Energie Informationsdienst

MUSTER

www.eid-aktuell.de

04 **REGULIERUNG:** Die Bundesnetzagentur will den Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze völlig neu gestalten. Unter anderem könnten die Regulierungsperioden von fünf auf drei Jahre verkürzt werden.

06 **UNTERNEHMEN:** TotalEnergies setzt seine Strategie, die eigenen Geschäftsfelder in Deutschland rund um die Erneuerbaren zu erweitern, fort. Jetzt steht ein Batteriespeicher-Entwickler auf der Einkaufsliste.

14 **SCHNELL-LADER:** In Mönchengladbach plant Aral seinen ersten Standort ausschließlich für E-Fahrzeuge. Vor Ort sollen 14 Ultraschnell-Ladesäulen mit bis zu 400 kW bei je zwei Ladepunkten entstehen.

Knappe Kassen: „Alles muss auf den Prüfstand“

Mangels verfügbarer öffentlicher Mittel wehrt sich die Energiebranche zusehends gegen „unsinnige“ Kostenfaktoren. „Superwichtig“ sei zudem eine schnelle Entscheidung zur Kraftwerksstrategie.

Foto: Steffen Unger / Handelsblatt

Handelsblatt Energiegipfel in Berlin: Hilfe sowohl bei Investitions- als auch Betriebskosten von Gas- bzw. H_2-Kraftwerken sind für Bundeswirtschaftsminister Habeck vorstellbar.

VON DOMINIK HEUEL

Ein recht kämpferischer Robert Habeck war – nicht zuletzt vor dem Hintergrund jüngst bekannt gewordener rechtspopulistischer oder gar deutlich rechter Abschottungsphantasien im aktuellen politischen Diskurs – zu erleben auf dem Handelsblatt Energiegipfel, dem wichtigen Branchentreff in Berlin. „Dümmer als zu sagen, Deutschland soll aus der EU, aus dem Binnenmarkt, aus dem Strombinnenmarkt raus, kann man Politik nicht denken“, so der grüne Bundeswirtschafts- und -klimaschutzminister, der für seine Worte prasselnden Applaus der Energiemanager im Saal erntete. Viele Kapazitäten, die bereitgestellt worden seien, auch um die Energiekrise abzuwehren, würden nun gar nicht in dem Maße abgerufen, wie es möglich wäre, „das heißt, viele Kohlekraftwerke, die wir in den Markt gebracht haben, produzieren gar nicht so viel Kohlstrom – das hat auch damit zu tun, dass der EU-Markt funktioniert“, so Habeck. „Wenn wir eine Insel wären, könnten wir uns durchaus selbst versorgen, allerdings zu höheren Preisen – es ist doch gut, dass der europäische Markt funktioniert“, hielt er den Kritikern des supranationalen Systems entgegen. Die Importe lägen bei 2 Prozent des deutschen Stromverbrauchs, der Anteil von Atomstrom aus Frankreich oder Schweden an den Importen bei ungefähr einem Viertel. „Das ist nichts, was wir nicht auch bereitstellen könnten, aber wenn die Windenergie aus Skandinavien günstiger ist, oder auch wegen der CO_2-Zertifikate der Atomstrom über die Grenzen fließt, wollen wir uns da abschotten?“ Das könne „nicht ernsthaft die Antwort sein, die wir geben: der Markt muss offen sein“, strich Habeck als „eine der Grundlagen der deutschen Politik“ heraus.

Mit Blick auf künftige Importbedarfe verwies Habeck zugleich auf die Bedeutung der Investitionen in Dekarbonisierung. „Etwa 70 Prozent der Energieverbräuche in Deutschland importieren wir, Steinkohle, Gas, Öl.“ Wenn die Dekarbonisierung, wie politisch angestrebt, umgesetzt werde, müsste Deutschland

MUSTER

2045 ohnehin nur noch rund 30 Prozent importieren – „vor allem grünen Wasserstoff, vielleicht auch blauen Wasserstoff“. „Das heißt auch – und das muss man gegen die Summen rechnen, die wir jetzt zu investieren haben –, dass die Geldaufwendungen ‚im Land‘ Rendite erzielen werden, dass wir nicht den Herkunftsländern unsere Euros überweisen, sondern wir sowohl resilienter wie auch volkswirtschaftlich robuster dastehen.“

Beim aktuellen Branchen-Topthema, der erhofften baldigen Vorlage einer Kraftwerksstrategie der Bundesregierung, seit langem von der Energiewirtschaft gefordert, zeigte sich Habeck aufgeschlossen. Medien hatten zuvor spekuliert, es könnte eine Entscheidung in der Sache unmittelbar bevorstehen. Die Bundesregierung hatte bereits vor etwa einem Jahr einen Lösungsvorschlag angekündigt, wie angesichts zunehmend volatiler Einspeisung grundlastfähige Gas- bzw. H_2-Kraftwerke angereizt werden könnten. „Dann kam das Haushaltsurteil dazwischen, und wir mussten erstmal andere Sachen erledigen – jetzt sind wir wieder da, wo wir waren. Ich hoffe, dass wir jetzt zügig zu einem Ergebnis kommen“, so Habeck auf dem Berliner Podium.

Foto: Steffen Unger / Handelsblatt

E.ON-Chef Leonhard Birnbaum (2.v.l.): Bei den Kosten „muss alles auf den Prüfstand“.

Hilfe sowohl bei Investitions- als auch Betriebskosten denkbar

Zur Frage, wie Kraftwerksanreize konkret aussehen könnten, ließ sich Habeck abringen, „die Idee“ sei zum einen, „dass man einen Teil der Capex-Kosten, nämlich den Teil, der sich nicht am Markt rechnet, bezuschusst sowie einen Teil der Opex-Kosten – damit die Gaskraftwerke zumindest eine gewisse Stundenzahl im Jahr laufen“, so Habeck. Es gehe zunächst darum, „Erfahrungen sammeln“ zu können mit den Anlagen. Mit Blick auf die Kosten stelle sich die Frage, „wie teuer – annahmegestützt – Wasserstoff sei und wie hoch der CO_2-Preis, etwa im Jahr 2035“. Dann komme es noch darauf an, „wieviel Stunden sie laufen, wieviel Kapazität man darüber schafft“, so der Minister.

Ab Ende der 30er Jahre würden keine neuen Zertifikate im Emissionshandel mehr ausgegeben und der Bestand nur noch reduziert. „Das heißt, erst Kohle, dann Gas, Öl natürlich auch, werden irgendwann aus dem Markt gedrängt“, so Habeck. Mit Blick auf die H_2-Kraftwerke wisse man „aber auch, dass Technik sich nicht automatisch nach einer Markterwartung entwickelt, sondern am Anfang gefördert werden muss – wir sind gut beraten, Kraftwerke schon einmal laufen gelassen zu haben, bevor diese Phase eintritt“, so der Minister.

Gesagt

„Wenn es neue und bessere Ideen gibt, müssen die alten Planungen angepasst werden. Nur so können Innovationen wirken und die Kosteneffizienz verbessert werden – und beides ist dringend nötig, damit die Kosten verkraftbar bleiben.“

Hubertus Bardt, Geschäftsführer des Instituts der deutschen Wirtschaft. Nach Berechnungen von McKinsey könnten beim energiewendegetriebenen Umbau des Energiesystems in Deutschland bis 2035 Investitionen in Höhe von 150 Milliarden Euro eingespart werden.

