafts- und Stabilisierungsfonds der Bundesregierung könnten auch ungerechtfertigt beansprucht werden, hat das Bundeskartellamt jetzt erste Prüfverfahren – auf Basis der Energiepreisbremsen-Gesetze – gegen Unternehmen eingeleitet, die für die Belieferung mit Gas Erstattungsanträge gestellt hatten. Anfang des Jahres hatte eine neue Abteilung des Bundeskartellamtes die Missbrauchsaufsicht über die Preisbremsen übernommen.

Zugrundeliegende Endkunden-Preise sachlich nicht gerechtfertigt?

Die Prüfverfahren beziehen sich auf eine „zweistellige Zahl von Gasversorgern, die möglicherweise überhöhte Erstattungsanträge nach den Preisbremse-Gesetzen gestellt haben“, teilt das Kartellamt mit. „Wir haben Anhaltspunkte dafür, dass die zugrundeliegenden Preise gegenüber den Endkunden sachlich nicht gerechtfertigt sein könnten und sind dabei, Licht ins Dunkel bringen“, betonte Behörden-Chef Andreas Mundt. Weitere Verfahrenseinleitungen, in den Bereichen Fernwärme und Strom, stünden bevor. Zuvor habe das Kartellamt sämtliche Antrags- und Meldedaten in mehreren tausend Anträgen, aus denen sich insbesondere Preisstellung, Liefermengen, Entlastungssummen und Kundenzahlen ergäben, geprüft. „Im Rahmen der Prüfverfahren wird das Bundeskartellamt zunächst die als auffällig identifizierten Unternehmen systematisch und datengestützt befragen“, so

Mundt zum weiteren Vorgehen der Behörde.

Künftig „regelmäßige und systematische Prüfungen“

Mundt kündigte zudem an, dass das Kartellamt künftig alle Antragsdaten zu den Ausgleichszahlungen der antragstellenden Unternehmen einer „regelmäßigen systematischen Untersuchung, d.h. einem Screening unterziehen“ werde, so Mundt. Er betonte zugleich, es bestehe „kein Generalverdacht“ gegen Versorger.

Mundt rechtfertigte das Vorgehen seiner Behörde, „der Staat stellt mit den Energiepreisbremsen riesige Finanzmittel zur Entlastung von Verbraucherinnen und Verbrauchern und Industrie zur Verfügung – wir haben hierbei die Aufgabe, den Staat vor Ausbeutung zu schützen“. Rechtsfolge eines womöglich festzustellenden Verstoßes ist, dass die Ausgleichszahlungen an die Bundesrepublik Deutschland bzw. die Strom-Übertragungsnetzbetreiber zurückgezahlt werden müssen. Zudem drohen den Energielieferanten Geldbußen.

Von Seiten der Versorgerbranche begrüßte Kerstin Andreae, die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, die Prüfverfahren als „gut und richtig“. Es müsse aber auch „klar sein“, dass „Preiserhöhungen allein kein Hinweis auf einen Missbrauch“ seien. „Im vergangenen Jahr haben wir historisch hohe Gaspreise im Großhandel gesehen – aufgrund der langfristigen Beschaffungskosten vieler Energieversorger wirken sich diese zum Teil erst mit Verzögerung auf die Endkundenpreise aus“, so Andreae. Energieversorger müssten in der Lage sein, die stark gestiegenen Beschaffungskosten an die Kunden weiterzugeben. (dhe) ●

INTELLIGENTE ZÄHLER

Smart Meter-Gesetz vom Bundesrat final beschlossen

Nachdem das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ bereits im April den Bundestag passiert hatte, sind die Regelungen nun per Bundesratsvotum final in trockenen Tüchern. Im Kern soll die Novelle den Smart Meter-Rollout beschleunigen. Bis 2032, so die Vorgabe, sollen die intelligenten Zähler flächendeckend in Haushalten und Unternehmen einsatzbereit sein. Die finale Fassung greift auch Kritikpunkte des Bundesrates auf.

Der Rollout-Fahrplan sieht nun ab 2025 für alle Verbraucher ab 6.000 bis 100.000 kWh/Jahr sowie Anlagenbetreiber ab 7 bis 100 kW installierter Leistung den Pflichteinbau vor. Bis Ende 2025 müssen mindestens 20 Prozent, bis Ende 2028 mindestens 50 Prozent und bis Ende 2030 mindestens 95 Prozent dieser Fälle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein. Die jährlichen Kosten für den Betrieb der Stromzähler werden für Haushaltskunden auf 20 Euro gedeckelt.

Neu ist das Element des „agilen Rollouts“, wonach der Rollout sofort mit den

bereits zertifizierten Geräten in den meisten Einbaufällen starten kann. Aufwendige Funktionen wie etwa „Steuern und Schalten“ können im Zuge des Rollout-Managements nach einer „Warmlaufphase“ über Anwendungsupdates auf den Smart-Meter-Gateways im Zusammenspiel mit den Backend-Systemen nach und nach freigeschaltet bzw. bereitgestellt werden. Ebenso soll mit diesem Gesetz die – auch EU-rechtlich nicht geforderte – Drei-Hersteller-Regel entfallen, welche bisher für jede Entwicklungsstufe die Zertifizierung von drei voneinander unabhängigen Herstellern erforderte. Ziel ist, dass das Tempo zukünftig vom innovativsten Hersteller bestimmt wird und nicht auf den „technischen Gleichstand von mindestens drei Herstellern“ gewartet werden muss.

Weitere Kernregelung des Gesetzes ist, dass die Stromversorger verpflichtend „dynamische Tarife“ anbieten müssen, damit Verbraucher den Stromverbrauch in kostengünstigere Zeiten mit hoher Erzeugung verlagern können. Bislang galt,

dass lediglich Lieferanten, die mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, ihren Kunden mit intelligentem Messsystem einen dynamischen Stromtarif anbieten mussten. Diese Schwelle entfällt ab 2025. Ab dann müssen sämtliche Lieferanten allen Letztverbrauchern mit intelligenten Messsystemen dynamische Stromtarife anbieten.

Im Zuge der Gesetzgebung wird zudem geregelt, wer welche Daten registrieren und nutzen darf. Smart Meter versenden danach die aufgezeichneten Informationen verschlüsselt, pseudonymisiert – gegebenenfalls sogar anonymisiert – und ausschließlich an berechnigte Empfänger, wie insbesondere Netzbetreiber oder Stromlieferanten. Die Daten dürfen dabei nur für klar umrissene Zwecke verwendet werden und müssen nach ihrer Verarbeitung unverzüglich gelöscht werden, heißt es in der Begründung des Gesetzes. Die IT-Sicherheitsbehörde BSI stellt dabei so genannte BSI-Schutzprofile sowie Technische Richtlinien auf und muss die Anforderungen ständig weiterentwickeln. (dhe) ●

NEUE VERFEHLUNGEN

Habeck schickt Graichen in den einstweiligen Ruhestand

Bislang unbekannte Verstöße gegen die Compliance-Regeln bringen den Wirtschaftsstaatssekretär Patrick Graichen jetzt zu Fall. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hat nun die Reißleine gezogen und in einem kurzfristig anberaumten Pressestatement angekündigt, seinen Staatssekretär, der zuletzt wegen seiner Beteiligung an der Auswahl seines Trauzeugen für den Chefposten bei der dena scharf unter Druck geraten war, in den einstweiligen Ruhestand versetzen zu lassen.

Wie Habeck erklärte, sei man bei tiefergehenden und „kritischen“ Überprüfungen von Anträgen und Förderprojekten, die über Graichens Schreibtisch gingen, nun zu einer anderen Einschätzung gekommen als zuvor. Es gebe zwei Vorgänge, bei denen wohl gegen die Compliance-Regeln verstoßen worden sei, die nun Anlass für eine Entlassung seien. So habe Graichen im vergangenen November eine Förderantragstellung aus einer Liste von drei Projektskizzen gebilligt, bei einer davon handele es sich um ein Projekt vom BUND, Landesverband Berlin,

mit einer Fördersumme von knapp 600.000 Euro. „Allerdings ist im Landesverband die Schwester von Patrick Graichen Vorstandsmitglied und war bis Mai 2022 Landesvorsitzende“, so der Minister. Das Projekt sei als förderwürdig eingestuft worden, Geld sei zwar noch keines geflossen, aber der finale Förderentscheid sei nur noch reine Formsache gewesen. „Diese Vorlage hätte Patrick Graichen laut Compliance-Regeln weder vorgelegt werden dürfen, noch hätte er sie abzeichnen dürfen“, so Habeck weiter.

Darüber hinaus habe die Überprüfung einen weiteren Vorgang offengelegt, der mehr im „Graubereich“ liege. „Es ist die Besetzung der Expertenkommission zum Energiewendemonitoring, bei der Felix Matthes als Experte beauftragt wurde“, ein Vorgang, der schon längere Zeit zurückliege. Aber auch hier komme die Prüfung zum Schluss, dass der „Anschein der Parteilichkeit besser hätte vermieden werden sollen“, und auch hier habe sich die Einschätzung von zuerst entlastend auf nun belastend geändert. „Die Fehler sind unterschiedlich gravierend.

Stehe jeder Fehler für sich allein, würde es eine solche dramatische Konsequenz, wie wir sie heute ziehen, nicht nötig machen. Aber sie sind nun in der Gesamtheit zu sehen“, unterstrich Habeck.

Die Entscheidung, seinen Staatssekretär nun in den einstweiligen Ruhestand zu versetzen, sei eine weitreichende und schwere - „für das Ministerium, für mich und besonders hart für Patrick Graichen“. Er habe große Leistungen für dieses Land erbracht, lobte der Minister seinen Staatssekretär, er habe durch seinen großen Einsatz Deutschland vor einer Gasmangellage bewahrt und maßgeblich dazu beigetragen, eine Wirtschaftskrise abzuwenden. „Er hat die Energiewende wieder flott und Klimaschutz zum Regierungshandeln gemacht.“

Habeck kritisierte scharf, dass Graichen über die angebrachte Kritik an Verfehlungen bei den Compliance-Regeln hinaus angefeindet worden sei, teils durch rechtsextreme Accounts. „Das ist unerträglich, so können und dürfen politische Debatten nicht ausarten“, unterstrich er. (loc) ●



Strommarkt

WINDKRAFT IM WALD

badenova beantragt Genehmigung für fünf Windkraftanlagen im mittleren Schwarzwald

Der Freiburger Versorger badenova will einen weiteren Windpark – „Sirnitz/Dreispiß“ – im mittleren Schwarzwald errichten und hat dazu den Genehmigungsantrag beim zuständigen Landratsamt Breisgau-Hochschwarzwald eingereicht. Die ersten Anlagen will man 2026 am Netz haben.

Im Wald entlang der Kette Dreispitz-Schelling-Sirnitz auf der Gemeindegrenze von Müllheim und Sulzburg sollen die Anlagen des Typs Vesta V-172 mit je 7,2 MW Leistung und einer Gesamthöhe von 261 Metern hochgezogen werden. Die badenova Wärmeplus kalkuliert mit rund 70 Millionen kWh Stromertrag im Jahr.

Die ersten Pachtverträge für drei Anlagen im Bereich Sirnitz hatten zunächst die Gemeinden Heitersheim und Müllheim sowie ForstBW unterzeichnet. Im weiteren Verlauf schlossen sich die Gemeinden Sulzburg und Buggingen an



Foto: badenova

Windturbinen im Badenova-Wald-Windpark Kambacher Eck.

und stellten Flächen für zwei zusätzliche Anlagen im Gebiet Dreispitz bereit.

Bereits 2015 hatte der Gemeindeverwaltungsverband Müllheim-Badenweiler die Flächen als potenzielle Windkraftstandorte ausgewählt, da sie aufgrund des großen Abstandes zu Siedlungen und der Ergebnisse der damaligen Artenschutzuntersuchung besonders gut geeignet erschienen. (dhe) ●

ERNEUERBARE ENERGIEN

Pilotprojekt für „stundengenaue Transparenz“ über Herkunft von EE-Strom gestartet

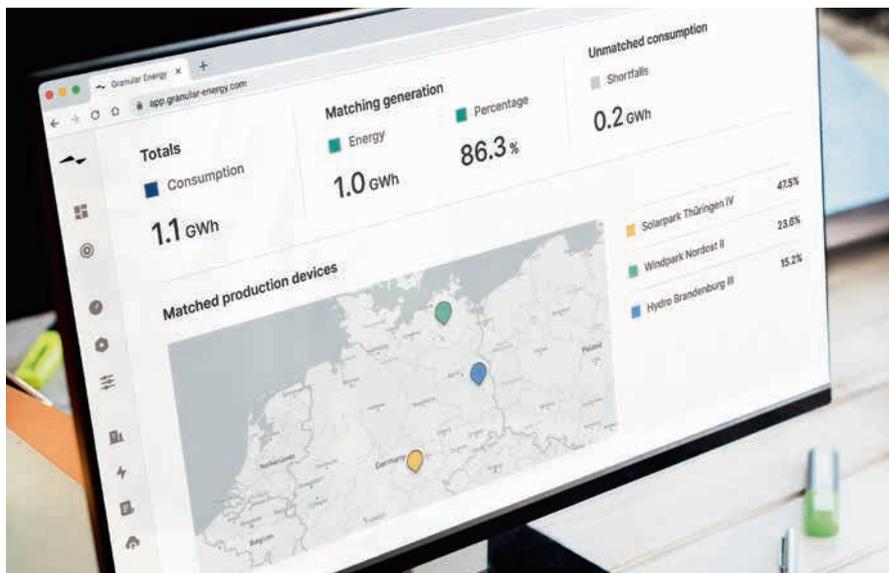


Foto: LichtBlick

Mehrere Unternehmenskunden von LichtBlick können im Rahmen des Projekts über eine von Granular Energy aufgebaute Plattform nachvollziehen, zu welcher Stunde sie Ökostrom aus bestimmten erneuerbaren Erzeugungsanlagen beziehen.

Der Stromanbieter LichtBlick, der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und das Startup Granular Energy haben ein Pilotprojekt gestartet, um die Herkunft von Erneuerbarem-Strom „stundengenau“ transparent zu machen. Mehrere Unternehmenskunden von LichtBlick können nun im Rahmen des Projekts über eine von Granular Energy aufgebaute Plattform nachvollziehen, zu welcher Stunde sie Ökostrom aus bestimmten erneuerbaren Erzeugungsanlagen beziehen. Die dabei erzeugten „granularen Zertifikate“ können im „Energy-Track-and-Trace-Register“ von 50Hertz erworben und verwaltet werden.