Bild: IW

„Wir brauchen genug Zeit, um neue Gaskraftwerke aufzubauen und sie dann in den 2030ern zu Wasserstoffkraftwerken umzubauen.“

Uniper-Chef Michael Lewis weist auf dem Handelsblatt Energie-Gipfel darauf hin, dass die Bundesregierung endlich ihre Kraftwerksstrategie vorlegt, damit es für die Unternehmen Planungssicherheit bei den Investitionen gibt.

„Man soll nicht so tun, als wäre dieser grüne Strom billig oder gratis, weil Sonne und Wind keine Rechnung schicken. “

Michael Strugl, Chef des österreichischen Stromversorgers Verbund. Zwar würden die Strompreise wieder sinken. Gleichzeitig gebe es auf der Stromrechnung aber auch Bestandteile, die vermutlich steigen werden, wie etwa Netzentgelte.

„Volkswagen versucht zu retten, was die Ampel-Koalition mit ihrer Nacht- und Nebelaktion im Dezember kaputt gemacht hat, als sie urplötzlich die Umweltprämie strich. Danach war nichts mehr los bei den Händlern.“

Autoexperte Ferdinand Dudenhöffer sieht VW wegen der Rabattschlacht bei E-Autos „in tiefroten Zahlen“.

MUSTER

Becker: Politik hält Preisspitzen nicht aus

Auch Trianel-Chef Sven Becker verwies am Rande des Energie-Gipfels darauf, dass in den letzten zehn Jahren kaum etwas an gesicherter Leistung zugebaut worden sei. „Bei solchen Anlagen, da ist das Marktrisiko und auch das regulatorische Risiko einfach zu hoch“, so Becker, „Gaskraftwerke werden immer weniger Stunden laufen. Man müsse sich „dann allein in diesen wenigen Stunden refinanzieren“. Becker betonte, dass die Politik 2016 mit dem Strommarktgesetz und dem Festhalten am Energy Only-Markt genau hierauf gesetzt habe. Doch letztlich könne das nicht funktionieren. „Wir haben im letzten Jahr mit der Abschöpfung von den so genannten Übergewinnen gesehen, dass die Politik Preisspitzen nicht aushält, sondern in den Markt eingreift“, so der Trianel-Chef, auch wenn dies in einem anderen Zusammenhang geschehen sei.

TenneT-Chefin Manon van Beek verknüpfte in Berlin ihr Drängen auf eine schnelle Entscheidung in Sachen Kraftwerksstrategie mit einem Lob für den zuletzt deutlich fortgeschrittenen Erneuerbaren-Ausbau sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland. „Das ist nicht zu stoppen – aber in einem solchen System mit immer mehr Sonne und Wind, ist es wichtig, ist es superwichtig, dass wir die Kraftwerksstrategie bekommen“, so van Beek. Auch für TenneT sei der Zubau gesicherter Leistung der einzige Weg, das Stromsystem am Laufen zu halten. „Wir müssen noch in diesem Winter zu einer Entscheidung kommen“, macht die TenneT-Chefin Druck. Sollten die politischen Entscheidungen jetzt schnell folgen, sei der Bau der Anlagen bis zum Ende des Jahrzehnts noch machbar.

Foto: Dietmar Gust / Handelsblatt

Kraftwerksstrategie „superwichtig“, TenneT-CEO Manon van Beek.

Auch 50Hertz-Chef Stefan Kapferer betonte mit Verweis auf knappe Fristen für den Kraftwerksbau darauf, „wir haben ja noch eine Bauphase“. Zudem gehe er „sicher“ davon aus, dass nochmals die Debatte aufflammen werde, wo die Anlagen regional angesiedelt werden sollen. Mit Blick auf die Gefahr einer womöglich sachwidrigen Allokation der H_2-Erzeugung räumte Kapferer ein, dass etwa das Vorhandensein eines ÜNB-Anschlusses, eines Gasnetzanschluss oder die künftige Vorortung am H_2-Kernnetz die Standortwahl beeinflussen könnten. „Aber klar ist, wir brauchen – nicht nur, aber überwiegend – zusätzliche Kapazitäten in Süddeutschland“, so Kapferer. „Und wenn die nicht kommen, dann haben wir mit dem Kohleausstieg 2030 ein Problem.“

Neue Debatte um Rückkehr zur Freileitung – Erdkabel aber teils schon weit im Genehmigungsverfahren

Insbesondere im Nachgang der Haushaltskrise geisterten angesichts knapper staatlicher Kassen überdies weitere Sparideen durch die Podien des Energiegipfels. „Alles muss auf den Prüfstand, forderte etwa E.ON-Chef Leonhard Birnbaum in Berlin. „Die Systemkosten gehen nach oben, die Finanzierungskosten gehen nach oben, die Infrastrukturkosten gehen nach oben“ – zugleich gehe aber „die Fähigkeit des Staates, das alles mit Geld zuzudecken, nach unten“. Das sei teils vielleicht „sogar gut – wenn es uns gelingt, uns auf sinnvollere Aktivitäten zu konzentrieren“ und, so Birnbaum, „Unsinn zu unterlassen“. Derweil fokussiert sich die Debatte zunehmend auf eine mögliche Abkehr von der im Vergleich zur Freileitung teureren Erdverkabelung großer Energiewende-Netzprojekte. „Wir sind in der Diskussion, ob wir bei Vorhaben aus dem Netzentwicklungsplan auf Freileitungen wechseln, es geht um 20 Milliarden Euro Einsparpotenzial, das wir errechnet haben“, betonte Kapferer. Bundesnetzagentur-Chef Klaus Müller, der sich in dieser Frage grundsätzlich offen zeigte, gab indes zu bedenken, dass die Akzeptanz des Netzausbaus – womöglich auch wegen des Erdkabelvorrangs – leicht gestiegen sei, was er u.a. an einer rückläufigen Klagerate gegen seine Behörde festmachte. „Das sind industrielle Vorhaben, aber man sieht sie vielleicht etwas weniger als Freileitungen – ich bin den drei ÜNB dankbar, die sich engagiert in diese Diskussion eingebracht haben, ein vierter ist skeptisch“, fasste Müller den Stand der Dinge zusammen. Die Debatte sollte aus Müllers Sicht nun vor allem mit den Kommunen und der Bevölkerung im ländlichen Raum zügig geführt werden. „Wir haben die Beschleunigungsgesetze sehr ernst genommen und sind inzwischen soweit, dass wir in unserem Verantwortungsbereich ein Drittel bis zur Hälfte schneller sind als in der Vergangenheit“, so Müller. Und das habe seine Behörde „natürlich jetzt für die Trassen, die in der Diskussion sind, auch schon forciert“. Man sei bereits in den Beteiligungsverfahren, „und wenn wir das jetzt korrigieren sollten, weil die Politik sagt, sie will lieber Freileitungen statt Erdkabel haben“, dann müsse das möglichst schnell entschieden werden, so Müller.

Foto: Dietmar Gust / Handelsblatt

Investitionen in Netze nicht Haupttreiber der Netzentgelte, 50Hertz-Chef Kapferer.