„Stündliche Energieverfolgung schafft messerscharfes Preissignal“

Entwickelt wurde das Energy-Track-and-Trace-Register von 50Hertz gemeinsam mit Elia Belgien, dem dänischen Netzbetreiber energinet und dem estnischen Netzbetreiber Elering. Auch das niederländische Zertifizierungsunternehmen VertiCer hat sich angeschlossen. „Auf dem Weg zu 100 Prozent und mehr brauchen wir zusätzliche marktbasierende Instrumente, die die Grünstromeigenschaft stärken und Kunden eine gezielte Anpassung ihres Verbrauchsverhaltens ermöglichen“, kommentierte Dirk Bier-

mann, Geschäftsführer Märkte und Systembetrieb von 50Hertz. Toby Ferenczi, Mitbegründer von Granular, ergänzte, die stündliche Energieverfolgung schaffe „ein messerscharfes Preissignal, das die Investitionen in die Technologien beschleunigen wird, die benötigt werden, um weltweit rund um die Uhr saubere Energie zu liefern“. Die Unternehmen könnten sich damit „genauere Ziele zum Matching von Produktion und Verbrauch setzen. „Dies wird auch finanzielle Anreize für die Zubau von Flexibilitäten und Speicher erzeugen.“

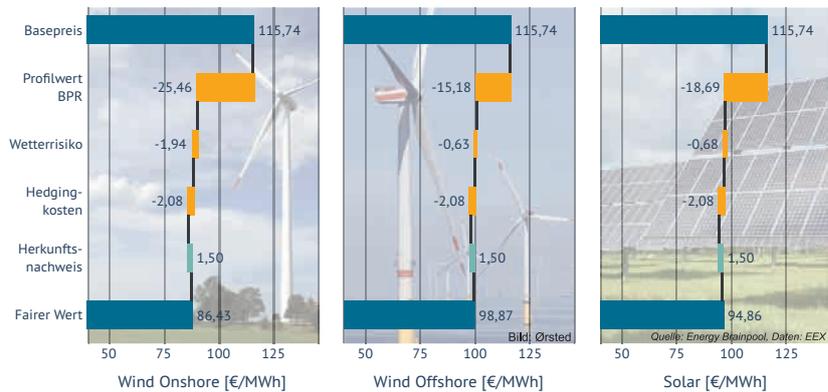
Bislang müssten HKN nur bilanziell im Jahr der Lieferung erstellt werden

Hintergrund des Projekts ist, dass eine Stromlieferung, um in Deutschland als Ökostrom deklariert werden zu können, einen grünen Herkunftsnachweis (HKN) benötigt, der bescheinigt, wann und wo der Strom produziert wurde. Der HKN muss von Stromanbietern zusätzlich zum physikalischen Strom erworben werden. In Deutschland führt das Umweltbundesamt (UBA) das Herkunftsnachweisregister. Allerdings reicht es bislang aus, dass der Nachweis bilanziell im Jahr der Lieferung erstellt wurde. Ein stundengenaues Abgleich zwischen Verbrauch und Produktion ist nicht vorgesehen. (dhe) ●

PPA-Preismonitor vom 17. Mai 2023 von Energy Brainpool für den EID

Mit dem PPA-Preismonitor reagiert der EID auf die wachsende Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA). Um mehr Orientierung zu geben, hat der EID diesen Index angeregt. Das Analyseunternehmen Energy Brainpool ermittelt für den EID wöchentlich einen „fairen Wert“ für Power Purchase Agreements mit einer Laufzeit von fünf Jahren – für Onshore-Windanlagen, Offshore-Windparks und Solaranlagen. Dieser faire Wert eines PPA berücksichtigt neben Strompreis und Profilwert, der so genannten Base-Parity-Ratio (BPR), insbesondere das Wetterrisiko, die Vermarktungskosten und einen Erlös für Herkunftsnachweise.

(eid) ●



Fairer Wert eines PPA mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognose, Bewertung zu Settlementpreisen am 16. Mai 2023.

Quelle: Energy Brainpool

EEX Stromtermine: Phelix-DE Futures – Preise/Volumina

	Settlement-Preis	Anzahl Kontrakte	Volumen	Offene Kontrakte
10. Mai 2023				
Jahr 2024 base	149,48	217	2.073.024	52.096
Jahr 2024 peak	175,25	12	50.304	5.497
Quartal 3/23 base	103,70	311	889.824	121.074
Quartal 3/23 peak	112,82	26	53.040	13.719
Juni 23 base	93,37	534	517.680	148.070
Juni 23 peak	97,28	20	22.704	17.124
11. Mai 2023				
Jahr 2024 base	149,77	244	2143296	52333
Jahr 2024 peak	175,42	8	25152	2213
Quartal 3/23 base	102,97	245	675648	121429
Quartal 3/23 peak	111,5	5	14820	13739
Juni 23 base	92,44	0	0	152071
Juni 23 peak	93,74	0	0	18108
12. Mai 2023				
Jahr 2024 base	145,57	172	1.756.800	52.536
Jahr 2024 peak	172,58	12	37.728	5.523
Quartal 3/23 base	99,57	310	823.584	121.755
Quartal 3/23 peak	107,54	5	11.700	13.763
Juni 23 base	92,18	614	585.360	150.006
Juni 23 peak	94,75	27	25.344	17.329
15. Mai 2023				
Jahr 2024 base	138,74	459	4.479.840	53.052
Jahr 2024 peak	167,11	16	75.456	5.559
Quartal 3/23 base	98,90	449	1.243.104	122.162
Quartal 3/23 peak	107,73	10	25.740	13.807
Juni 23 base	90,52	747	667.440	151.258
Juni 23 peak	95,19	12	12.144	17.375
16. Mai 2023				
Jahr 2024 base	136,57	333	3.294.000	53.459
Jahr 2024 peak	164,14	15	75.456	5.588
Quartal 3/23 base	98,67	393	1.028.928	122.778
Quartal 3/23 peak	107,69	8	9.360	13.860
Juni 23 base	89,96	833	753.840	152.434
Juni 23 peak	93,25	19	14.256	17.530

Preise in Euro/MWh; Volumen in MWh

MARKTKOMMENTAR

Frontjahr mit Gas und Kohle auf Talfahrt

Untypisch für eine verkürzte Handelswoche sind die Notierungen im Spothandel zur Mitte der KW 20 wieder gestiegen. Zuvor hatten hohe Windeinspeisungen Druck auf die Spotpreise ausgeübt und den Day-Ahead Baseload kontinuierlich unter 80 Euro/MWh gehalten. Zur Wochenmitte flauten dann die Windprognosen aber ab, und auch wenn die Nachfrage durch den Himmel-fahrtstag und den sich anschließenden Brückentag schwächer ausfiel, reichte dies, um im Markt ein neues Preissignal zu setzen. Im Terminmarkt sorgen indes sinkende Brennstoffpreise sowie steigende Rezessionsorgen für negative Stimmung. Das Strom-Frontjahr Baseload gab im Beobachtungszeitraum um fast 13 Euro auf 136,57 Euro/MWh nach. Sinkende Ölpreise und die Aussicht auf weiter steigende Zinsen deuten derzeit an, dass sich die wirtschaftliche Erholung nicht wie erhofft so schnell einstellen wird. Allerdings hätten auch die schwachen Spotpreise den Terminmarkt belastet, berichteten Marktbeobachter. Nach unten hin dürfte das Cal23 aber bei 130 Euro/MWh derzeit gut abgesichert sein.

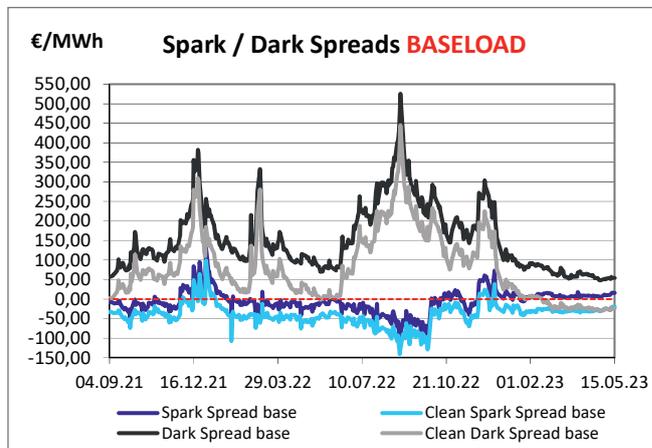
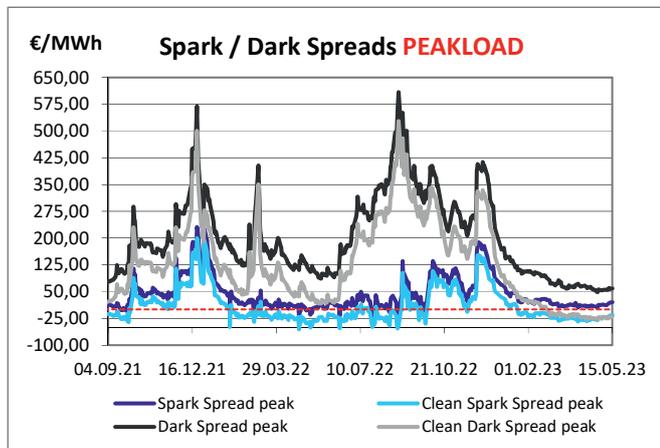
(kec) ●



EID Kraftwerk-Spreads

Deutsche Erzeugungs-Bruttomargen Month-ahead

(tagesaktuelle Spreads unter www.eid-aktuell.de)



Grafiken: EID

Deutsche Kraftwerks-Spreads vom 15.05.2023 – in Euro je MWh

PEAKLOAD	Spark Spread	+/- 10.05.23	Clean Spark Spread	+/- 10.05.23	Dark Spread	+/- 10.05.23	Clean Dark Spread	+/- 10.05.23
Monat 1	20,70	4,43	-14,88	5,46	58,48	3,03	-19,56	5,29
Monat 2	25,91	1,97	-9,68	3,00	65,53	-0,98	-12,52	1,28
Quartal 1	29,71	1,98	-5,87	3,02	71,64	-2,46	-6,41	-0,20
Quartal 2	37,22	-20,18	1,64	-19,15	129,22	-7,45	51,17	-5,18
Jahr 1	48,24	2,90	12,66	3,93	128,20	-5,10	50,15	-2,84
Jahr 2	42,68	0,55	7,10	1,58	112,95	-1,04	34,91	1,22

BASELOAD	Spark Spread	+/- 10.05.23	Clean Spark Spread	+/- 10.05.23	Dark Spread	+/- 10.05.23	Clean Dark Spread	+/- 10.05.23
Monat 1	16,03	3,67	-19,55	4,70	53,81	2,27	-24,23	4,53
Monat 2	18,73	2,09	-16,86	3,12	58,35	-0,86	-19,70	1,40
Quartal 1	20,88	2,27	-14,70	3,31	62,81	-2,17	-15,24	0,09
Quartal 2	2,67	-20,53	-32,91	-19,50	94,67	-7,80	16,62	-5,53
Jahr 1	19,87	0,30	-15,71	1,33	99,83	-7,70	21,78	-5,44
Jahr 2	13,81	-1,61	-21,77	-0,58	84,08	-3,20	6,04	-0,94

EID-Berechnungen. Preisdaten: EEX. Den Spreadberechnungen zugrunde liegende Strompreise sind in der oberen Tabelle Peakload- und in der unteren Tabelle Baseload-Notierungen. Die Gaspreise gelten für das Marktgebiet THE. Die Spark Spreads (Brutto-Marge Gas) berechnen sich für ein Muster-Gaskraftwerk mit 49,13 Prozent Wirkungsgrad; für Dark Spreads (Steinkohle-Kraftwerk) gilt ein Wirkungsgrad von 38 Prozent. Die Clean Spreads bilden sich aus der Differenz aus Brennstoffpreis einschließlich CO₂-Preis und Strompreis.

KRAFTWERKS-STANDORT JÄNSCHWALDE

LEAG und Veolia beenden Kooperation bei Ersatzbrennstoffanlage

Die Zusammenarbeit zwischen dem Cottbusser Energieversorger LEAG und dem Entsorger Veolia bei der geplanten Ersatzbrennstoffanlage (EVA) in Jänschwalde findet ein Ende. Zu unterschiedlich beurteilt man die Investitionsgrundlagen.

Beide Unternehmen hätten anderslautende Einschätzungen zu konjunkturellen, regulatorischen sowie energie- und abfallwirtschaftlichen Entwicklungen, auch vor dem Hintergrund des Ukrai-

nekriegs. Die verschiedenen Ansichten führen dazu, dass man die Grundlagen zu Investitionen in die EVA Jänschwalde unterschiedlich beurteilt. Trotz einer „intensiven Befassung“ mit den „Möglichkeiten zur Anpassung und Optimierung des Projekts“ sei keine gemeinsame Grundlage mehr zustande gekommen. Die Trennung der Joint-Venture-Partner erfolgt im gegenseitigen Einvernehmen, so LEAG in einer Mitteilung.

Zugleich erklärt der Energieversorger, dass die energetische Verwertung von Abfällen am Standort Jänschwalde „weiterhin eine Säule der langfristigen Standortentwicklung über den Kohleausstieg hinaus“ bleibe. Daher wolle man nun andere Unternehmen aus der Entsorgungsbranche für dieses Projekt gewinnen und es gemeinsam mit ihnen neu aufstellen. Geplant ist, die EVA 2027 oder 2028 in Betrieb zu nehmen. (jr) ●

STROM-SPEICHER

Axpo übernimmt großes Batterie- und PV-Projekt in Schweden

Der Schweizer Versorger Axpo hat ein Batteriespeicher-Projekt im schwedischen Filipstad von Projektentwickler „Sustainable Energy Solutions Sweden“, kurz: SENS, erworben. Die 25 MW-Lithium-Ionen-Anlage soll zur Erbringung von Netz-Systemdienstleistungen und zum Ausgleich von Preisspitzen eingesetzt werden. Anfang 2024 will man mit dem Bau des Speichers beginnen. Am gleichen Standort wollen die Schweizer zudem eine 20 MW-Freiflächen-Solaranlage weiterentwickeln, die ebenfalls be-

reits von der schwedischen SENS initiiert worden war. SENS soll an der weiteren Projektentwicklung beider Anlagen beteiligt bleiben. Über den Kaufpreis haben die Parteien Stillschweigen vereinbart.

„Wir erwerben zwei wichtige Projekte von SENS, die wir von hier aus mitentwickeln können – Batteriespeicher und Solarenergie werden im Strommix künftig immer wichtiger“, kommentierte Frank Amend, Leiter Batteries & Hybrid Systems bei Axpo, die Übernahme.

SENS-CEO Henrik Boman ordnete das Vorhaben ein: „Dieses Projekt stellt einen der größten Solar- und Batterieparcs Schwedens dar“.

Strategisch will SENS bis 2030 „eine erhebliche Menge an Speicherkapazität in Europa“ aufbauen, betonen die Schweizer. Ziel sei die Vermarktung im internationalen Energiehandel - für eine „optimale Auslastung der Speicher in der Systemdienstleistung und im Spotmarkthandel“, wie es heißt. In Schweden ist Axpo seit 2005 aktiv. (dhe) ●

EUROPÄISCHES STROMMARKTDESIGN

EU-Parlament mit Kommissions-Vorschlag zum Strommarktdesign im Grundsatz einverstanden

Der Energieausschuss des EU-Parlaments (ITRE) stimmt am 19. Juli über einen Bericht zur Reform des Strommarktdesigns ab. Die hatte die EU-Kommission Mitte März zur Entkopplung der Strom- von den Gaspreisen vorgelegt. Dabei handelt es sich um Änderungen von vier EU-Vorschriften. Geändert werden sollen die EU-Stromverordnung und die EU-Stromrichtlinie aus dem Jahre 2019 sowie die ACER-Verordnung aus dem Jahre 2019 und die Verordnung aus dem Jahre 2011 gegen Marktmissbrauch und Insiderhandel (Remit).

Kritik: Im EU-Kommission-Vorschlag kommt der Verbraucherschutz zu kurz
Zuständig für die vier Gesetzesänderungen im EU-Parlament ist der spanische EU-Abgeordnete González Casares von der sozialistischen Fraktion (S+D). Wie seinem 123-seitigen Berichtsentwurf zu entnehmen ist, der der Redaktion vorliegt, ist er grundsätzlich mit dem Vorschlag der EU-Kommission einverstanden. Allerdings reiche der nicht aus, um Strom billiger zu machen, die Volatilität zu verringern, die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern, und das Wachstum erneuerbarer Energien zu beschleunigen. Insbesondere kommt ihm in dem Vorschlag der EU-Kommission der Verbraucherschutz zu kurz.

Er schlägt vor, bei der Verteilung der staatlichen Einnahmen aus den Zwei-Wege-Differenzverträgen (CfDs) denjenigen Verbrauchern Vorrang zu geben, die sie

am meisten benötigen. In Krisensituationen, also wenn die Strompreise sehr hoch sind und die Erzeuger dem Staat eine große Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Ausübungspreis zahlen müssen, was diesem Einkommensüberschuss verschafft, fordert er auch, die stromintensive Industrie damit zu unterstützen.