Sparen gerade durch Netzinvestitionen

50Hertz-Chef Kapferer verwies in Sachen Kostenoptimierung darauf, dass „es eine „Legende“ sei, dass die Investitionen in die Netze der Haupttreiber der Netzentgelte sind. Dass die Netzgebühren heute bei 6,4 Cent je kWh lägen, beruhe zum einen vor allem auf „extrem hohen Redispatch-Aufwendungen“, verursacht durch Netz-Engpässe. Zugleich müsse man für diese Redispatch-Maßnahmen sehr hohe Strompreise bezahlen. Bei einer jüngsten bedeutenden Ertüchtigungsmaßnahme in Hamburg habe 50Hertz nach drei Monaten die Hälfte der Investitionskosten reingespielt über eingesparte Redispatchkosten, so Kapferer. „Das ist nicht überall so deutlich wie dort, aber es zeigt, dass Investitionen in Digitalisierung uns am Ende helfen, die Netzentgelten runterzukriegen.“

Chef-Regulierer Müller will unterdessen mit Blick auf die Digitalisierung – auf Basis der neuen Kompetenz-Zuweisung durch den Bundesgesetzgeber in Reaktion auf das Regulierungs-Urteil des EuGH – die Anreizregulierung „auf den Prüfstand stellen“ und u.a. „über einen Energiewende-Kompetenz-Bonus nachdenken“. Es handele sich dabei „von Regulierseite um das Angebot, Digitalisierung, Standardisierung, Beschleunigung in die Anreizregulierung zu übernehmen“, so Müller. Die Netzbranche müsse freilich immer auch auf Kosteneffizienz achten – aber ja, in der digitalen Neuausrichtung und der Beschleunigung liege eine große Chance, so Müller.

MUSTER

NETZREGULIERUNG

BNetzA will Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze völlig neu gestalten

Die Bundesnetzagentur wird den Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetze völlig neu gestalten. Formaler Auslöser ist die Umsetzung einer Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom September 2021. Der EuGH hatte eine nicht ausreichende Unabhängigkeit der Behörde gerügt. Durch die Verordnungsermächtigungen für die Bundesregierung im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sei der politische Einfluss höher als dies aufgrund der europarechtlichen Vorgaben erlaubt sei. Die Bundesregierung hat im vergangenen Jahr die EuGH-Entscheidung mit einer Novelle des EnWG umgesetzt. Die Novelle ist Ende 2023 in Kraft getreten. Die bisherigen Verordnungen zu den Netzentgelten, der Anreizregulierung und dem Netzzugang verlieren ihre Gültigkeit und werden durch Festlegungen der BNetzA ersetzt.

Klaus Müller, der Präsident der BNetzA, machte in einer Pressekonferenz Mitte Januar aber deutlich, dass es auch gewichtige inhaltliche Gründe für eine Neujustierung der Regulierung gebe. Die zunehmende Dynamik der Energiewende schaffe für die Netze neue Herausforderungen, sagte Müller. Diese sind im Strom- und Gassektor im Grunde gegenläufig: Stromnetzte müssen sowohl auf der Übertragungs-, als auch auf der Verteilebene stark ausgebaut werden. Zudem müssen die Netze stärker digitalisiert werden, um die Informationsmöglichkeiten über den Netzzustand und die Netzsteuerung zu verbessern und zu flexibilisieren. „Wir müssen einfacher und schneller werden“, nannte Müller als Kriterien für die Anpassung des Rahmens. Im Gasbereich wird es häufig um eine Stilllegung von Netzen gehen, weil nur ein Teil insbesondere der Verteilnetze für grüne Gase oder Wasserstoff genutzt werden könne. Die Netzbetreiber sollen durch eine Anpassung des Regulierungsrahmens auf die potenziell verkürzte Nutzung und niedrigere Auslastung reagieren können.

Müller betonte, die Behörde werde sich für den Umbau Zeit nehmen und dies in einem intensiven Dialog mit der Branche, der Wissenschaft und der Zivilgesellschaft tun. Dies ist durchaus sinnvoll, da in der Energiewirtschaft wohl durchaus unterschiedliche Einschätzungen zu einem adäquaten Regulierungsrahmen bestehen. Den Auftakt machten Müller und seine Mitarbeiter mit einem parallel zu der Pressekonferenz veröffentlichten Eckpunkte-Papier, das auf 25 Seiten und mit 15 Thesen die wesentlichen Grundideen für einen neuen Regulierungsrahmen enthält. Die BNetzA versucht dabei eine Balance zwischen dem Beibehalten von aus ihrer Sicht bewährten Teilen des aktuellen Regulierungsrahmens und neuen Ansätzen zu finden. „Wir wollen Verlässlichkeit und Konstanz nicht aufs Spiel setzen“, betonte Müller. So soll die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der Festlegung von Erlösobergrenzen erhalten bleiben. Auch die Kategorien dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile und volatiler Kosten, mit denen von den Netzbetreibern nicht zu beeinflussbare äußere Faktoren berücksichtigt werden, sollen bestehen bleiben; ebenso, zumindest für den Stromsektor, der derzeitige Effizienzvergleich.

Verkürzte Regulierungsperiode, Pauschalierung bei Kapitalkostenabgleich

Einfacher und schneller soll die Regulierung insbesondere durch die folgenden Neuregelungen werden: Eine Verkürzung der Regulierungsperiode von drei auf fünf Jahre, die Erweiterung der Qualitätsregulierung durch noch festzulegende Parameter, mit denen eine „Energiewendekompetenz“ belohnt wird, Pauschalierungen bei der Kapitalkostenbestimmung und Vereinfachungen bei der Bestimmung des Umlaufvermögens. Und die Regelungen für die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes sollen neu festgelegt werden. Dies wird vermutlich ein ganz zentraler Diskussionspunkt werden. Gegen die Ermittlung des Zinssatzes für die aktuelle Regulierungsperiode haben viele Netzbetreiber erfolgreich beim OLG Düsseldorf geklagt, das Verfahren ist noch beim Bundesgerichtshof anhängig, da die BNetzA Rechtsmittel eingelegt hat. Die BNetzA-Beschlusskammer 4 hat für den Rest der aktuellen Regulierungsperiode einen Vorschlag für eine neue Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes vorgelegt. Daran soll auch weitergearbeitet werden. Die neue Bemessung soll aber nur für Neuanlagen gelten, was bei Netzbetreibern zu heftigem Widerspruch führt. In These Nummer 13 in dem Eckpunktepapier wird ein einheitlicher Zinssatz für Neu- und Bestandsanlagen vorgeschlagen, der in Zukunft für die gesamte Regulierungsperiode gelten soll.

Foto: BNetzA

Bundesnetzagentur-Chef Klaus Müller präsentiert die Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netz-Anreizregulierung.

Für den Gassektor sollen eine Reihe weiterer Regelungen den Verteilnetzbetreibern ermöglichen, zu berücksichtigen, dass Erdgas ein endliches Geschäftsmodell darstellt. Spätestens 2045 ist Schluss, der Absatz wird vermutlich schon früher sukzessive deutlich sinken, vor allem in Abhängigkeit von lokalen Dekarbonisierungsstrategien für den Wärmemarkt, die sich in den kommunalen Wärmeplänen niederschlagen werden, die ab Mitte 2026 beziehungsweise Mitte 2028 Pflicht sind. Für Gasnetze, die nicht weiter für grüne Gase oder Wasserstoff genutzt werden, sollen deshalb die Abschreibungsdauern verkürzt und die Umstellung auf eine degressive Abschreibung geprüft werden. Zudem soll es den Verteilnetzbetreibern erlaubt werden, Rückstellungen für unvermeidbare Kosten der Stilllegung und des Rückbaus zu bilden. Der Behörde ist klar, dass diese Maßnahmen zu deutlich steigenden Netzentgelten führen können. Deshalb wird überlegt, sie möglichst früh einzuführen. So könnten die Entgeltsteigerungen begrenzt werden. Müller hofft, sie würden maximal einen einstelligen Euro-Betrag pro Monat ausmachen, betonte aber, dies sei mit einem „sehr breiten Daumen“ abgeschätzt. Vermutlich wird die Energiewirtschaft eine schnelle Regelung zur Absicherung einer möglichen Stilllegung von Gasnetzen sehr begrüßen. Für neue Netze wurde die Option einer verkürzten Abschreibungsdauer schon im November 2022 mit der Festlegung KANU durch die BNetzA ermöglicht. Damals hatten viele Verteilnetzbetreiber gefordert, dies auch

auf Bestandsnetze zu erweitern. 2023 hatte sich die Diskussion um die Endlichkeit des Gasnetzes und der Anpassung des regulatorischen Rahmens mit einer ganzen Reihe von Studien deutlich intensiviert.

Auch Änderungen in den Entscheidungsprozessen

Mit dem klaren Signal, bereit zu sein, die Regelungen für den Gassektor vorzuziehen, signalisiert die Behörde zum einen ihre Bereitschaft zu einem ausführlichen und auch lang andauernden Dialog, zum anderem auch ihr Interesse an flexiblen, den verschiedenen Netzbereichen angepassten Lösungen. „Wir haben viel Zeit und Geduld“, um noch einmal Müller zu zitieren, der sich dessen bewusst zeigte, dass die Interessen in der Branche sehr unterschiedlich sind. Das Interesse an flexiblen Lösungen zeigt sich auch daran, dass die veröffentlichten Eckpunkte nur Regelungen für die Gas- und Stromverteilnetze und die Gasfernleitungsnetze enthalten. Für die Übertragungsnetzbetreiber im Stromsektor wird die Behörde einen eigenen Dialogprozess starten. Dies sei aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie Systemaufgaben sinnvoll, heißt es in dem Papier. Die Behörde will sich grundsätzlich 2024 und 2025 Zeit zur Entwicklung der neuen Festlegungen nehmen, erläuterte die Vize-Präsidentin Barbie Haller. Anfang 2026 sollen die Festlegungen fertig sein und dann zur nächsten Regulierungsperiode 2028 eingeführt werden. Aber auch dies, betonte sie, sei verhandelbar, man könne die laufende Regulierungsperiode verkürzen. Für den Gassektor kann man sich, wie schon erwähnt, eine schnellere Umsetzung vorstellen, um die vorgezogenen Kosten noch auf möglichst viele Netznutzer zu verteilen. Das Eckpunkte-Papier wird bis zum 16. Februar konsultiert. Am 2. Februar wird die Behörde eine öffentliche Dialogveranstaltung durchführen, an der in Präsenz und virtuell die Teilnahme möglich ist. Müller und Haller betonten, der gesamte Prozess für den neuen Regulierungsrahmen werde ergebnisoffen geführt. In dem Papier äußert sich dies auch darin, dass nach jeder These mit Vorschlägen zur Ausgestaltung des Systems ein Kasten mit Fragen folgt. Frage 1 lautet zu jeder These: wird diese These geteilt?

Haller erläuterte auch noch eine Änderung in den Entscheidungsprozessen der Behörde. Die EnWG-Novelle sieht die Einrichtung einer Art Super-Beschlusskammer vor, die alle grundlegenden, bundesweit geltenden Regelungen zu den Entgelten und Zugangsfragen treffen wird. Die bestehenden Beschlusskammern werden sich dann Einzelfragen widmen. Mitglieder der Großen Beschlusskammer (GBK) sind das Präsidium der BNetzA mit dem Präsidenten und den beiden Vizepräsidenten, die Abteilungsleiter aus dem Energiebereich sowie die Vorsitzenden der Energie-Beschlusskammern. Vorsitzender ist der Präsident Klaus Müller.

Der BDEW begrüßte in einer ersten Stellungnahme die Bereitschaft der BNetzA, die auch aus Sicht des Verbandes notwendige Optimierung des Regulierungsrahmens im Dialog mit der Branche zu gestalten. „Wir freuen uns auf den Austausch“, wird die Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung Kerstin Andreae in einer Pressemitteilung zitiert. Die Dringlichkeit des Themas mag eine Zahl illustrieren. Bis 2037 müssen 170 Milliarden Euro allein in Strom-Verteilnetze investiert werden. Diese Zahl nannte Haller bei der Pressekonferenz. Ohne investitionsfreundliche regulatorische Rahmenbedingungen werden diese Investitionen aber nicht erfolgen. Ihre Finanzierung ist ohnehin eine enorme Herausforderung für viele Verteilnetzbetreiber. *(mhl)*

Energie Informationsdienst

MUSTER

CHRONIK 2023

Das Energiejahr 2023

NEU

Jetzt Bestellen!

www.eid-aktuell.de/eid-chronik-2023

MUSTER

Strommarkt

PHOTOVOLTAIK

RWE erprobt Agri-PV mit verschiedenen Bewirtschaftungs-Methoden

Foto: RWE

Nach rund fünf Monaten Bauzeit hat RWE im Rheinischen Revier eine Agri-Photovoltaikanlage ans Netz gebracht. Die Demonstrationsanlage wurde auf einer rund sieben Hektar großen Rekultivierungsfläche am Rande des Tagebaus Garzweiler bei Bedburg errichtet. Der Essener Konzern will in den kommenden Jahren Anwendungsforschung betreiben, wie Solarstromerzeugung und Landwirtschaft kombiniert werden können.

Mit den ersten Pflanzungen in diesem Frühjahr sollen die mindestens fünf Jahre laufenden Forschungsaktivitäten beginnen. RWE will dabei geeignete Bewirtschaftungsmethoden und wertschöpfende Betreiberkonzepte für Agri-PV entwickeln. Wissenschaftlich unterstützt wird der Konzern durch das Institut für Pflanzenwissenschaften am Forschungszentrum Jülich und das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Das Projekt erhält zudem Gelder aus dem Programm „progres.nrw für Klimaschutz und Energiewende“.

Die 3,2 MW-Testanlage deckt drei unterschiedliche – acker- oder gartenbauliche – Agri-PV-Konzepte ab. Für die ackerbauliche Nutzung sind die Solarmodule fest und in senkrechter Ausrichtung angebracht. Es soll jeweils das Zusammenspiel von Pflanzenwachstum und PV-Technik beobachtet werden. Bei der gartenbaulichen Variante sind die Module auf einer beweglichen Achse montiert, um dem Sonnenlauf von Osten nach Westen folgen zu können. Zwischen den Modulreihen wurde Platz für Erntemaschinen gelassen. Bei der dritten Variante sind die PV-Module erhöht auf einer Pergola-ähnlichen Unterkonstruktion angebracht. *(jr)* ●

PHOTOVOLTAIK

NRW fördert kommunalen PV-Ausbau

In Nordrhein-Westfalen soll der kommunale PV-Ausbau im Rheinischen Revier voran kommen. In den nächsten vier Jahren stellen dazu der Bund und das Land bis zu 60 Millionen Euro für das Zukunftsprojekt des Strukturwandels im Rheinischen Revier zur Verfügung. Die Mittel seien für die Titel „Photovoltaik-Dachanlagen auf kommunalen Gebäuden zusammen mit einem Batteriespeicher“ sowie „Planungsleistungen zum Photovoltaikausbau“ im Rheinischen Revier bestimmt, teilte Wirtschafts- und Klimaschutzministerin Mona Neubaur auf der Jahresveranstaltung des Gigawattpakts mit. Zu diesem Bündnis hatten sich im März 2022 rund 50 Landkreise, Kommunen, energiewirtschaftliche Unternehmen und Projektträger mit dem Ministerium zusammengeschlossen. Erklärtes Ziel sei es, die erneuerbare Stromerzeugung im Rheinischen Revier bis 2028 auf 5 GW auszuweiten. Das bedeute mehr als eine Verdopplung der installierten Leistung im Vergleich zu den 2,3 GW im Jahr 2020.