Was die zwischen einem Verbraucher und einem Erzeuger geschlossenen Stromabnahmeverträge (PPAs) angeht, verlangt er mehr Transparenz. Denn der Markt für PPAs sei derzeit auf große Unternehmen und vertikal integrierte Energieunternehmen beschränkt. So sollte eine europäische Datenbank errichtet werden, auf der die Daten über den PPA-Markt gesammelt werden. Um den Markteintritt kleinerer Akteure zu erleichtern, sollten die Transaktionskosten durch eine Standardisierung von PPAs gesenkt werden. Überdies sollten PPAs auf einer europäischen Plattform gehandelt werden.

Der ITRE-Ausschuss erörtert seinen Bericht am 23. Mai. Bis zu diesem Tag können Mitglieder des Ausschusses Änderungsanträge einreichen. Die Grünen im Ausschuss kritisieren Casares Bericht. Er wolle die Marktregeln so verdrehen, dass bei allen neuen Windparks und So-



Foto: EU

EU-Parlamentarier sehen PPAs vor allem bei großen, integrierten Energieunternehmen konzentriert.

laranlagen Gewinne abgeschöpft werden, während Gas und Kohle weiter profitierten, so der deutsche EU-Abgeordnete Michael Bloss in einer Stellungnahme. Die Grünen im EU-Parlament stört vor allem am Kommissionsvorschlag, mit dem Casares grundsätzlich einverstanden ist, dass für Atomenergie die gleichen Rahmenbedingungen wie für Erneuerbare gelten sollen.

Die 27 EU-Energieministerinnen und -minister hatten auf ihrem letzten Treffen am 28. März, als sie eine allgemeine Ausrichtung zur Gasmarkt-Reform erzielten, zur Strommarkt-Reform lediglich eine erste Grundsatzdebatte geführt. Aber die schwedische Ratspräsidentschaft, die bis zum 30. Juni läuft, will noch bis dahin eine Position zu den Strommarkt-Reformvorschlägen der EU-Kommission erzielen. (rl) ●



MARKTKOMMENTAR

Die preisliche Schere im Gashandel schließt sich

Erstmals seit Anfang April sind im Gashandel die längerfristigen Terminpreise wieder stark gefallen. Vor allem bei Winter 23 ging es bergab. 6,00 Euro/MWh verlor das Produkt im Wochenvergleich. Aber auch die Preise für Sommer 24, Winter 24 und Cal 24 gaben deutlich nach.

Ein Analyst gibt Gewinnmitnahmen als Grund für den Preisverfall an. Irgendwann musste sich die Schere zwischen den kontinuierlich schwächeren Preisen für alle Kontrakte bis zum Ende des Sommers 2023 und den immer fester werdenden Preisen am längeren Ende der Kurve schließen. Der extrem hohe Spread macht Verkäufe im Terminmarkt attraktiv. Selbst der letzte Marktteilnehmer, der Speicherpositionen noch nicht verkauft und abgesichert hatte, bekam sehr hohe Anreize dies zu tun. Ein Händler sagte, viele Speicherpositionen seien lange „offen“ gewesen. Der starke Rückgang für Winter 23 hatte dann natürlich auch Konsequenzen für die folgenden Produkte, um die Preisspreads in einer Balance zu halten. Ob sich der Abwärtstrend fortsetzt, bleibt abzuwarten. An der fundamentalen Einschätzung eines möglichen „engen“ Winters 23 hat sich natürlich nichts geändert.

Analysten richten ihre Blicke nach Asien

Im kurzfristigen Handel bleibt der Abwärtstrend intakt: „Das Wochenende wird schon mit knapp über 30,00 Euro/MWh gehandelt, schrieb schon am Montag der KW 20 ein Händler. Dies galt für die TTF, an der der Day-Ahead etwas billiger als am THE VHP ist. Der Day-Ahead Preis bewegt sich zwar an beiden Hubs auf die Marke zu, aber bisher wurde sie noch nicht nachhaltig unterschritten. Dies könnte aber schnell passieren, wenn nicht eine höhere Nachfrage aus Asien einsetzt, was einige Marktteilnehmer erwarten: „Sehr warme Temperaturen werden für Japan und Südkorea vorhergesagt“, schreiben die Analysten eines Versorgers.“

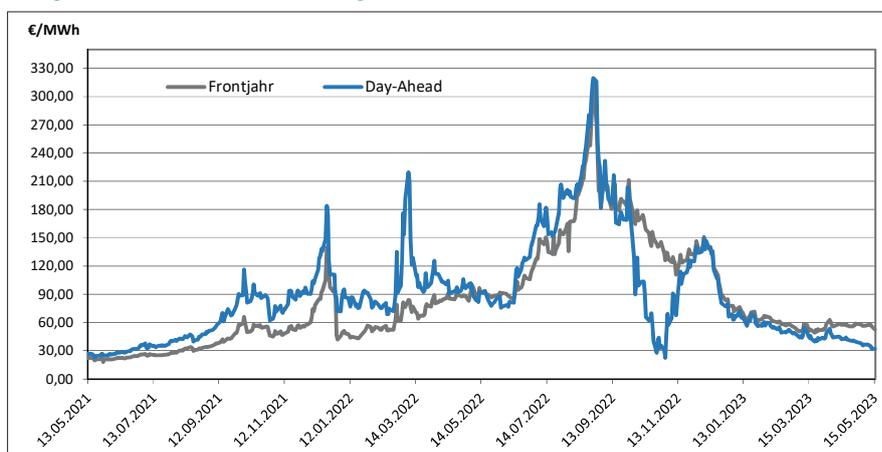
(mhl) ●

Füllstände europäischer Erdgasspeicher – 14.05.2023

Hub-Region*	Speicherfüllstand aktuell ¹⁾	Speicherfüllstand Vorwoche ¹⁾	Saldo Ein-/Ausspeicherung ²⁾	Gesamtkapazität aktuell ¹⁾	Auslastung aktuell in %
Deutschland	175,4794	171,9639	3,5155 ▲	250,4476 ▶	70,07
Österreich	69,5343	68,4622	1,0721 ▲	96,9420 ▶	71,73
Belgien	4,1242	3,9343	0,1899 ▲	7,6100 ▶	54,19
Bulgarien	4,8246	4,7157	0,1089 ▲	5,8025 ▶	83,15
Tschechien	27,3267	26,3565	0,9702 ▲	44,3407 ▶	61,63
Dänemark	7,1609	7,2531	-0,0922 ▼	9,8450 ▶	72,74
Frankreich	60,8238	56,7233	4,1005 ▲	133,6026 ▶	45,53
Ungarn	34,4759	33,7185	0,7574 ▲	69,7027 ▶	49,46
Italien	135,0511	131,9468	3,1043 ▲	193,4434 ▶	69,81
Niederlande	91,4615	89,6382	1,8233 ▲	142,4411 ▶	64,21
Polen	19,1748	19,3679	-0,1931 ▼	37,5433 ▶	51,07
Slowakei	24,3110	23,8559	0,4551 ▲	37,1376 ▶	65,46
Spanien	31,3870	31,2370	0,1500 ▲	34,0904 ▶	92,07
Gesamt*	719,3173	720,4667	-1,1494 ▼	1.128,2534 ▶	63,75
Ukraine	52,4692	51,5403	0,9289 ▲	319,8600 ▼	16,40
UK	4,3837	4,4911	-0,1074 ▼	9,8236 ▶	44,62

Quelle: gie; ¹⁾ in TWh; ²⁾ in GWh/d. Werte zum Teil vorläufig; * Länderauswahl, Gesamt-Wert für EU27

Erdgaspreise Marktgebiet Trading Hub Europe – Day-Ahead und Frontjahr



Erdgas-Stichtagsnotierungen THE und Abweichungen zu TTF

Euro je MWh	15.05.2023	10.05.2023	Veränderung	Abweichung TTF/THE 15.05.
Day-Ahead	32,066	35,543	-3,477 ▼	-0,885
Juni 2023	33,010	35,899	-2,889 ▼	-0,600
Q3/2023	34,575	37,710	-3,135 ▼	-0,625
Winter 2023	50,180	56,185	-6,005 ▼	-1,240
Sommer 2024	51,059	55,526	-4,467 ▼	-1,542
Winter 2024	54,865	58,598	-3,733 ▼	-1,625
Sommer 2025	45,195	46,800	-1,605 ▼	-1,525
Cal 2024	52,677	57,570	-4,893 ▼	-1,625
Cal 2025	48,280	50,124	-1,844 ▼	-1,700

Quelle: EEX Group, eigene Berechnungen

WASSERSTOFF

Linde-Werk Aschaffenburg produziert und nutzt Wasserstoff für die Intralogistik

Linde Material Handling (MH) setzt im Werk Aschaffenburg auf Brennstoffzellen-Stapler und produziert dafür vor Ort Wasserstoff. So will das Unternehmen Erfahrungen mit der Thematik sammeln, um sie später Kunden bei zukünftigen Materialflussprojekten zugutekommen zu lassen.

Die 21 Elektrogegengewichtstapler mit Brennstoffzellenhybridsystem, davon zwölf Linde E50 mit fünf Tonnen Tragfähigkeit sowie neun Linde E35 mit 3,5 Tonnen Tragfähigkeit, ersetzen bisher eingesetzte Modelle mit Verbrennungsmotor. Wie Linde mitteilt, übernehmen sie als Teil der Werksflotte unter anderem das Be- und Entladen von Lkw und die Versorgung der Montagebänder mit großen und schweren Komponenten. Das sind beispielsweise Gegengewichte, vormontierte Rahmen oder Fahrer кабинен.

Die Produktionsanlage für den benötigten Wasserstoff entstand in einer Bauzeit von elf Monaten auf einer 280 m² großen Bestandsfläche an einer verkehrsgünstigen Stelle innerhalb des Fertigungs- und Montagewerks. Der eingesetzte Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyseur ist auf eine Produktionsmenge von 50 kg Wasserstoff pro Tag eingestellt.

Nach der Aufspaltung von gereinigtem und deionisiertem Trinkwasser in Sauerstoff und Wasserstoff wird letzterer in einem weiteren Container stufenweise auf 450 bar komprimiert und über Rohrleitungen und Ventile in einen Hochdruckspeicher (Kapazität: 120 kg H₂) verlagert. Ein softwaregesteuertes Ventilsystem regelt die Zuleitung zum Dispenser, der Zapfsäule, an der die Mitarbeiter die Fahrzeuge zum Nachtanken anschließen.

H₂ für innerbetrieblichen Materialfluss
Wasserstoff werde auch für Anwendungen in der Intralogistik künftig eine bedeutende Rolle spielen, zeigte sich Stefan Prokosch, Markenverantwortlicher bei Linde MH überzeugt. So sei neben der potenziellen Klimaneutralität vor allem das schnelle Betanken der Flurförderzeuge bei Mehrschichtensätzen ein großer Vorteil. „Eine dreiminütige Betankungszeit entspricht einer vergleichbaren Ladeleistung von ca. 480 kW“, so



Foto: Linde Material Handling

Prokosch. Daher ist es das Ziel, mit dem Projekt vor Ort Erfahrungen zu sammeln und Expertenwissen aufzubauen, um Kunden beim Einsatz von Wasserstoff in Materialflussprozessen beraten und begleiten zu können. „Wir wollen die gesamte Bandbreite an Energieversorgungslösungen im Portfolio haben, um unseren Kunden die für sie beste Lösung anzubieten“, erklärte der Manager, denn: „Keiner weiß heute so genau, wohin die Reise am Ende tatsächlich geht.“

Das Vorhaben wurde durch den Bund gefördert, durch NOW koordiniert und den Projektträger Jülich umgesetzt. 2,8 Millionen Euro flossen in die Planung und Errichtung der H₂-Infrastruktur. (jr) ●

„RHEINLANDKOOPERATION“ IST SCHRITT WEITER

RheinEnergie übernimmt Anteile an Stadtwerken Duisburg

Die so genannte Rheinlandkooperation, bei der sich unter anderem die Kommunalversorger aus Duisburg und Köln vernetzen und die am 1. April grünes Licht vom Bundeskartellamt erhalten hatte, ist einen Schritt weiter. Im Zuge der Kooperation wollen zum einen die E.ON-Tochter Westenergie und RheinEnergie Stadtwerke-Beteiligungen im Rheinland in die Kölner rhenag einbringen – an der rhenag soll die RheinEnergie dafür künftig mit 54,4 Prozent und die Westenergie mit 45,6 Prozent beteiligt sein. Zum anderen, und hier gibt es nun aktuell die Veränderung, soll die Westenergie ihre Anteile an den Stadtwerken Duisburg an die RheinEnergie übertragen (während Westenergie ihre Beteiligung an der RheinEnergie von bislang 20 auf nun 24,2 Prozent erhöht).

Diese Übertragung der 20-prozentigen Beteiligung der Westenergie an den Stadtwerken Duisburg an die Kölner RheinEnergie ist nun abgeschlossen.

Verbunden mit dem Anteilswechsel sei nun „eine stärkere Kooperation zwischen der RheinEnergie und den Stadtwerken Duisburg“ ermöglicht. Beide Versorger wollten „vor allem ihre Erfahrungen und Kompetenzen bei Energiedienstleistungen für smarte Quartiere, beim Ladesäulenausbau sowie im Bereich der Messdienstleistungen einbringen“, heißt es von den Unternehmen. Während zudem die Stadtwerke Duisburg und die RheinEnergie bereits gemeinsame Windparkgesellschaften betreiben, wollen sie nun ihre Zusammenarbeit auch auf die Photovoltaik – insbesondere die Projektentwicklung von Photovoltaik-Freiflä-

chenanlagen in Deutschland – ausweiten.

„Als Versorgungsunternehmen in einer Großstadt beschäftigen uns die gleichen Themen und wir stehen vor ähnlichen Chancen und Herausforderungen“, kommentierte den Anteilsübergang Marcus Wittig, Chef der Stadtwerke Duisburg. Entlang der Rheinschiene schaffe der Gesellschafterwechsel „eine weitere Basis, um die regionale Kooperation zu stärken und zu erweitern“. RheinEnergie-Chef Andreas Feicht ergänzte, „die Städte Köln und Duisburg liegen im Zentrum einer der wirtschaftlich stärksten Regionen Europas, der Metropolregion Rhein-Ruhr – mit der Kooperation erreichen wir eine bessere Marktdurchdringung und damit auch Wachstum für beide Unternehmen“. (dhe) ●



Wärmemarkt

evm installiert H₂-ready-BHKW in Lahnsteiner Wohnquartier



Foto: evm

Im so genannten Rheinquartier in Lahnstein hat die Energieversorgung Mittelrhein, kurz: evm, zur künftigen Wärmeversorgung ein neues Blockheizkraftwerk installiert, das bereits auf den Einsatz von Wasserstoff vorbereitet ist. „Das bedeutet, dass es möglich ist, das BHKW in Zukunft auch mit grünem Wasserstoff zu betreiben und die Wärmeversorgung CO₂-frei zu gestalten“, erläuterte Peter Nebenführ, Projektleiter bei der evm. Die Anlage laufe aber auch auf Biogas.