Gemeinsam mit Partnern wie der Zukunftsagentur Rheinisches Revier und NRW.Energy4Climate wurden auf der Jahrestagung neue Fördermaßnahmen vorgestellt. Eine zentrale Anlaufstelle soll den EE-Ausbau auf lokaler Ebene unterstützen und Kommunen bei der Umsetzung und Planung beraten. Außerdem sollen ab Februar gezielte Programme zur Förderung von Photovoltaik auf kommunalen Gebäuden starten. Die Förderhöchstgrenze liegt bei 350.000 Euro pro System bzw. Gebäude. *(hwb)* ●

BATTERIESPEICHER

TotalEnergies übernimmt Batteriespeicher-Entwickler Kyon Energy

TotalEnergies setzt seine Strategie, die eigenen Geschäftsfelder in Deutschland im Erneuerbaren-Bereich zu erweitern, fort. Nachdem das Unternehmen Anfang des Jahres den Verkauf des Tankstellennetzes in Deutschland und Belgien an Alimentation Couche-Tard abgeschlossen hat, steht jetzt ein deutscher Entwickler von Batteriespeichersystemen auf der Einkaufsliste. Die 2021 von drei Gründern aus der Taufe gehobene Kyon Energy soll vorbehaltlich aller behördlichen Genehmigungen für zunächst 90 Millionen Euro an TotalEnergies gehen. Weitere Zahlungen sind in Aussicht gestellt, dafür müssen aber bestimmte Entwicklungsziele erreicht werden.

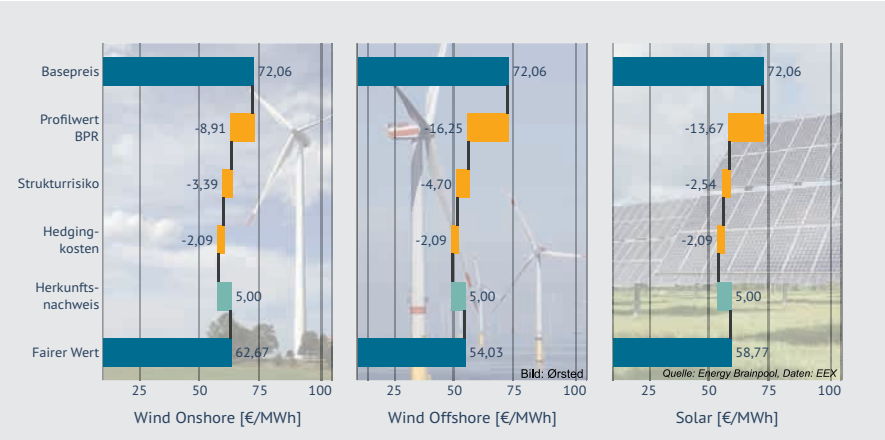
Kyon Energy kann seit Unternehmensgründung entwickelte Projekte im Umfang von 770 MW verweisen, von denen 120 MW in Betrieb, 350 MW im Bau und 300 MW baureif sind. Zusätzlich gibt es noch eine Projekt-Pipeline von 2 GW, die nach Angaben von Kyon Energy „im fortgeschrittenen Stadium“ sind. TotalEnergies will diese Projekte entwickeln, bauen und betreiben. Der Energiekonzern bewertet die Übernahme von Kyon Energy als ein „Schlüsselelement für unsere Präsenz auf dem deutschen Strommarkt, der der größte in Europa ist“, so Stéphane Michel, President Gas, Renewables & Power bei TotalEnergies. Michel erwartet, dass sich durch die Übernahme die Integrated Power-Aktivitäten von TotalEnergies in Deutschland beschleunigen werden, „sowohl bei der Produktion, beim Handel, der Aggregation und der Vermarktung von kohlenstoffarmem Strom, der 24 Stunden am Tag verfügbar ist“. *(ihe)* ●

Foto: Kyon Energy

MUSTER

PPA-Preismonitor vom 25. Januar 2024 von Energy Brainpool für den EID

Das Analyseunternehmen Energy Brainpool ermittelt für den EID wöchentlich einen „fairen Wert“ für Power Purchase Agreements (PPM) 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.
Der vom EID bereits 2020 eingeführte PPA-Preismonitor soll gewerblichen Stromabnehmern mehr Orientierung bei der Einschätzung langfristiger Stromlieferverträge geben. *(eid)*



Quelle: Energy Brainpool

Fairer Wert eines PPA mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognosis, Bewertung zu Settlementpreisen am 24. Januar 2024.

EEX Stromtermine: Phelix-DE Futures – Preise/Volumina

	Settlement-Preis	Letztes Volumen	Volumen	Offene Kontrakte
18. Januar 2024				
Jahr 2025 base	80,51	245	2.461.560	33.799
Jahr 2025 peak	91,19	8	37.584	3.467
Quartal 2/24 base	63,21	555	1.605.240	142.100
Quartal 2/24 peak	64,73	10	9.360	12.430
Februar 24 base	72,34	1.802	1.649.520	202.014
Februar 24 peak	87,03	7	3.780	15.121
19. Januar 2024				
Jahr 2025 base	81,57	200	2.032.320	34.000
Jahr 2025 peak	91,02	18	78.300	3.511
Quartal 2/24 base	63,74	317	893.256	142.696
Quartal 2/24 peak	64,88	5	8.580	12.453
Februar 24 base	73,17	1.087	1.071.144	203.655
Februar 24 peak	87,40	20	27.468	15.247
22. Januar 2024				
Jahr 2025 base	78,90	296	2.987.160	34.360
Jahr 2025 peak	88,22	18	59.508	3.539
Quartal 2/24 base	60,79	481	1.336.608	143.373
Quartal 2/24 peak	61,48	33	33.540	12.536
Februar 24 base	67,92	1.915	1.743.480	206.262
Februar 24 peak	81,41	48	17.388	15.492
23. Januar 2024				
Jahr 2025 base	79,76	232	2.207.520	34.613
Jahr 2025 peak	89,84	5	21.924	3.552
Quartal 2/24 base	61,49	442	1.277.640	143.977
Quartal 2/24 peak	62,56	8	7.800	12.596
Februar 24 base	68,56	1.246	1.202.688	208.190
Februar 24 peak	82,96	38	27.216	15.662
24. Januar 2024				
Jahr 2025 base	82,89	506	5.256.000	35.187
Jahr 2025 peak	92,50	22	84.564	3.585
Quartal 2/24 base	65,14	670	1.854.216	144.788
Quartal 2/24 peak	65,86	8	24.960	12.650
Februar 24 base	72,16	1.783	1.768.536	210.914
Februar 24 peak	84,79	9	7.812	15.732

Preise in Euro/MWh; Volumen in MWh

MARKTKOMMENTAR

Hohe Windeinspeisungen sorgten für negative Preise

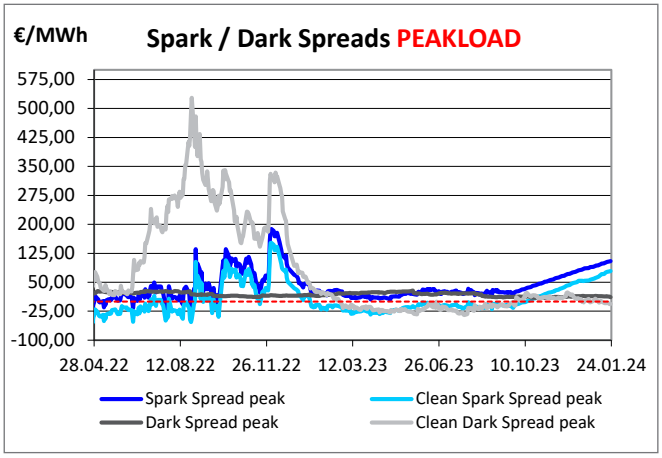
Hohe Windeinspeisungen haben in der KW 4 die Spotpreise im deutschen Stromhandel vorübergehend massiv unter Druck gesetzt. Zeitweise wurden einzelne Stundenkontrakte mit negativen Preisen gehandelt, weil das Stromangebot zu groß gewesen ist. Dies änderte sich erst zur Wochenmitte, als die Windprognosen innerhalb eines Tages um rund 20 GW abnahmen. Baseload mit Lieferung am Folgetag verteuerte sich vom 24. auf den 25. Januar deshalb um 44,90 Euro auf 78,02 Euro/MWh. Für die KW 5 dürften die Spotpreise auf diesem Niveau bleiben.
Im Terminmarkt reagierte der Stromhandel im Wochenverlauf dagegen vorwiegend auf die Vorgaben aus dem Gasmarkt. Dort kam es zu einer technischen Korrekturbewegung, weil zahlreiche Marktteilnehmer ihre Shortpositionen zuletzt ausgeweitet hatten. Nachdem Angriffe auf Schiffe im Roten Meer aber anhalten und auch in Asien eine steigende LNG-Nachfrage erwartet wird, zogen die Gaspreise zur Wochenmitte deutlich an und sorgten damit auch für Unterstützung im Strommarkt, so dass das Frontjahr auf 82,89 Euro/MWh stieg. *(kec)*

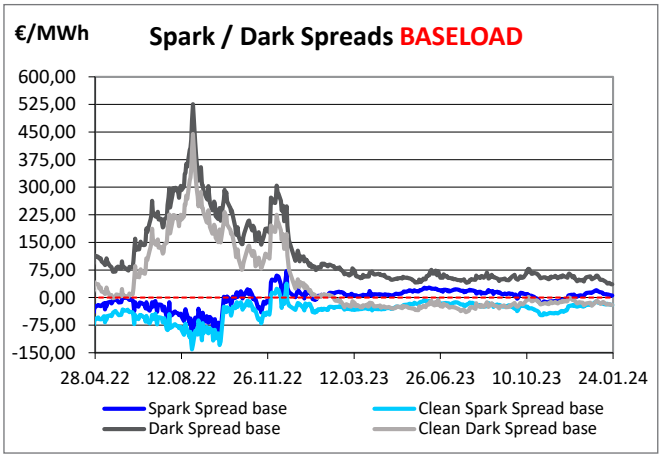
MUSTER

EID Kraftwerk-Spreads

Deutsche Erzeugungs-Bruttomargen Month-ahead

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





Grafiken: EID

Deutsche Kraftwerks-Spreads vom 24.01.2024 – in Euro je MWh

PEAKLOAD	Spark Spread	+/- 17.01.24	Clean Spark Spread	+/- 17.01.24	Dark Spread	+/- 17.01.24	Clean Dark Spread	+/- 17.01.24
Monat 1	16,41	-7,10	-10,52	-8,20	49,94	-2,38	-9,12	-4,77
Monat 2	4,39	-6,23	-22,54	-7,32	39,06	-1,65	-20,01	-4,05
Quartal 1	-5,30	-6,37	-32,23	-7,47	31,35	-0,43	-27,71	-2,82
Quartal 2	4,16	-7,49	-22,77	-8,58	41,49	-0,51	-17,58	-2,91
Jahr 1	12,62	-5,10	-14,31	-6,19	56,85	0,74	-2,22	-1,65
Jahr 2	13,81	-5,30	-13,12	-6,39	50,80	-1,23	-8,27	-3,62

BASELOAD	Spark Spread	+/- 17.01.24	Clean Spark Spread	+/- 17.01.24	Dark Spread	+/- 17.01.24	Clean Dark Spread	+/- 17.01.24
Monat 1	2,01	-7,22	-24,92	-8,32	35,54	-2,50	-23,52	-4,89
Monat 2	-3,80	-6,45	-30,73	-7,54	30,87	-1,87	-28,20	-4,27
Quartal 1	-6,37	-6,06	-33,30	-7,16	30,28	-0,12	-28,78	-2,51
Quartal 2	1,88	-6,57	-25,05	-7,66	39,21	0,41	-19,86	-1,99
Jahr 1	2,54	-4,66	-24,39	-5,75	46,77	1,18	-12,30	-1,21
Jahr 2	4,00	-4,60	-22,93	-5,69	40,99	-0,53	-18,08	-2,92

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 NCG. 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 CO_2-Preis und Strompreis.

BATTERIE-TECHNOLOGIE / INDUSTRIEANSIEDLUNG

Kommunen geben grünes Licht für Northvolt-Batteriefabrik

Das schwedische Unternehmen Northvolt hat die letzten großen Hürden für den geplanten Bau seiner Batteriefabrik bei Heide in Schleswig-Holstein genommen. Die beiden Standortgemeinden Lohe-Rickelshof und Norderwöhren haben dem Vorhaben – mit recht knapper Mehrheit – zugestimmt. Ab 2026 will Northvolt in Norddeutschland Batteriezellen für Elektroautos herstellen und dazu rund 4,5 Milliarden Euro investieren. Etwa 3.000 Arbeitsplätze könnten entstehen. Neben der Batteriezellfertigung will man am Standort auch eine Anlage zum Recycling von Altbatterien ausrangierter Elektroautos errichten. Am Zug ist nun der Kreis Dithmarschen, der die die Baugenehmigung für das Vorhaben erteilen muss. Northvolt hatte frühzeitig mit dem Standort geliebäugelt und vor allem die hohe Verfügbarkeit von Windstrom in der Region als Argument genannt. Zwischenzeitlich waren aber Zweifel an der Investitionsbereitschaft aufgekommen, nachdem Northvolt-Chef Peter Carlsson hohe Strompreise in Deutschland und höhere US-Subventionen als Gegenargumente ins Feld führte. Nachdem Brüssel am 8. Januar den Weg frei gemacht hatte, kann der Bund die Industrieansiedlung nun mit 564 Millionen und Schleswig-Holstein mit weiteren 137 Millionen Euro fördern. Hinzu kommen noch Garantien über 202 Millionen Euro. *(kec)*

MUSTER

ENERGIE-DIENSTLEISTUNGEN

BP übernimmt Getec Energie

Der britische Energiekonzern BP will sich stärker auf die Strom- und Gasversorgung von industriellen und gewerblichen Kunden konzentrieren und hat in diesem Zusammenhang angekündigt, die Getec Energie aus Hannover zu übernehmen.