Die neue Strom- und Wärmeerzeugungsanlage kommt auf einen Gesamtwirkungsgrad von rund 90 Prozent, heißt es weiter. „Dadurch und durch den Einsatz erneuerbarer Energien können künftig nennenswerte CO₂-Mengen eingespart werden“, so Nebenführ. Die evm ist im Rheinquartier unter anderem für die Wärmeversorgung von 120 Gebäuden mit rund 350 Wohneinheiten zuständig. (dhe) ●

EFFIZIENTE WÄRMEVERSORGUNG

NRW zeichnet drei Siedlungen als „Klima-Quartiere“ aus

In den NRW-Kommunen Bergneustadt, Duisburg und Lippstadt entstehen drei „klimafreundliche“ Wohn-Quartiere. Eine Jury unter Vorsitz des Düsseldorfer Wirtschaftsministeriums hat diese Siedlungen mit dem Titel „KlimaQuartier.NRW“ ausgezeichnet. Es entstehen insgesamt rund 300 Wohneinheiten. Eine effiziente Dämmung und möglichst emissionsfreie Wärmeversorgung seien Voraussetzung für eine Auszeichnung. Weitere Kriterien seien ein Hausbau mit wiederverwertbaren Baustoffen und ein klimagerechtes Mobilitätskonzept. (hwb) ●

HEIZÖLMARKT

„Allgemein rege Heizölnachfrage“

Im wöchentlichen Vergleich haben sich die Angebotspreise für Heizöl-Lieferungen in Deutschland seitwärts entwickelt. In der Umfrage des EID unter Händlern sprachen diese von einer allgemein regen Nachfrage aufgrund der inzwischen deutlich nach unten korrigierten Preise. Derzeit befinden sich diese wieder auf dem Niveau von Februar 2022, als die russische Invasion der Ukraine noch bevorstand. (jr) ●

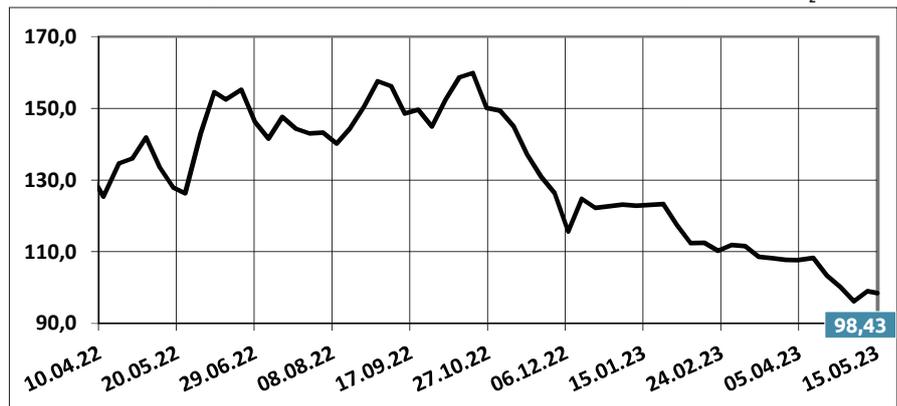
Heizölpreise nach Städten

Durchschnittliche Angebotspreise für HEL-Lieferungen von 1.000, 3.000 und 5.000 Liter (Premium-Qualität) frei Verwendertank, alles je 100 Liter, in Euro einschließlich Mehrwertsteuer, EBV, IWO und CO₂-Steuer am 16.05.2023:

Stadt	1.000 l		3.000 l		5.000 l	
Kiel	117,53	▲	103,30	▲	100,73	▲
Rostock	108,96	▲	100,23	▲	97,45	▲
Lübeck	107,81	▲	98,83	▲	96,94	▲
Hamburg	115,12	▲	102,88	▲	100,78	▲
Bremen	110,13	▼	101,01	▼	98,83	▼
Berlin	107,68	▲	96,93	▼	92,70	▼
Hannover	109,45	▼	98,93	▼	96,50	▼
Cottbus	109,70	▼	98,23	▼	95,66	▼
Leipzig	106,65	▼	99,00	▼	97,75	▼
Düsseldorf	107,43	▼	96,93	▲	95,42	▲
Dresden	108,80	▼	100,35	▼	99,65	▲
Frankfurt	104,88	▲	93,80	▲	91,87	▲
Karlsruhe	103,00	▲	93,08	▲	91,67	▲
Stuttgart	105,73	▲	95,60	▲	94,20	▲
München	100,68	▼	92,53	▼	90,88	▼
Bundesdurchschnitt	108,50	▲	98,43	▼	96,37	▼

Heizölpreis im Bundesdurchschnitt

Durchschnittlicher Angebotspreis für HEL-Lieferungen von 3.000 Liter (Premium-Qualität) frei Verwendertank je 100 Liter, einschließlich Mehrwertsteuer, EBV, IWO und CO₂-Steuer:



Quelle: EID-Erhebung; Excel-Download unter www.eid-aktuell.de

BATTERIESPEICHER

Northvolt sichert sich zusätzliche Bundes- und Landesförderung für deutsche Gigafabrik

Das Bundeswirtschaftsministerium und das Land Schleswig-Holstein werden den Bau einer Akkufabrik des skandinavischen Herstellers Northvolt mit zusätzlichen Geldern fördern. Man wolle „in Zeiten des wachsenden globalen Wettbewerbs direkte Anreize für die Ansiedlung von Schlüsseltechnologien, wie z.B. Batteriezellen, in Deutschland setzen“.

Batterien für 100.000 E-Autos pro Jahr

Die bewilligten Mittel würden eine milliardenschwere private Investition freisetzen, die 3.000 direkte Arbeitsplätze vor Ort und Tausende weitere in der umliegenden Industrie und im Dienstleistungssektor schaffen wird. Das teilen Northvolt, das Bundeswirtschaftsministerium und das Land Schleswig-Holsteinisch in einer gemeinsamen Pressemitteilung mit.

Bereits vor einem Jahr, im Mai 2022, hatte das BMWK einen Förderbescheid von mehr als 155,4 Millionen Euro an Northvolt übergeben. Es handelte sich dabei um eine Zuwendung im Rahmen der Bemühungen um den Aufbau einer gesamteuropäischen Batteriezellproduktion (Important Projects of Common European Interest, kurz IPCEI). Derzeit werde nun eine Förderung in noch nicht genannter Höhe auf der Grundlage des „Temporary Crisis and Transition Framework“ (TCTF) vorbereitet.

Unter der Bezeichnung „Northvolt Drei“ sollen im Bereich der Stadt Heide (Schleswig-Holstein) ab 2025 die ersten Lithium-Ionen-Batterien produziert werden, teilte Northvolt bereits im März

2022 mit. Im Februar 2022 hatte das Unternehmen eine Absichtserklärung zum mit dem Land Schleswig-Holstein abgeschlossen.

Wie der Name andeutet, wird es sich um das dritte Werk des Konzerns handeln. Den Standort in Norddeutschland habe man bewusst ausgewählt, um von der Nähe zu regenerativen Stromerzeugungsarten, wie der Windkraft, zu profitieren. Im Endausbau werde die Fabrik eine der größten Batteriezell-Fertigungsstätten in Deutschland sein. Die geplante jährliche Produktionskapazität liegt bei 60 GWh. Damit sollen rund eine Million Elektrofahrzeuge pro Jahr bedient werden können.

Vorhaben stand zwischenzeitlich auf wackeligen Beinen

Anfang Mai dieses Jahres haben die beiden Standortgemeinden Lohe-Rickelshof und Norderwöhrden nun beschlossen, in die nächste Phase des Genehmigungsverfahrens einzutreten. Neben dem Notifizierungsverfahren bei der EU-Kommission werden nun die vorbereitenden Arbeiten vor Ort für den Bau der Fabrik und die endgültige Baugenehmigung vorangetrieben. Ziel ist es, diese Voraussetzungen in diesem Jahr zu schaffen, damit die Bauarbeiten beginnen können und die Auslieferung von Batteriezellen im Jahr 2026 beginnen kann.



Foto: Northvolt

So könnte die künftige Batteriezell-Fertigungsstätte von Northvolt in Schleswig-Holstein aussehen.

Zwischenzeitlich hatte das Unternehmen aufgrund der stark gestiegenen Strompreise im Laufe der Energiekrise vergangenes Jahr den ursprünglichen Zeitplan für die Umsetzung des Projekts in Frage gestellt. Gegenüber der Frankfurter Allgemeinen Sonntagszeitung hatte Northvolt-Chef Peter Carlsson eingeräumt, dass sich die geplante Investition von bis zu 4,5 Milliarden Euro verzögern könne.

„Mit den aktuellen Strompreisen sehen wir die Wirtschaftlichkeit von energieintensiven Projekten in Deutschland gefährdet“, so der Manager damals. Man sei nun an einem Punkt, an dem einer Expansion in den USA möglicherweise der Vorrang gegenüber Europa gegeben werden müsse, auch, weil dort höhere Förderungen möglich seien. Nach „sehr intensiven Gesprächen mit der Landes- und der Bundesregierung“ sowie der Preisrückgänge im Energiehandel konnte das Unternehmen letztendlich umgestimmt werden. (jr) ●

STADTWERKE MÜNSTER / GERICHTLICHER VERGLEICH

Bundeswehr zieht Einwände gegen Windprojekt in Lemgo zurück

Im Klageverfahren der Stadtwerke Münster gegen den Kreis Lippe, der die Genehmigung einer Windanlage abgelehnt hatte, haben sich die Parteien auf einen Vergleich geeinigt, nachdem die Bundeswehr zuvor erhobene Einwände gegen die Anlage zurückgezogen hat. Die Stadtwerke hoffen nun auf baldige Genehmigung.

Der Kreis hatte dem kommunalen Versorger den Bau der Anlage verweigert, da die Luftaufsichtsbehörde auf ei-

nen Sicherheitskorridor für Hubschraubertiefflüge der Bundeswehr, der sich am geplanten Standort der Windenergieanlage befindet, bestanden hatte. Im Flächennutzungsplan hingegen ist das Gebiet als Windvorrangzone ausgewiesen. Vier vergleichbare Windenergieanlagen befanden sich bereits in unmittelbarer Nähe, drei davon ebenfalls im Sicherheitskorridor für Hubschraubertiefflüge, argumentierten die Stadtwerke.

Stadtwerke-Geschäftsführer Sebastian Jurczyk begrüßte die Vergleichslösung als „positives Signal für den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien“. „Es war die richtige Entscheidung, die Ablehnung unseres Genehmigungsantrags gerichtlich überprüfen zu lassen.“ Die Einigung zeige, „dass sich die Interessen von Landes- und Versorgungssicherheit in Einklang bringen“ ließen, so Jurczyk. (dhe) ●

Mobilität

ELEKTROMOBILITÄT

IEA sieht auch 2023 weiter hohe Dynamik bei E-Auto-Absatz

Der globale Hochlauf der Elektromobilität wird von drei Märkten dominiert: China, Europa und den USA. Allerdings sind auch die Schwellenländer immer mehr im Kommen, wie eine aktuelle Analyse der Internationalen Energieagentur (IEA) zeigt.

Die Märkte für Autos mit Elektroantrieb verzeichnen ein exponentielles Wachstum. Im Jahr 2022 haben die weltweiten Verkäufe die Marke von 10 Millionen überschritten. Insgesamt 14 Prozent aller weltweit verkauften Neuwagen waren im Jahr 2022 elektrisch, gegenüber rund 9 Prozent im Jahr 2021 und weniger als 5 Prozent im Jahr 2020. Dies geht aus dem jetzt von der International Energy Agency (IEA) vorgelegten Bericht „Global EV Outlook 2023“ hervor.

Drei Märkte dominierten den globalen Absatz. Spitzenreiter war erneut China mit einem Anteil von rund 60 Prozent am weltweiten Absatz von Elektroautos. Damit fahren jetzt mehr als die Hälfte der weltweiten Elektroautos auf Straßen in China, womit das Land sein für 2025 gestecktes Ziel für den Verkauf von Fahrzeugen mit E-Antrieb bereits übertroffen hat. In Europa, dem zweitgrößten Markt, stieg der Absatz von Elektroautos im Jahr 2022 um über 15 Prozent. Das bedeutet, dass mehr als jedes fünfte verkaufte Auto elektrisch war. Der Absatz von Elektroautos in den Vereinigten Staaten – dem drittgrößten Markt – erhöhte sich 2022 um 55 Prozent und erreichte einen Absatzanteil von 8 Prozent.

Die hohen Verkaufszahlen von Elektroautos werden voraussichtlich auch 2023 anhalten. Im ersten Quartal wurden mehr als 2,3 Millionen Elektroautos verkauft, etwa 25 Prozent mehr als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Bis Ende 2023 erwartet die IEA einen Absatz von 14 Millionen. Dies entspricht einer Steigerung um 35 Prozent gegenüber dem Vorjahr, wobei in der zweiten Hälfte des laufenden Jahres mit einer Beschleunigung der Verkäufe gerechnet wird. Infolgedessen könnten Elektroautos über das gesamte Kalenderjahr 18 Prozent des



Foto: Stan Petersen/Pixabay

gesamten Autoabsatzes ausmachen. Nationale Fördermaßnahmen tragen zur Ankurbelung der Verkäufe bei. Eine Rückkehr zu den außergewöhnlich hohen Ölpreisen des letzten Jahres könnte potenzielle Käufer zusätzlich motivieren.

Es gibt vielversprechende Anzeichen für einen E-Auto-Boom auch in aufstrebenden Märkten, auch wenn die Zahl der Pkw mit Elektroantrieb dort bisher noch gering ist. Immerhin war aber auch in Indien, Thailand und Indonesien 2022 ein Wachstumsjahr für die Elektro-Mobilität. Insgesamt belief sich der Absatz von Elektroautos in diesen Ländern 2022 auf 80.000 und hat sich damit im Vergleich zu 2021 mehr als verdreifacht. In Thailand lag der Anteil von Elektroautos am Gesamtabsatz im Jahr 2022 bei etwas über 3 Prozent. In Indien und in Indonesien machten die Neuzulassungen an Elektrofahrzeugen durchschnittlich etwa 1,5 Prozent des Absatzes an Fahrzeugen aus. In Indien wird die Herstellung von Elektrofahrzeugen und Komponenten hochgefahren, unterstützt durch ein Anreiz-Programm der Regierung in der Größenordnung von 3,2 Milliarden US-Dollar. Auch Thailand und Indonesien verstärken ihre politischen Unterstützungsprogramme. Damit könnten, so die IEA, möglicherweise wertvolle Erfahrungen für andere Schwellenländer geliefert werden, die eine Einführung von Elektrofahrzeugen zu fördern beabsichtigen.

Die insgesamt 140 Seiten umfassende Studie der IEA ist im Internet unter www.iea.org abrufbar. (hws) ●

Autogaspreise

20. KW (in Cent/l)	
Ost	91,00-109,90
Nord	104,90-114,90
Süd	103,90-108,90
West	99,90-122,90

Quelle: DVFG, Stichtagspreise

LADEINFRASTRUKTUR

BayWa Mobility Solutions errichtet EnBW-Schnellladepark nahe Hannover

Rund 15 km nördlich von Hannover, an der A7 gelegen, hat die BayWa AG-Mobilitätstochter BMS (BayWa Mobility Solutions) einen Ladepark mit 16 Ladesäulen (32 Schnellladepunkte) bei einer Ladeleistung von je 300 kW fertiggestellt. Beauftragt hatte den Park der Energiekonzern EnBW vor rund einem halben Jahr. „Vergleichbares findet man bisher in Deutschland kaum“, kommentierte Matthias Lange, Leiter Großprojekte bei der BayWa Mobility Solutions und Projektleiter des Schnellladeparks in Großburgwedel. Es handele sich um „einen der größten Schnellladeparks Deutschlands“.

Neben den Schnellladepunkten bietet der neue Park auch autonome Dienstleistungen wie Staubsauger, Luftdruckgerät und Mattenreiniger. Zudem wurde bereits das Fundament für eine 17. und 18. Schnellladesäule geschaffen und die Kabel verlegt. „Mittlerweile sind die technischen Voraussetzungen sowohl bei den Fahrzeugen als auch bei den Stationen vorhanden, dass das Laden viel schneller von statten geht als früher. Gleichzeitig lässt sich der Ladestopp bequem mit einer Rast von der Fahrt verbinden“, betonte Christian Krüger, Geschäftsführer bei BayWa Mobility Solutions.