Eine entsprechende Vereinbarung sei mit der Magdeburger Getec-Gruppe getroffen worden, diese müsse aber noch von den Kartellbehörden genehmigt werden. Mit der Transaktion könne BP sein integriertes Energieangebot für gewerbliche und industrielle Kunden in Europa deutlich ausweiten.

Getec Energie versorgt nach eigenen Angaben bundesweit in etwa 100.000 Messstellen an Anschlüssen für Strom und Gas im industriellen und gewerblichen Umfeld und gilt als einer der größten unabhängigen Energielieferanten für diese Kundengruppe in Deutschland. Das Unternehmen liefert derzeit jährlich rund 40 TWh Strom und Gas an seine Kunden und ist neben dem Heimatmarkt in Deutschland auch in den Nachbarländern Österreich, Niederlande, Belgien und Polen aktiv. Neben der Strom- und Gaslieferung bietet der Energiedienstleister seinen Kunden auch langfristige Stromlieferverträge zum Bezug erneuerbarer Energien (PPA) sowie Flexibilitäts- und Ausgleichsdienstleistungen an.

Der britische Energiekonzern versucht seit einiger Zeit in das Strom- und Gasgeschäft für Gewerbe- und Industriekunden zu expandieren. 2022 hatte das Unternehmen in den USA bereits die EDF Energy Services übernommen.

„Bei der weiteren Umsetzung unserer Strategie ist es von entscheidender Bedeutung, dass wir die Energielösungen, die wir unseren Kunden anbieten, bei BP zusammenführen und integrieren können. Die Übernahme der Getec Energie GmbH wird unsere Möglichkeiten genau dies in Deutschland und letztendlich in Europa zu tun, erweitern und verbessern", sagte Carol Howle, BP Executive Vice President, Trading & Shipping. *(kec)* ●

UNTERNEHMEN

Uniper stellt Investitionen in Gaskraftwerke zurück

Der Uniper-Konzern wartet mit Milliarden-Investitionen in neue Gaskraftwerke und andere Projekte der Energiewende vorerst ab. Unternehmens-Chef Michael Lewis begründete dies vor Journalisten der Wirtschaftspublizistischen Vereinigung in Düsseldorf mit ausstehenden politischen Entscheidungen und der damit verbundenen fehlenden Planungssicherheit. Der Handlungsdruck sei groß und man wolle investieren, doch die von der Bundesregierung zugesagte Kraftwerksstrategie liege noch nicht vor. „Das ist für die gesamte Branche sehr frustrierend", sagte Lewis. Der Energiemanager steht seit Juni an der Spitze von Uniper und hatte kurz nach Antritt seines „Traumjobs" eine neue „Strategie zur Beschleunigung der Energiewende" angekündigt und Investitionen im Umfang von 8 Milliarden Euro in die Transformation bestätigt. „Wir warten nur auf das Signal um loszulegen", sagte er jetzt.

Uniper hat nach den Worten von Lewis sogar „deutlich mehr" als die genannten 8 Milliarden Euro Investitionen in der Pipeline. Der Energiemanager wollte sich nicht festlegen, in welchem Umfang Ausgaben davon in Deutschland vorgesehen sind. Wenn es keine „Klarheit" für die Planung in Deutschland gebe, könne durchaus auch mehr Geld ins Ausland fließen.

Bis 2030 sollen zusätzliche Gaskraftwerke gebaut werden, um nach dem Kohleausstieg als Back-up für erneuerbare Erzeugung zur Verfügung zu stehen. Die Kraftwerke sollen zunächst mit Gas und später mit Wasserstoff betrieben werden. In jedem Fall sei der Neubau von Kraftwerken an bestehenden Uniper-Standorten effizienter als an anderen Orten. Hier seien etwa Netzanschlüsse bereits vorhanden, sagte Lewis. Allerdings werde auch mit Blick auf den Betrieb mit Wasserstoff grundsätzlich die entsprechende Infrastruktur benötigt. „Wir brauchen erst Speicher und dann die Kraftwerke", stellte Lewis fest.

Foto: Uniper

Uniper-Chef Michael Lewis stellte sich bei der Wirtschaftspublizistischen Vereinigung in Düsseldorf den Fragen der Journalisten.

Aktuell sieht der Uniper-Manager keine Schwierigkeiten bei der Gasversorgung. Zwar gelangt LNG wegen der kritischen Sicherheitslage im Nahen Osten derzeit nicht über das Rote Meer nach Europa und verteuert sich durch den entsprechenden Umweg. Das tangiere Uniper aber nicht, weil die Gasspeicher derzeit immer noch zu über 80 Prozent gefüllt seien und weniger LNG zugekauft werden müsse. Für das Schiedsgerichtsverfahren gegen denn russischen Lieferanten Gazprom ist Uniper optimistisch. „Wir erwarten eine Entscheidung im Sommer", so Lewis. Es gehe um „viele Milliarden Euro" als Entschädigung für die gestoppten Gaslieferungen der Russen. Auch für die ehemalige Stromtochter Unipro setzt Lewis nach der Übernahme durch die russische Treuhand auf eine Entschädigung.

Nach der Einstellung der Gazprom-Lieferungen im Zuge des Ukraine-Kriegs war Uniper in Existenznot geraten. Der Bund, der eingestiegen war, um das Unternehmen vor der Insolvenz zu retten, hält derzeit 99 Prozent der Aktien. Bis 2028 muss die Beteiligung auf 25 Prozent reduziert werden. Das wird nach den Worten von Lewis in mehreren Tranchen geschehen. Grundsätzlich sieht der Uniper-Chef hierfür keine Probleme. Er gehe davon aus, dass der Bund mit Gewinn aussteigen werde, sagte er. Und ergänzte, er sehe Uniper gerne als unabhängiges Unternehmen. *(hwb)* ●

MUSTER

Gasmarkt

MARKTKOMMENTAR

Bodenbildung beim Gas-Terminpreis scheint erreicht

Der Day-Ahead-Preis an der Leipziger EEX für den THE VHP hält sich weiter unterhalb der 30,00 Euro/MWh-Marke. Seinen vorläufig tiefsten Punkt in diesem Jahr hatte der Preis am Dienstag der KW 4 mit 27,50 Euro/MWh erreicht. Am Mittwoch setzte zum Handelsschluss hin eine kräftige Gegenbewegung bis zu einem Settlement-Preis von 29,30 Euro/MWh ein. Immerhin ein Anstieg von 1,80 Euro/MWh: „Es gibt keinen fundamentalen Grund für den Anstieg“, betonte ein Händler. Aber bei dem aktuellen Preisniveau sei eine Art Bodensatz erreicht, deshalb habe es die Korrektur gegeben. Leicht korrigierte Wetterprognosen haben seiner Meinung nach keinen Einfluss gehabt. Eine neue Kältewelle ist zudem nicht in Sicht.