Bei der BayWa-Mobilitätseinheit bilanziert man, dass von den 13.253 Schnellladepunkten, die laut Bundesnetzagentur auf Stand 1. Januar dieses Jahres in Betrieb waren, die BMS rund 1.300 installiert hat. Das entspräche einem Marktanteil von rund 10 Prozent. Als Generalunternehmer für EnBW habe man bei der BMS bisher „gut ein Drittel aller neu gebauten, großen EnBW-Schnellladeparks mit Solardach“ realisiert. (dhe) ●

TEAM ENERGIE-MUTTERGESELLSCHAFT

team SE erzielt 2022 Rekordergebnis

Erst im letzten Jahr hatte sich die team SE, Dachgesellschaft des Energie- und Tankstellen-Unternehmens team energie, mit dem Agrar- und Landhandelskonzern Hauptgenossenschaft Nord AG (HaGe) zusammengeschlossen. Im ersten Jahr nach dem Zusammengehen melden team und HaGe nun einen Umsatz von 7 Milliarden Euro sowie ein EBITDA von 216,5 Millionen Euro. Nach Abschreibungen und Zinsen steht nun ein Ergebnis vor Steuern (EBT) von 137,7 Millionen Euro in den Büchern. „Wir sind stolz, dass wir 2022 erneut ein Rekordergebnis erzielen konnten, welches unsere Planung deutlich übertroffen hat“, kommentierte team SE-Chef Kevin Lorenzen den Abschluss.

Speziell in der Sparte Energie sei das Geschäft „besonders von der hohen Vo-

lilität der globalen Energiemärkte, ausgelöst durch den Krieg in der Ukraine, geprägt“ gewesen, bilanziert Lorenzen – mit der Folge insbesondere „historisch hoher Energiepreise“. Die Sparte habe 2022 einen Rekordumsatz von 3,1 Milliarden Euro erzielt, eine Umsatzsteigerung um 74,9 Prozent, wobei der größte Teil der Steigerung aus dem Mineralöl- und Energiehandel herrühre.

Seit Herbst letzten Jahres ist die team SE durch die Übernahme von 86 Prozent der Anteile Mehrheitsaktionär der HaGe. Mit diesem Schritt wurde das team-Geschäft der Sparten Bau und Energie um die Sparte Agrar erweitert. Im Juni 2023 soll auch die Integration in die Marke team vollzogen werden, aus HaGe wird dann team agrar. (dhe) ●

KRAFTSTOFFE

Lieferverkehr: Alternoil versorgt Supermarktkette mit Bio-LNG

Der Supermarkt-Betreiber Edeka Minden-Hannover setzt bei seinen Lieferverkehren künftig Bio-LNG ein. Einen langfristigen Liefervertrag für den aus biologischen Abfällen und Windkraft gewonnenen Kraftstoff „ReeFuel“ hat man dazu mit Alternoil geschlossen. Der Lkw-Tankstellenspezialist soll nun „schrittweise“ eine Tankstelleninfrastruktur an den Edeka-Logistikstandorten aufbauen. Die erste Tankstelle auf dem Edeka-Gelände in Lauenau wurde jetzt eröffnet. Bis Ende 2025 will Edeka Minden-Hannover ihre gesamte Lkw-Flotte – 700 Fahrzeuge – auf LNG-Laster von Iveco, genauer auf den Iveco S-Way LNG, umstellen und ausschließlich mit Bio-LNG betreiben. Bislang hat man 80 LNG-Fahrzeuge im Einsatz. Alexander Renz, Geschäftsführer bei Alternoil, erläuterte, „durch sinnvolle Synergien innerhalb der gesamten Wertschöpfungskette, von der Erzeugung des abfallstammigen Biomethans und des grünen Wasserstoffs über die Versorgung mittels intermodaler Logistiklösungen bis zur Betankung des erneuerbaren Kraftstoffs können wir die CO₂-Emissionen für ReeFuel um bis zu 100 Prozent reduzieren, Skaleneffekte nutzen und einen signifikanten Beitrag für den Klimaschutz leisten“. Die Umstellung der Lkw-Flotte bei Edeka Minden-Hannover werde „auch andere Akteure zu weiteren Schritten in Richtung einer klimafreundlichen Logistik inspirieren“, zeigte sich Renz überzeugt. (dhe) ●

Tankstellenpreise: Durchschnitte Großgesellschaften

Von drei Großgesellschaften erhielt der EID per 15.05.2023 die folgenden bundesweiten Durchschnittspreise:

in Cent je Liter	A	B	C
Super Plus	195,1	202,0	-
Eurosuper E5	185,1	185,0	183,0
Eurosuper E10	179,1	179,0	177,7
Dieselmotorkraftstoff	159,0	159,5	158,9

Quelle: EID; Excel-Download unter www.eid-aktuell.de

Tankstellen-Städtepreise: Tageswerte high/low

in Cent je Liter: der Preisabstand zwischen Eurosuper E5 und Super Plus kann im Falle von Premiumqualitäten größer sein.

am 16.05.2023	Hamburg	Kiel	Hannover	Rostock	Essen	Düsseldorf
Super Plus	199,9-185,9	194,9-188,9	194,9-186,9	196,9-188,9	196,9-187,9	200,9-186,9
Eurosuper E5	193,9-179,9	188,9-182,9	188,9-180,9	190,9-182,9	190,9-181,9	194,9-180,9
Eurosuper E10	187,9-173,9	182,9-176,9	182,9-174,9	184,9-176,9	184,9-175,9	188,9-174,9
Dieselmotorkraftstoff	167,9-157,9	163,9-157,9	157,9-148,9	166,9-159,9	159,9-151,9	168,9-156,9
am 16.05.2023	Berlin	Leipzig	Frankfurt/M	Stuttgart	Nürnberg	München
Super Plus	198,9-187,9	190,9-185,9	198,9-190,9	195,9-189,9	193,9-190,9	199,9-185,9
Eurosuper E5	192,9-181,9	184,9-179,9	192,9-184,9	189,9-183,9	187,9-184,9	193,9-179,9
Eurosuper E10	186,9-175,9	178,9-173,9	186,9-178,9	183,9-177,9	181,9-178,9	187,9-173,9
Dieselmotorkraftstoff	168,9-160,9	159,9-154,9	168,9-157,9	167,9-156,9	162,9-158,9	167,9-157,9



Mineralöl-Markt

Frachtraten

Die Frachtraten für Gasöl-Transporte waren nach den Ermittlungen des EID wie folgt (Grundlage: 1.000-Tonnen-Partien auf dem Rhein ab Rotterdam):

am 15.05.2023		
Duisburg	Euro/t	13,50-14,50
Frankfurt	Euro/t	21,00-25,00
Karlsruhe	Euro/t	23,00-26,00
Basel	SFR/t	24,75-29,00
am 17.05.2023		
Duisburg	Euro/t	13,50-13,50
Frankfurt	Euro/t	21,00-23,00
Karlsruhe	Euro/t	23,00-26,50
Basel	SFR/t	24,50-28,25

Quelle: EID

MARKTKOMMENTAR

Russland torpediert Produktionskürzung der OPEC+

Brent-Nordseeöl ist zur Mitte der KW 20 erneut unter die psychologisch wichtige Marke von 75 US-Dollar je Barrel gerutscht. Neue Meldungen zur US-Bankenkrise, Sorgen um die weltweite Konjunkturentwicklung und steigende Zinsen hatten zuvor die Stimmung im Markt eingetrübt. Auch die seewärtigen Ölexporte Russlands lassen offenbar keine nennenswerte Drosselung der Produktion erkennen. Damit scheint die von der OPEC+-Gruppe angekündigte Kürzung der Fördermenge zum 1. Mai ihr Ziel der Stabilisierung der Ölpreise zu verfehlen. Nach Berechnungen von Bloomberg lagen die russischen Ölexporte, die per Schiff ausgeführt wurden, unverändert bei rund 4 Millionen Barrel am Tag und sind damit auf dem höchsten Niveau seit Beginn der Datenreihe Anfang 2022. Sollten auch andere OPEC-Staaten von den Kürzungszielen abweichen, steht dem Markt ein weiterer Preisverfall bevor. (kec) ●

Internationale Rohöl-Notierungen (US\$/Barrel) und EZB-Referenzkurs US\$/Euro

Datum	Brent (Settlement Juli)	WTI (Settlement Juli)	OPEC-Korbpreis	EuroFx US-Dollar/Euro
10.05.2023	76,41	72,74	76,60	1,0950/0,9132
11.05.2023	74,98	70,88	76,69	1,0930/0,9149
12.05.2023	74,14	70,09	74,46	1,0892/0,9181
15.05.2023	75,23	71,11	74,45	1,0876/0,9195
16.05.2023	74,91	70,61	75,22	1,0881/0,9190

Quelle: ICE, OPEC, EZB.

Argus European Products Northwest Europe

Preise in US-Dollar je Tonne (Veränderungen vs. Vorwoche in Klammern):

15.05.2023			
Naphtha 65 para NWE barge	(-31,75)	555,00-556,00	(-31,75)
Naphtha 65 para NWE cif	(-31,75)	559,00-560,00	(-31,75)
Gasoline Euro-bob oxy NWE barge	(-29,50)	791,00-791,50	(-29,50)
Gasoline Euro-bob non-oxy NWE barge	(-23,25)	782,75-783,25	(-23,25)
Gasoil diesel 10ppm German Rotterdam fob barge	(-12,50)	688,25-689,25	(-12,50)
Gasoil diesel 10ppm German NWE cif	(-13,25)	696,25-697,25	(-13,25)
Gasoil heating oil German Rotterdam fob barge	(-13,25)	665,75-666,25	(-13,25)
MTBE NWE barge	(-51,75)	949,25-949,75	(-51,75)
Jet/kerosine NWE barge	(-13,75)	724,75-725,25	(-13,75)
Jet/kerosine NWE cif	(-13,75)	728,50-729,50	(-13,75)
FAME 0C CFPP RED ARA barge fob	(-14,00)	923,00-933,00	(-14,00)
Ethanol NWE T2 RED fob Rotterdam inc duty	(+99,69)	1.058,26-1.072,04	(+99,56)

Copyright © 2023 Argus Media Ltd. All rights reserved. No copying, reproduction or dissemination in any form or for any purpose whatsoever is permitted without the prior written consent of Argus. Argus makes no warranties, express or implied, as to the accuracy, adequacy, timeliness, or completeness of the data or its fitness for any particular purpose. Argus shall not be liable for any loss or damage arising from any party's reliance on the data and disclaims any and all liability related to or arising out of use of the data to the fullest extent permissible by law.

Argus Flüssiggas-Notierungen (LPG)

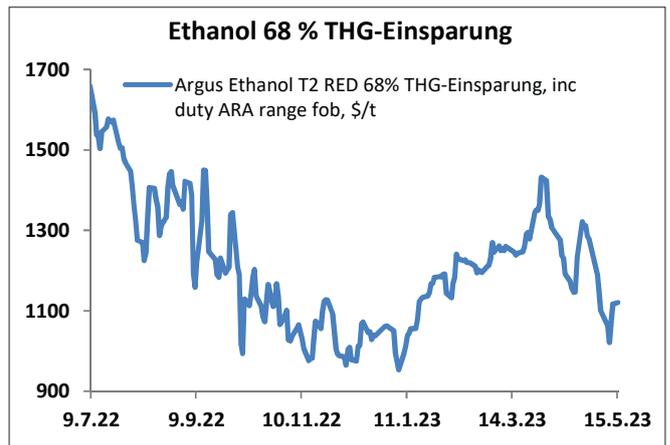
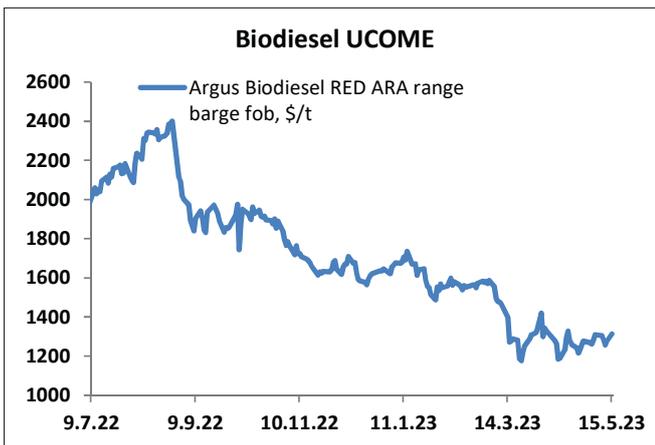
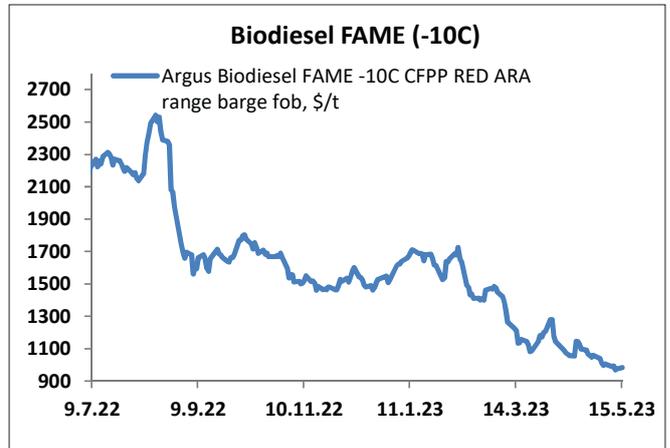
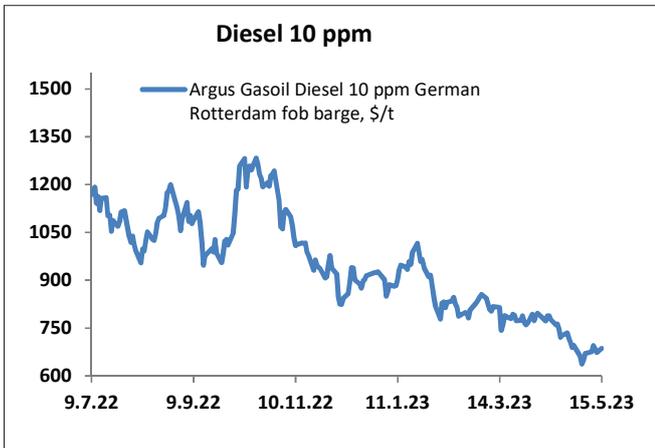
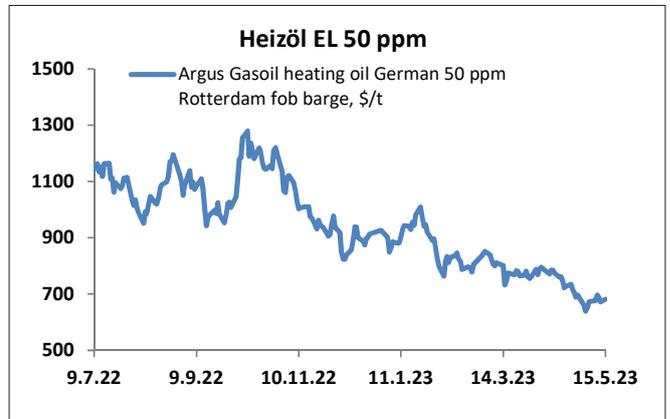
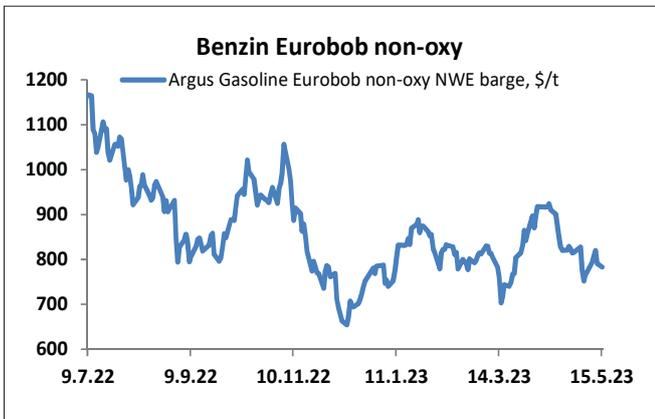
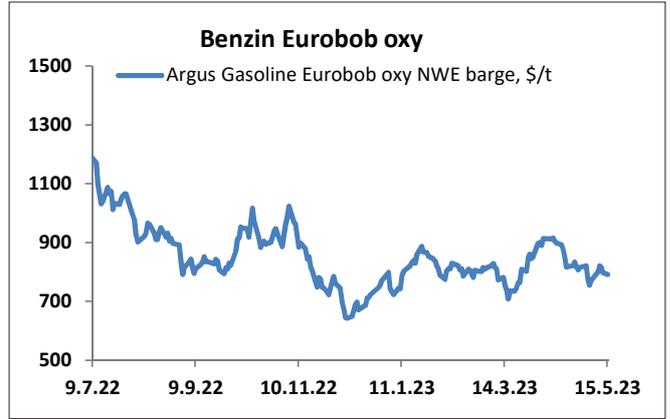
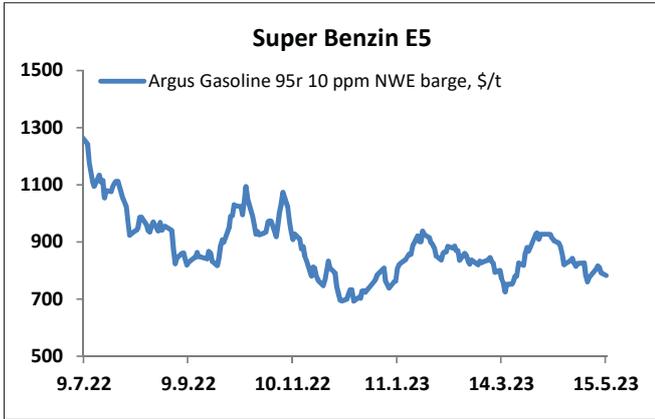
Spotmarkt-Notierungen, alles in US-Dollar je Tonne (Veränderungen vs. Vorwoche in Klammern):

15.05.2023	Propan		Butan			
fob ARA*	(-50,00)	512,00-518,00	(-50,00)	(-45,75)	365,75-371,75	(-45,75)
cif ARA**	(-26,00)	411,00-417,00	(-26,00)	(-31,25)	420,5-426,5	(-31,25)
fob NWE 2.000 t	(-26,00)	453,25-459,25	(-26,00)	(-25,00)	382,00-388,00	(-25,00)

* Propan bis 1.300 t; Butan bis 1.200 t; ** Propan 7.-20.500 t; Butan 7.-12.000 t Copyright © 2023 Argus Media Ltd. All rights reserved. No copying, reproduction or dissemination in any form or for any purpose whatsoever is permitted without the prior written consent of Argus. Argus makes no warranties, express or implied, as to the accuracy, adequacy, timeliness, or completeness of the data or its fitness for any particular purpose. Argus shall not be liable for any loss or damage arising from any party's reliance on the data and disclaims any and all liability related to or arising out of use of the data to the fullest extent permissible by law. *Vorwochenwerte nachträglich von Argus korrigiert.

Argus Ölmarkt-Preisnotierung Rotterdam

Quelle: Argus Media



Inlands-Preisnotierungen

Argus O.M.R. hat für den 12. Mai 2023 folgende Preisnotierungen in Euro/100 Liter (FCA Truck) ermittelt.

Region	Heizöl (50ppm)			Diesel (EN 590, 10 ppm)			E5-Benzin			E10-Benzin		
	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High
Nord	68,86	68,95	68,60-69,30	116,05	116,23	115,83-116,63	142,66	142,63	142,31-142,94	141,06	141,03	140,71-141,34
Seefeld-Schwedt	70,00	70,00	69,70-70,30	117,80	117,75	117,50-118,00	142,40	142,50	142,30-142,70	140,80	140,90	140,70-141,10
Emsland	69,27	69,34	69,20-69,47	115,96	116,05	115,90-116,20	140,94	140,99	140,90-141,07	135,94	135,99	135,90-136,07
Ost	70,17	70,15	70,10-70,20	118,33	118,33	117,85-118,80	143,60	143,60	142,60-144,60	142,00	142,00	141,00-143,00
Magdeburg	69,68	69,68	69,66-69,70	117,17	117,17	117,00-117,34	144,71	144,72	144,60-144,83	143,11	143,12	143,00-143,23
West	68,85	68,93	68,40-69,46	115,47	115,47	114,90-116,03	138,73	139,20	137,50-140,90	137,13	137,60	135,90-139,30
Südost	71,03	71,03	70,64-71,41	117,90	117,98	117,60-118,36	145,95	145,95	145,80-146,10	144,35	144,35	144,20-144,50
Kölner Bucht	68,77	68,76	68,40-69,11	115,80	115,76	115,50-116,01	141,20	141,20	141,20-141,20	139,60	139,60	139,60-139,60
Rhein-Main	69,40	69,59	69,18-70,00	116,13	116,31	115,95-116,67	140,24	140,33	139,72-140,93	138,64	138,73	138,12-139,33
Süd	69,2	69,35	69,10-69,60	117,80	118,44	117,60-119,28	141,27	141,3	141,10-141,50	139,67	139,7	139,50-139,90
Südwest	69,27	69,26	68,50-70,01	115,7	115,66	115,40-115,92	140,95	140,97	140,70-141,24	139,35	139,37	139,10-139,64

Quelle: Argus Media

Vergleich der Verbraucherpreise in der EU

vom 08. Mai 2023

	EurosUPER unverbleit		Dieselkraftstoff		Heizöl leicht		Heizöl schwer*, < 1%-S	
	Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/Tonne	
	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern
Belgien	807,78	1.703,61	779,76	1.669,70	619,70	772,40	426,93	443,28
Bulgarien	717,27	1.296,35	732,01	1.274,77	539,47	1.043,72	-	-
Dänemark	892,94	1.912,10	787,53	1.538,81	915,85	1.612,26	860,94	1.307,68
Deutschland	814,07	1.829,00	791,87	1.591,00	666,33	961,50	-	-
Estland	852,00	1.698,00	876,33	1.498,00	780,33	1.006,00	-	-
Finnland	844,53	1.943,00	966,90	1.832,00	788,72	1.320,00	-	-
Frankreich	868,54	1.871,81	778,92	1.665,51	794,55	1.140,90	500,37	639,87
Griechenland	766,11	1.837,00	825,67	1.550,00	-	-	619,92	667,83
Irland	810,24	1.615,70	797,64	1.529,00	613,38	868,10	732,56	926,92
Italien	775,50	1.834,76	759,53	1.679,86	757,37	1.415,91	561,05	592,44
Kroatien	768,40	1.468,00	827,80	1.476,00	655,00	845,00	754,56	775,80
Lettland	812,16	1.640,67	770,50	1.479,17	770,50	1.004,05	-	-
Litauen	770,72	1.496,43	735,05	1.339,53	621,53	777,63	-	-
Luxemburg	769,77	1.517,00	757,46	1.376,00	646,83	833,00	-	-
Malta	586,21	1.340,00	553,02	1.210,00	615,37	1.000,00	-	-
Niederlande	821,46	1.791,00	652,48	1.491,00	-	-	-	-
Österreich	732,74	1.555,00	760,24	1.496,00	707,41	1.080,44	536,02	711,00
Polen	795,89	1.437,08	781,52	1.373,90	812,96	1.062,40	545,24	560,34
Portugal	778,32	1.613,00	739,54	1.405,00	726,57	1.397,00	779,53	894,26
Rumänien	737,20	1.306,50	771,46	1.312,59	691,55	1.217,51	637,12	655,55
Schweden	787,38	1.688,39	1.125,72	1.861,68	562,87	1.158,00	527,98	901,15
Slowakei	733,02	1.532,00	786,52	1.421,00	-	-	521,70	662,85
Slowenien	745,70	1.437,00	747,19	1.476,29	705,31	1.058,76	-	-
Spanien	849,05	1.599,31	805,89	1.433,72	658,75	914,11	576,32	593,32
Tschechien	749,58	1.570,65	769,45	1.367,79	660,03	902,61	-	-
Ungarn	872,66	1.531,39	865,73	1.489,66	865,73	1.489,66	812,32	832,89
Zypern	828,91	1.426,35	867,57	1.437,84	824,75	1.019,18	779,84	797,54
Rang Deutschland	9	6	10	5	14	17	-	-

* < 1%-S; Die Preise einschließlich Steuern bei Heizöl schwer gelten ohne MwSt. Benzin/DK: Tankstellenpreise; HEL: Verbraucherpreise für Lieferungen frei Haus Quelle: EU

EID RAFFINERIEMARGEN-BERECHNUNGEN

Angebotsknappheit hält im April Raffineriemarge hoch

Ein knapperes Benzin-Angebot – bedingt durch saisonale Wartungsarbeiten an Raffineriestandorten – sorgte im April für ein stabiles Preisfundament und ein attraktives Margenniveau.

VON IMKE HERZOG

Die Brutto-Raffineriemarge hält sich einen weiteren Monat im dreistelligen Bereich. Auch im April änderte sich daran nichts, wenngleich es verglichen mit März einen leichten Margenrücksetzer um knapp 11 Euro gab. Nach EID-Berechnungen erzielte eine beispielhafte HC-Raffinerie (ohne Spezialprodukte) eine kapazitätsgewichtete Brutto-Marge in Höhe von 158,8 Euro/Tonne. Der Anstieg der Rohölpreise im April wurde demnach gut verkräftet. Die Inputkosten für die Raffineure hierzulande verteuerten sich um knapp 15 Euro/Tonne. Dem stand bei den Abgabepreisen der Raffinerien – gemittelt über die Produkte Benzin, Diesel und Heizöl – ein durchschnittliches Plus von 4 Euro/Tonne gegenüber.

Geprägt war das Gesamtbild im April zum einen durch eine gute Diesel-Versorgungslage in Nordwesteuropa durch u.a. höhere Importmengen und zum anderen durch eine insgesamt schwächere Diesel-Nachfrage. Weniger Bedarf im Bereich Bau, Logistik und Landwirtschaft führten beim Diesel zu größeren Preisrückgängen. Die Raffinerie-Abgabepreise für Diesel verringerten sich im Durchschnitt um 72 Euro/Tonne.

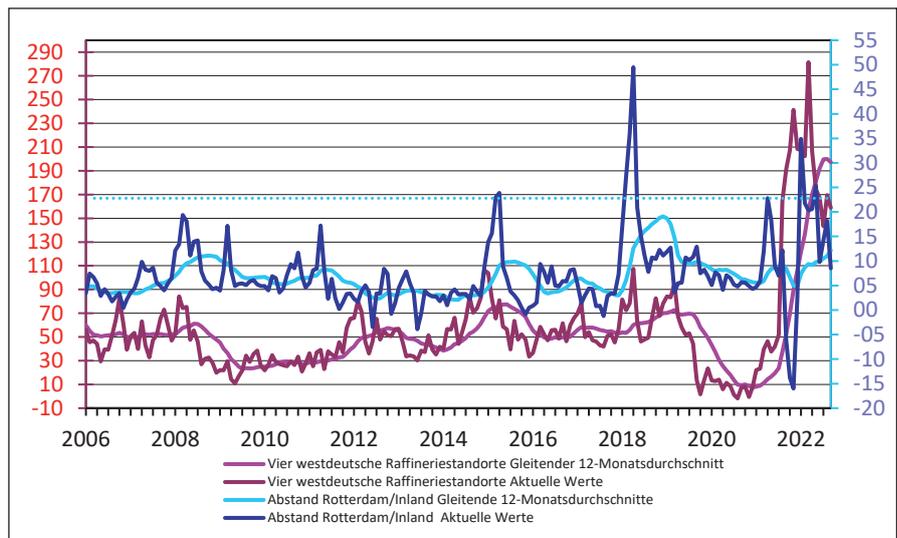
Ganz anders die Situation beim Benzin, wo es zu einem dreistelligen Anstieg bei den Abgabepreisen kam. Nur der Norden scherte innerhalb der Regionen aus und blieb zweistellig. Anlagen-Stillstände sowie Produktionskürzungen verknappten das Angebot. Nicht nur, dass die beiden Raffinerien im Osten – Leuna und PCK – eingeschränkt produzieren (bei der PCK lag die Auslastung nur bei 50 Prozent), auch bei der Shell-Raffinerie Godorf sowie bei der BP-Raffinerie in Lingen startete Mitte April der Turnaround.

Vor allem im Süden Deutschlands fehlten Anlagen und damit Menge. Die turnusmäßigen Wartungen in den süddeutschen Raffinerien Ingolstadt und Neustadt führten zu einem Angebotsdefizit. Verschärft wurde im April die Lage durch eine stärkere Nachfrage nach E10 aus Österreich, wo seit Ende März damit begonnen wurde, von E5 auf E10 umzustellen. Das hat den Absatz auf Großhandelsebene auch im Süden Deutschlands angekurbelt und die Preise hochgehalten.

Euro je Tonne	Rotterdam	West	Südwest	Süd	Nord	Ø D
Brutto-Marge April 23	150,3	162,4	162,2	174,2	133,5	158,8
Preisveränderung Input (Rohöl- und Produkteneinsatz) cif						
April 23 / März 23	14,8	14,9	14,4	14,4	14,9	14,7
Delten Preisveränderungen Hauptprodukte vs. Input						
Benzin	102,8	101,7	98,6	91,2	66,8	91,2
HEL	- 45,0	- 73,3	- 71,3	- 47,6	- 60,0	- 64,2
Diesel	- 81,5	- 8 7,9	- 87,7	- 89,8	- 81,3	- 86,9
HS, 1 Prozent S	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Gesamtausbeute	-1,0	-8,9	-9,5	-8,7	-17,0	-10,7

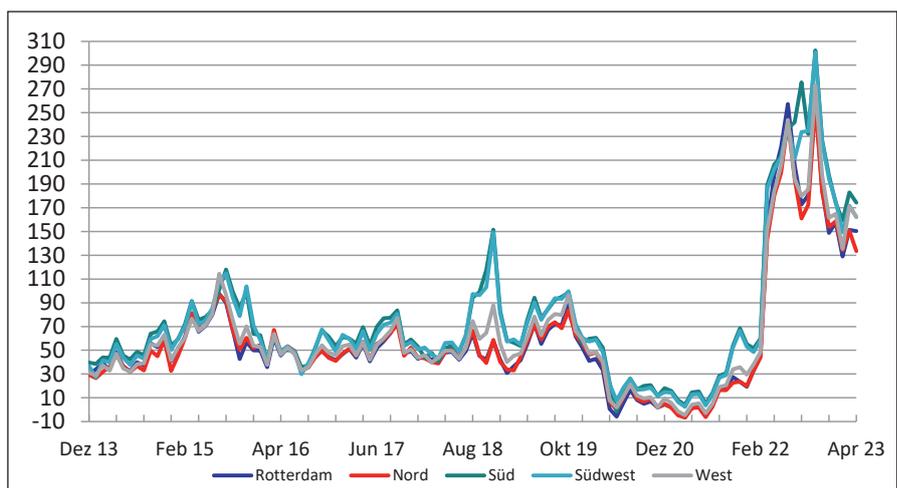
Hydrocracker-Raffinerie-Bruttomargen

Durchschnitt Deutschland Euro/t



Hydrocracker-Raffinerie-Bruttomargen

nach Standorten in Euro/t



ROHÖL

Förderkürzungen der OPEC+ ohne signifikante Ölpreis-Auswirkungen

Anfang April 2023 hatten sich die Mitglieder der OPEC+ darauf verständigt, die Ölförderung – zusätzlich zu den bereits bestehenden Fördersenkungen – um 1,2 Millionen Barrel pro Tag (b/d) bis Ende 2023 zu kürzen. Diese Vereinbarung bedeutet, dass die Produktionsziele bis Ende 2023 jeden Monat um 3,66 Millionen b/d niedriger sein werden als die tatsächliche Produktion im August 2022. Obwohl diese Kürzungen erheblich sind, erwartet die U.S. Energy Information Administration (EIA) in dem jüngst vorgelegten „Short-Term Energy Outlook“, dass das Wachstum des Nicht-OPEC-Ölangebots in den nächsten zwei Jahren helfen wird, die Märkte auszugleichen und signifikante Ölpreissteigerungen zu begrenzen.

Die OPEC förderte im Jahr 2022 nach Einschätzung der EIA 32,2 Millionen b/d Rohöl. Das entsprach 40 Prozent der gesamten weltweiten Ölproduktion des vergangenen Jahres. Größter Produzent und einflussreichstes Mitglied der OPEC

ist Saudi-Arabien. Das Land war 2022 nach den USA der zweitgrößte Ölproduzent der Welt.

Die Ölproduktion in Russland belief sich im Jahr 2022 trotz der Sanktionen als Reaktion auf den Angriffskrieg in der Ukraine auf über 10 Millionen b/d. Russlands Ölproduktion und deren Wirkung auf den Markt ist deutlich größer als die anderer Mitglieder von OPEC+ wie Mexiko und Kasachstan, sodass Vereinbarungen im Rahmen der OPEC+ weitgehend von der Koordinierung zwischen der OPEC und Russland bestimmt werden.

Die im Rahmen der OPEC-Treffen koordinierten Produktionsziele haben sich seit jeher auf die globalen Ölpreise ausgewirkt. Sie werden entsprechend von den Marktteilnehmern aufmerksam verfolgt. Die Produktion aller zur OPEC+ gehörenden Staaten betrug im Jahr 2022 rund 48 Millionen b/d entsprechend etwa 60 Prozent der weltweiten Ölförderung.

Die Organisation Erdöl exportierender Länder, auch bekannt als OPEC, war 1960 von Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien und Venezuela gegründet worden. Inzwischen ist die Organisation auf 13 Mitglieder angewachsen. Die OPEC trifft sich regelmäßig, um Ölproduktionsziele festzulegen und die Produktion zu koordinieren und damit die Steuerung der globalen Ölpreise für die gesamte Gruppe zu unterstützen. Im Jahr 2016 unterzeichnete die OPEC, hauptsächlich als Reaktion auf die dramatisch gefallen Ölpreise, die durch einen erheblichen Anstieg der US-Schieferölproduktion ausgelöst worden waren, eine Vereinbarung mit zehn anderen Öl produzierenden Staaten zur Gründung der heutigen OPEC+. Zu diesen zehn Ländern zählt mit Russland der drittgrößte Ölproduzent der Welt im Jahr 2022. Russland steuerte 2022 rund 10,3 Millionen Barrel pro Tag entsprechend 13 Prozent zur weltweiten Ölproduktion bei. (hws) ●

RAFFINERIEDURCHSATZ

Weniger Kraftstoff und Heizöl: Raffinerieproduktion im März gesunken

Die Erzeugungsdaten der deutschen Raffinerien sind im März ein gutes Stück hinter denen des Vorjahres zurückgeblieben. Die monatlich vom Fachverband en2x veröffentlichten Daten zur „Tatsächlichen Erzeugung der Raffinerien in Deutschland“ weisen eine Gesamtproduktionsmenge von 7,5 Millionen Tonnen und damit 7,5 Prozent weniger als im März 2022 aus. Eingesetzt wurden 6,6 Millionen Tonnen Rohöl (- 7,1 Prozent) und 0,9 Millionen Tonnen Produkte (- 10,3 Prozent). Das größte Erzeugungsminus kam beim leichten Heizöl zustande, wo es im Vergleich zum Vorjahr um ein Fünftel (-20,5 Prozent) auf knapp 0,8 Millionen Tonnen zurückging. Die Vorjahresmengen waren allerdings durch eine außerordentlich gute Nachfrage beeinflusst gewesen, da nach dem Ausbruch des Ukraine-Kriegs viele Heizölkunden, als der Heizölpreis neue Rekordhöhen erreicht hatte, Panikkäufe getätigt hatten.

Auch die Kraftstoffproduktion blieb im März hinter dem Vorjahr zurück: Beim Benzin waren es mit 1,4 Millionen Tonnen 9,7 Prozent weniger als im Vorjahr, beim Diesel mit 2,4 Millionen Tonnen 6,4

Prozent weniger. Die Margensituation war sowohl im März 2023 wie auch im März vergangenen Jahres mehr als auskömmlich, an den Verdienstmöglichkeiten der Ölverarbeiter dürfte es also nicht gelegen haben. Allerdings wurde an verschiedenen Verarbeitungsstandorten entweder wie in Leuna die Produktion gedrosselt bzw. es fand wie in der Gun-

vor Raffinerie in Ingolstadt ein geplanter Turnaround statt. Auch im Neustädter Betriebsteil der Bayernoil Raffinerie standen im März wegen Revisionsarbeiten Anlagenteile still. Die Kapazitätsauslastung der deutschen Raffinerien hat sich demzufolge im März auf 73,7 Prozent verringert. Im Jahr zuvor lag sie noch bei 79,3 Prozent. (ihe) ●

in Tonnen	März 2023	+/- Vj. in %	Jan.- März 2023	+/- Vj. in %
Raffinerieeinsatz				
Rohöleinsatz	6.611.943	- 7,1	19.746.054	- 6,1
Produkteneinsatz	929.763	- 10,3	2.566.801	- 1,7
Gesamteinsatz	7.541.706	- 7,5	22.312.855	- 5,6
Raffinerieerzeugung				
Ottokraftstoffe/Komponenten	1.463.024	- 11,5	4.535.415	- 1,7
Mitteldestillate/Komponenten	3.325.943	- 11,8	10.206.038	- 5,5
Heizöl S, Komponenten	469.295	+ 14,4	1.122.403	- 31,9
Sonstige Produkte	1.733.282	+ 2,5	4.703.020	- 0,3
Mineralölprodukte ges.	6.991.544	- 7,1	20.566.876	- 5,6
Eigenverbrauch und Verluste	433.841	- 7,1	1.378.833	- 2,7
Chemieprodukte	116.321	- 25,7	367.146	- 16,7
Insgesamt	7.541.706	- 7,5	22.312.855	- 5,6

INTERVIEW

„Im Zweifel wird die BEHG-Pflicht zu spät festgestellt“

Mit der Einbeziehung von Festbrennstoffen wie Koks und Kohle in den nationalen Brennstoffemissionshandel ist das ursprüngliche Grundprinzip, wer energiesteuerpflichtig ist, ist auch berichts- und abgabepflichtig, teilweise aufgelöst. Welche Fallstricke drohen und was sich nun gegenüber gasförmigen und flüssigen Brennstoffen verändert hat, erklärt der Unternehmensberater Michael Kroehnert im Interview mit dem EID.

VON KAI ECKERT

EID: Herr Kroehnert, seit dem 1.1.2023 gilt die zweite Stufe des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG). Nun werden auch Festbrennstoffe erfasst. Was hat sich dadurch für die betroffenen Unternehmen geändert?

Michael Kroehnert: Bislang waren die Inverkehrbringer von Brenn- und Kraftstoffen gemäß BEHG verpflichtet, CO₂-Zertifikate in einer Anzahl zu kaufen, die auf Basis der Menge und dem jeweiligen CO₂-Gehalt ihrer in Verkehr gebrachten Brennstoffe berechnet wurde. Mit der zweiten Stufe des BEHG wird diese Logik nun aufgebrochen, denn nun werden im nationalen Emissionshandel nicht nur die Inverkehrbringer, sondern unter bestimmten Voraussetzungen auch die Verwender der Festbrennstoffe in die Berichts- und Abgabepflicht genommen.

EID: Das überrascht, denn bislang galt doch in der Gas- und Mineralölbranche die Faustregel, nur wer für die Lieferung seiner Brenn- und Kraftstoffe energiesteuerpflichtig ist, der muss auch im nationalen Emissionshandel Emissionsberichte und Zertifikate abgeben. Das war eigentlich ein ganz einfaches Prinzip...

Michael Kroehnert: Das stimmt, aber diese einfache Regel, die wir von den flüssigen und gasförmigen Brenn- und Kraftstoffen wie Erdgas, Flüssiggas, Benzin, Diesel und Heizöl her kennen, die gilt in Stufe Zwei des BEHG bei den Festbrennstoffen wie Kohle und Koks nicht mehr. Jetzt kann auch der Verwender fester Brennstoffe berichts- und abgabepflichtig sein.

EID: Woran lässt sich denn festmachen, ob man bei der Nutzung fester Brennstoffe emissionshandelspflichtig wird?

Michael Kroehnert: In der Kohlelieferkette lassen sich verschiedene Szenarien durchspielen. Vereinfacht gesagt kann ein in Deutschland ansässiger Kohlelieferant, der einen Erlaubnisschein nach Paragraf 31 Absatz 4 des Energiesteuergesetzes besitzt, den Brennstoff steuerfrei beziehen und an einen Endverbraucher ausliefern. Sofern der Endverbrau-

cher die Kohle versteuert bezieht und diese in einer Anlage verwendet, die nicht dem EU-Emissionshandel unterliegt, dann ist der Kohlelieferant verpflichtet, Energiesteuer abzuführen und wird damit ebenso auch BEHG-pflichtig. Besitzt der Endverbraucher hingegen eine Erlaubnis, den Brennstoff steuerfrei zu verwenden und nutzt er die Kohle in einer Anlage, die nicht dem EU-Emissionshandel unterliegt, dann fällt auf der gesamten Kohlelieferkette keine Energiesteuer an. In diesem Fall ist der Endverbraucher nach dem BEHG emissionshandelspflichtig.

EID: Das klingt jetzt so, als stecke der Teufel im Detail...

Michael Kroehnert: An den zwei exemplarisch dargestellten Szenarien kann man die Komplexität der Thematik im Detail schon erahnen. Versetzen Sie sich doch einmal in die Situation eines Händlers. Um festzustellen, für welche Kohle-Menge der Händler nun berichts- und/oder abgabepflichtig ist, braucht es detaillierte Kenntnisse über den jeweiligen Kunden. Die wenigsten Händler können aber konkrete Fragen dazu beantworten. Welcher meiner Kunden verwendet die Kohlen in einer TEHG-Anlage? Oder welchen Erlaubnisschein hat der Kunde jetzt eigentlich? Es bedarf einer Analyse jeder Kunden- und im Zweifel auch Lieferantenbeziehung, um eine mögliche BEHG-Pflicht zu erkennen. Betrachtet ein Kohle-Händler nur Einzelfälle aus seinem Kundenstamm, kommt es schnell zu einer Fehleinschätzung. Gleiches gilt für den Verwender, der wiederum genaue Kenntnisse über seine Lieferanten braucht, um festzustellen, ob die CO₂ Abgabe fälschlicherweise schon früher in der Lieferkette entrichtet wurde.

EID: Welche Konsequenzen drohen den Unternehmen?

Michael Kroehnert: Im Zweifel wird die BEHG-Pflicht zu spät, erst 24 Monate nach Eintreten oder später, von Amts wegen durch die Deutsche Emissionshandelsstelle festgestellt. Dann drohen Ordnungswidrigkeiten und Sanktionen



Foto: Emissionshaendler.com

Michael Kroehnert ist Geschäftsführer der GEMB Gesellschaft für Emissionsmanagement und Beratung und berät Stadtwerke, Industrie- und Mineralölunternehmen.

sowie hohe finanzielle Verluste durch den Nachkauf von dann wahrscheinlich teureren Emissionszertifikaten. Zudem ist es in dem Fall auch wahrscheinlich, dass die CO₂-Kosten nicht in die Produktkalkulation einbezogen wurden, was auch finanziell gut ausgestattete Unternehmen in Existenznöte bringen kann.

EID: Was bedeutet das für ein Unternehmen, wenn es BEHG-pflichtig ist?

Michael Kroehnert: Wenn das Unternehmen seine Pflicht jetzt erst feststellt, sollte der CO₂-Preis schnellstmöglich auf den Preis des jeweiligen Endproduktes aufgeschlagen werden. Außerdem sollte das Unternehmen spätestens bis Ende November 2023 nationale Emissionszertifikate erwerben, um Verluste zu vermeiden und dringend entscheiden, ob es das Know-how zur Erstellung des Emissionsberichtes in 2024 für das Berichtsjahr 2023 intern aufgebaut oder doch lieber von einem Dienstleister eingekauft werden soll. Denn auch hier sind die Kapazitäten oft begrenzt.

EID: Herr Kroehnert, vielen Dank für das Gespräch!

EUROPA / GEMEINSAMER GASEINKAUF

EU-Energieplattform: Gasangebot größer als Nachfrage

Die EU-Kommission hat die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für den gemeinsamen Gaseinkauf im Rahmen der EU-Energieplattform „AggregateEU“ bekannt gegeben. Sie lief bis zum 15. Mai. Laut EU-Vizekommissionspräsident Maros Sefcovic haben 25 internationale Lieferanten auf den Gesamtbedarf von rund 11,6 Milliarden m³ Gas mit Angeboten zur Lieferung einer Gesamtmenge von mehr als 13,4 Milliarden m³ reagiert. „Das ist nichts weniger als ein bemerkenswerter Erfolg“, so Sefcovic. „Es zeigt, dass wir Recht hatten, unseren Bedarf zu bündeln, die gemeinsame Zugkraft Europas zu nutzen, um gemeinsam unsere Gasspeicher für den nächsten Winter zu füllen.“

Der Dienstleister Prisma habe die attraktivsten Angebote mit den Kundenanforderungen abgeglichen. Dabei sei ein Gesamtvolumen von 10,9 Milliarden m³ erzielt worden. Davon entfielen 20 Prozent auf LNG und die restlichen 80 Prozent auf Pipelinegas. Die Gebote umfassten 18 der 21 virtuellen Handlungspunkte für Pipelinegas sowie die beiden virtuellen LNG-Punkte Nord und Süd. Alle Teilnehmer würden über das Ergebnis des Matchings informiert und könnten Vertragsverhandlungen aufnehmen.

Besonders positiv sei die Übereinstimmung in den am stärksten gefährdeten Ländern gewesen. Etwa seien die von Bulgarien angeforderten Gasliefer-

ungen vollständig erfüllt worden. In der Ukraine und Moldawien seien 100 Prozent bzw. 80 Prozent der angeforderten Mengen erreicht.

Sefcovic kündigte an, in der zweiten Junihälfte die zweite Runde der Nachfragebündelung und Ausschreibung zu starten. Danach würden in diesem Jahr noch drei weitere Runden folgen. Mehr als 110 Unternehmen hätten den AggregateEU-Mechanismus abonniert, und täglich schlossen sich weitere Unternehmen an. Die Unternehmen deckten alle Regionen der EU sowie einige Länder der Energiegemeinschaft ab und verträten alle Arten von Gasbetreibern und industriellen Gasverbrauchern, so Sefcovic weiter. (rl) ●

 KURZ NOTIERT**Bremer Straßenbahn kauft 35 weitere Mercedes-Elektrobusse**

Die vollelektrischen Niederflur-Gelenkbusse der Reihe „eCitaro G“ von **Mercedes-Benz** ergänzen die 20 „eCitaro“-Solobusse, die bereits seit 2022 in Bremen eingesetzt sind. Mit einer separaten Bestellung beim spanischen Hersteller **Irizar** kommen weitere 15 E-Busse hinzu. 

EnBW investiert in Pumpspeicheranlagen im Schwarzwald

Als Betreiber des im Nordschwarzwald gelegenen Speicher- und Laufwasserkraftwerks in Forbach (Rudolf-Fettweis-Werk - RFW) will der Energiekonzern **EnBW** die Anlage umfangreich ausbauen. 

EVO-Netzbetreiber startet Online-Portal für Hausanschluss-Anträge

Für Hausanschluss-Gesuche für Strom, Erdgas oder Wärme in Offenbach, Rodgau, Seligenstadt, Mainhausen und Dietzenbach, hat die Netztochter der Offenbacher **EVO, Energienetze Offenbach GmbH (ENO)**, ein Web-Portal aufgebaut. 

Südländer gegen unterschiedliche Strompreiszonen

Mit einem vierseitigen Positionspapier fordern die **südwestlichen Bundesländer** den Erhalt einer einheitlichen deutschen Strompreiszone und einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien sowie einen schnellen deutschlandweiten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. 

REWE elektrifiziert seine Lkw-Flotte in Berlin und Umland

Mit mehreren Elektro-Lkw von **Mercedes-Benz** will REWE künftig die Belieferung

seiner Lebensmittelmärkte in der Hauptstadtregion stemmen. Dazu arbeitet das Unternehmen mit **Einride** zusammen, ein Unternehmen für Frachttechnologie aus Schweden. 

Verbrauchsvisualisierung & Co.: SWP nutzen Beenera-App für Privatkunden

Auf Basis von Echtzeitdaten des digitalen Stromzählers oder manuell eingegebener Zählerstände für Gas verdeutlicht die App nun auch für **Stadtwerke Pforzheim**-Kunden den Energieverbrauch sowohl insgesamt als auch verbrauchsgruppenspezifisch. 

Erdgasnachfrage in der EU 2022 gesunken

Die EU-Statistikbehörde **Eurostat** vermeldet für 2022 einen Rückgang der Erdgasnachfrage in der EU um 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Sie lag bei 12,9 Millionen Terajoule (umgerechnet 361 Milliarden m³). Dies ist nach 2012 und 2014 der drittniedrigste Gesamtwert seit 2008. 

Aral-Studie: Flottenmanager erwarten deutlichen Zuwachs bei E-Lastverkehr

Während im aktuellen Fahrzeugbestand der an der Umfrage von „**Aral Fleet Solutions**“ teilnehmenden Unternehmen noch Benzin- und Dieselantriebe dominieren, werde der Fuhrpark im Jahr 2028 nach Einschätzung der Teilnehmer in Deutschland bereits zu 31 Prozent aus vollelektrisch angetriebenen Fahrzeugen bestehen. 

Wellenkraftwerk Made in Kiel

Für die Energiewende auf dem Wasser haben die **Fachhochschule Kiel** und die Werft **German Naval Yards** den Prototyp eines Wellenkraftwerks entwickelt und gebaut. 

Fraunhofer ISE mit Konzept für H₂-Erzeugung auf See

Technisch und ökonomisch seien bis zu 50.000 Tonnen grüner Wasserstoff mit einem 500 MW-Elektrolyseur pro Jahr machbar. Zu diesem Ergebnis kommen Forscher des **Fraunhofer ISE** in einem von ihnen entwickelten technischen Anlagenkonzept. 

Shell und VW eröffnen erste „Elli Flexpole“-Ladestation

Besonderheit der technologischen Neuentwicklung ist, dass die Ladesäule dank eines integrierten Batteriespeichers an das **Niederspannungsnetz** angeschlossen werden kann. Dadurch könne auf spezielle Transformatoren und auch „kostspielige Bauarbeiten“ verzichtet werden. 

Stadtwerke Tübingen stellen E-Roller-Verleih ein

Grund ist die Insolvenz des E-Roller-Herstellers **Kumpan**. Es werde keine neue Sommersaison für die Zweiräder mehr geben. Stattdessen wird nun das E-Carsharing in der Stadt ausgebaut. 

Gas-Netzentgelte für mittelständische Unternehmen gesunken

Zum Stand 1. April 2023 betrug das mittlere Netzentgelt 0,75 Cent/kWh, das sind 0,12 Cent/kWh weniger als ein Jahr zuvor. Das hat **VEA** unter 665 am Preisvergleich beteiligten Netzbetreibern ermittelt. 

E.DIS bündelt Energiedienstleistungen

Die Töchter **e.distherm Wärmedienstleistungen**, **ENRO Ludwigsfelde Energie** und **E.ON edis Contracting** wurden zur **e.distherm Energielösungen** zusammengeschlossen. 

Diese Kurzmeldungen in ausführlicher Form und weitere News finden Sie auf  www.eid-aktuell.de

Personen



Foto: EnBW

Thomas Kusterer



Foto: SW Lohmar

Sonja Kreikemeyer



Foto: RWE

Andreas Friehe (l.) und Wolfgang Kahlert

Kusterer als EnBW-Finanz-Chef bestätigt

Beim südwestdeutschen Energiekonzern EnBW ist Finanzvorstand **Thomas Kusterer** frühzeitig für weitere fünf Jahre im Amt bestätigt worden. Sein noch bis zum 31. März 2024 laufender Vertrag wurde damit per 1. April 2024 bis Ende März 2029 verlängert.

„Als Finanzvorstand hat Thomas Kusterer die EnBW seit 2011 durch eine schwierige Transformationsphase erfolgreich begleitet“, begründete **Lutz Feldmann**, Vorsitzender des EnBW-Aufsichtsrats, die Verlängerung. Er stehe für einen „vorausschauenden, nachhaltigen Portfoliumbau, verbunden mit der Gewährleistung finanzieller Stabilität des Unternehmens und der Ausrichtung der Finanzierung an grünen Standards“.

Neue Geschäftsführerin bei Stadtwerken Lohmar

Per 1. Juni 2023 soll **Sonja Kreikemeyer** die Geschäftsführung der Stadtwerke Lohmar übernehmen. Sie folgt dann auf **Michael Hildebrand**, der 2021 nach seiner Pensionierung erneut die Geschäfts-

führung übernommen hatte und nun endgültig in den Ruhestand geht. Kreikemeyer war bereits von 2012 bis Mai 2016 Kaufmännische Leiterin der Stadtwerke Lohmar und leitet seit Dezember 2022 das Tiefbauamt der Stadt.

„Ich freue mich auf die Zusammenarbeit mit Sonja Kreikemeyer und bedanke mich ganz herzlich bei Michael Hildebrand für sein erneutes großes Engagement für die Stadtwerke Lohmar“, kommentierte Mitgeschäftsführer **Gregor Laarmann** den nun anstehenden Wechsel in der Geschäftsführung.

Neuer Leiter im Rückbau des KKW Emsland

Nach dem Ende des Leistungsbetriebs im Kernkraftwerk Emsland (KKE) hat der Leiter **Wolfgang Kahlert** den Ruhestand angetreten. Der studierte Elektrotechniker stieg 1984 beim KKE ein und war bereits bei der Inbetriebnahme auf der Warte dabei. Seit Dezember 2017 leitete er den Standort. Für Kahlert übernimmt nun **Andreas Friehe**. Der Maschinenbauingenieur leitete seit 2019 zuletzt das bereits im Rückbau befindliche Kernkraftwerk Lingen (KWL). (eid) ●

VERWALTUNG

NRW-Behörden sollen Energie sparen

Nordrhein-Westfalen hat sich im Klimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 eine bilanziell klimaneutrale Landesverwaltung zu erreichen. Hierfür müssen die CO₂-Emissionen aller 541 Behörden und sonstigen Einrichtungen beständig reduziert werden. Wirtschafts- und Klimaschutzministerin Mona Neu-

baur hat dazu die Motivationskampagne „mission E“ des Landes vorgestellt, deren Ziel es ist, die 168.000 Beschäftigten der Landesverwaltung für ein energiebewusstes Verhalten zu gewinnen.

Umgesetzt werden soll die Kampagne mit der Landesgesellschaft NRW. Energy4Climate. (hwb) ●

Termine

► 13. Juni 2023

Cybersecurity und EE-Anlagen

WebSeminar

Das WebSeminar „Cybersecurity – Sicherheitslösungen für den EE-Anlagenbetrieb“ werde „praxisnah“ zeigen, wie konkrete Sicherheitsrisiken im IT-Bereich erkannt und minimiert werden können, verspricht Veranstalter BWE Seminare. Experten sollen vermitteln, wie EE-Anlagen gegen Manipulation und Datendiebstahl abgesichert und Mitarbeiter und Dienstleister für IT-Risiken sensibilisieren werden können.

Anmeldung: www.bwe-seminare.de

► 14. – 15. Juni 2023

BDEW Kongress 2023

Berlin

Der BDEW Kongress 2023, einer der größten Branchentreffs der Energiewirtschaft in Deutschland, steht unter dem Motto „Wir sichern Energie“. Um angesichts krisenhafter Entwicklungen die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, soll auf dem Kongress eine Standortbestimmung vorgenommen werden: Welche Lehren können aus der Krise gezogen werden? Wie lässt sich der Pfad zur Klimaneutralität weiter beschreiten?

Anmeldung: www.bdew-kongress.de

► 26. - 27. September 2023

VKU-Stadtwerkekongress 2023

Köln

Der VKU-Stadtwerkekongress bietet in diesem Jahr die Gelegenheit, sich mit kommunalen Entscheidern und Fachleuten zu vernetzen. Der Branchentreff für Stadtwerke und kommunale Energieversorger bietet ein interaktives Programm und schafft einen Rahmen, um aktuelle Herausforderungen zu diskutieren und gemeinsam Perspektiven zu schaffen.

Anmeldung: www.vku-stadtwerkekongress.de

Impressum

DVV Media Group GmbH
 Heidenkampsweg 73-79,
 20097 Hamburg
 Tel.: 040 / 23714-102,
 Fax: 040 / 23714-101
 redaktion@eid.de
 www.eid-aktuell.de

Geschäftsführung:
 Martin Weber

Verlagsleitung:
 Manuel Bosch

Redaktion: Kai Eckert (verantw.),
 Imke Herzog, Dominik Heuel,
 Jonas Rosenberger

Anzeigen: Markus Wenzel,
 Tel.: 040 / 23714-117,
 markus.wenzel@dvvmedia.com

Marketing & Vertriebsleitung:
 Markus Kukuk
 Tel.: 040 / 23714-291,
 markus.kukuk@dvvmedia.com

Leser- und Abonnentenservice:
 Tel.: 040 / 23714-240,
 E-Mail: leserservice@eid.de

**Unternehmenslizenzen
 Digital/Print:**
 lizenzen@dvvmedia.com

**Bezugsbedingungen
 und -gebühren:**
 Erscheinungsweise wöchentlich.

Bezugsbedingungen: Die Bestellung des Abonnements gilt zunächst für die Dauer des vereinbarten Zeitraumes (Vertragsdauer). Eine Kündigung des Abonnementvertrages ist zum Ende des Berechnungszeitraumes schriftlich möglich. Erfolgt die Kündigung nicht rechtzeitig, verlängert sich der Vertrag und kann dann zum Ende des neuen Berechnungszeitraumes schriftlich gekündigt werden. Bei Nichtlieferung ohne Verschulden des Verlages, bei Arbeitskampf oder in Fällen höherer Gewalt besteht kein Entschädigungsanspruch. Zustellmängel sind dem Verlag unverzüglich zu melden. Es ist ausdrücklich untersagt, die Inhalte digital zu vervielfältigen oder an Dritte (auch Mitarbeiter, sofern ohne personenbezogene Nutzerlizenzierung) weiterzugeben.

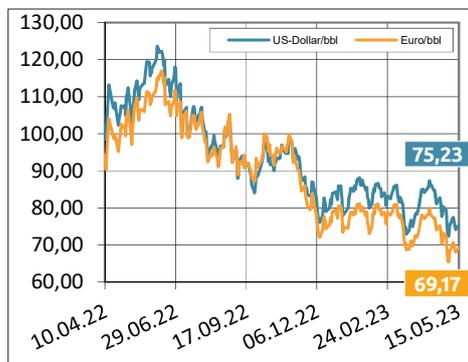
Bezugsgebühren: Abonnement Gesamtausgabe jährlich EUR 1.179,- zzgl. MwSt. als digitales E-Paper, mit Zugang zur Website www.eid-aktuell.de, zum Energie-Gesamtarchiv sowie den täglichen EID-Daily News per E-Mail. Bei zusätzlichem Printbezug: Inland jährlich EUR 1.419,- inkl. Porto zzgl. MwSt.; Ausland mit VAT-Nr. jährlich EUR 1.434,- inkl. Porto, ohne VAT-Nr. inkl. Porto zzgl. MwSt. Einzelheft: 23,00 EUR inkl. MwSt. Zusätzliche digitale Abonnements: Bezug auf Anfrage.

Gültig ist die Vertriebspreisliste vom 01.01.2023.

Druck: SDK Systemdruck Köln GmbH & Co. KG, Köln

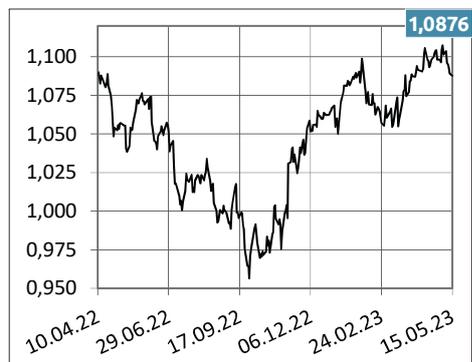
Charts

Rohöl Brent Frontmonat



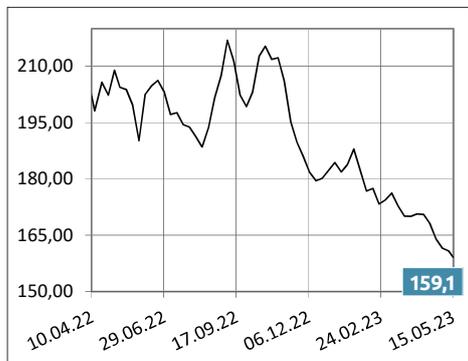
Euro-Fixing

US-Dollar/Euro



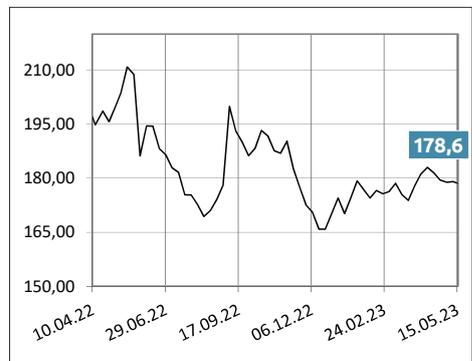
Diesel

Cent/l



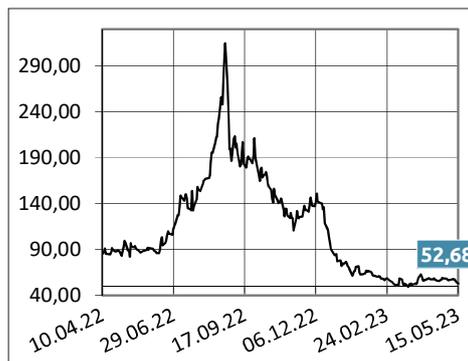
Eurosuper E10

Cent/l



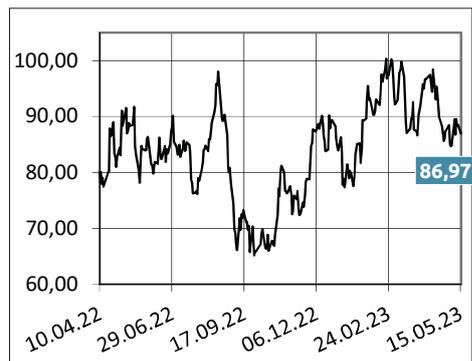
Gas Frontjahr

Euro/MWh



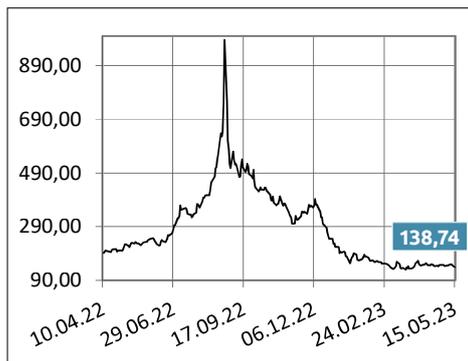
EU-Emissionsberechtigungen

Euro/EUA



Strom Frontjahr base

Euro/MWh



Kohle-Terminmarktnotierungen

US-Dollar/Tonne