Preise für den Winter geraten unter Druck

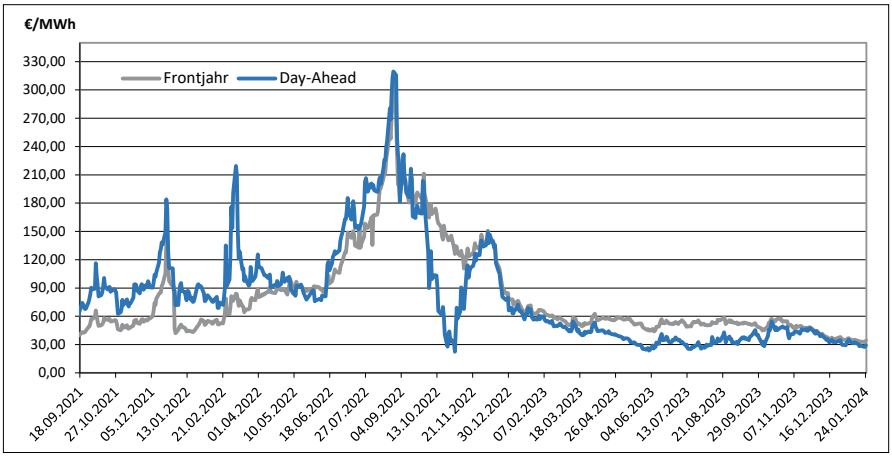
An der grundsätzlichen Marktverfassung hat sich nichts geändert. Die Gasspeicher in Deutschland sind zu 77 Prozent befüllt. Im Mittel der letzten zehn Jahre betrug der Füllstand 63,50 Prozent. In den letzten Tagen haben sich die täglichen Ausspeicherungen von über 2.000 GWh auf rund 1.000 GWh reduziert. Ein Blick auf die Preise zeigt, dass sich die Ausspeichermengen weiter reduzieren müssten. Sommer 24 wird an der EEX für den THE VHP höher notiert als der Frontmonat Februar. Wenn Händler auch für das kommende Speicherjahr Kapazität gebucht haben, ist es günstiger, die Speichermengen in das nächste Speicherjahr zu übertragen als Gas jetzt aus dem Speicher zu verkaufen und es im Sommer zur Einspeicherung wieder zu kaufen. Die Preise für diesen Winter sind einfach zu stark unter Druck. Sie haben ein Niveau erreicht, mit dem Marktteilnehmer zu Beginn des Winters auch nicht gerechnet hatten. Die anhaltend schwache Nachfrage der Industrie dürfte ein wesentlicher Faktor für diese Entwicklung sein. Analysten bezweifeln aber, dass Potenzial für weitere deutliche Preisrückgänge gegeben ist. *(mhl)*

Füllstände europäischer Erdgasspeicher – 23.01.2024

Hub-Region*	Speicherfüllstand aktuell 1)	Speicherfüllstand Vorwoche 1)	Saldo Ein-/Ausspeicherung 2)	Gesamtkapazität aktuell 1)	Auslastung aktuell in %
Deutschland	196,3845	221,9506	-25,5661 ▼	254,8323 ▶	77,06
Österreich	81,5131	85,4392	-3,9261 ▼	97,6438 ▶	83,48
Belgien	5,4910	6,1151	-0,6241 ▼	8,8300 ▶	62,19
Bulgarien	4,2950	4,5017	-0,2067 ▼	5,8898 ▶	72,92
Tschechien	34,5212	36,2789	-1,7577 ▼	44,8731 ▶	76,93
Dänemark	7,9467	8,3782	-0,4315 ▼	10,1250 ▶	78,49
Frankreich	85,6213	93,3619	-7,7406 ▼	134,3507 ▶	63,73
Ungarn	55,0423	57,1223	-2,0800 ▼	70,0691 ▶	78,55
Italien	136,6049	144,2024	-7,5975 ▼	196,9627 ▶	69,36
Niederlande	98,1774	104,0649	-5,8875 ▼	142,5291 ▶	68,88
Polen	31,2342	32,7736	-1,5394 ▼	37,5109 ▲	83,27
Slowakei	27,2315	27,9688	-0,7373 ▼	36,8690 ▶	73,86
Spanien	28,5905	29,3875	-0,7970 ▼	34,0904 ▶	83,87
Gesamt*	**837,0471**	**888,7303**	**-51,6832 ▼**	**1.139,4835 ▲**	**73,46**
Ukraine	68,0520	74,2450	-6,1930 ▼	320,7848 ▼	21,21
UK	5,3461	6,5553	-1,2092 ▼	9,8636 ▶	54,20

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

Erdgaspreise Markgebiet Trading Hub Europe – Day-Ahead und Frontjahr



EEX-Erdgas-Stichtagsnotierungen THE und Abweichungen zu TTF

Euro je MWh	24.01.2024	17.01.2024	Veränderung	Abweichung TTF/THE 24.01.
Day-Ahead	29,273	28,197	1,076 ▲	-0,410
Februar 2024	29,493	28,219	1,274 ▲	-0,581
Q2/2024	30,073	28,277	1,796 ▲	-0,483
Sommer 2024	30,309	28,528	1,781 ▲	-0,397
Winter 2024	35,576	33,599	1,977 ▲	-0,770
Sommer 2025	32,781	31,083	1,698 ▲	-1,034
Winter 2025	34,915	33,412	1,503 ▲	-1,318
Cal 2025	34,221	32,423	1,798 ▲	-1,074
Cal 2026	30,985	29,976	1,009 ▲	-0,891

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

MUSTER

VERSORGUNGSSICHERHEIT

LNG-Debatte in den USA schürt Ängste in der EU um Gasversorgungssicherheit

Foto: Adobe Stock

Der europäische Verband der Gasindustrie, Eurogas, sieht in den USA nicht nur fest eingeplante neue LNG-Kapazitäten in Gefahr, sondern auch bestehende Lieferzusagen. Denn in den USA wird die Kritik an den LNG-Exporten lauter. Schon jetzt äußert sich dies in einer Verzögerung der Exportgenehmigungen. Die Überprüfungen der Exportgenehmigungen für LNG durch das US-Energieministerium haben sich laut Regierungsdaten unter der Regierung von Präsident Joe Biden von sieben Wochen auf elf Monate oder mehr verlängert. Die Verzögerung könnte dazu führen, dass fast abgeschlossene LNG-Projekte aufgrund fehlender Genehmigung möglicherweise nicht in der Lage sind, große europäische Abnehmer zu beliefern.

Große Teile der US-Industrie – von der Chemie-, Stahl-, Lebensmittel- und Landwirtschaftsindustrie – sind gegen uneingeschränkte Exporte von US-Gas. Exportgenehmigungen stellen bislang die bedeutendste Einschränkung für eine Branche dar, die hofft, die US-Exportkapazität bis 2026 um 50 Prozent zu steigern.

„Wir finden es alarmierend, dass jüngste Initiativen einiger Interessenvertreter in den Regierungsinstitutionen der Vereinigten Staaten eine mögliche Reduzierung der Bemühungen zum Export von US-amerikanischem LNG nach Europa fordern“, warnt Eurogas in einem Statement, das vom deutschen Verband der Gaswirtschaft, Zukunft Gas, geteilt wird.

In dem Statement wird die US-Regierung aufgefordert, ein Verbot oder eine Einschränkung neuer LNG-Exporte nach Europa zu vermeiden und die Lieferung von Ladungen an europäische Kunden über bereits vereinbarte langfristige Verträge sicherzustellen. „Wir müssen uns in dieser kritischen Zeit des Ukraine-Krieges gegenseitig unterstützen.“

Die USA sind zurzeit der größte LNG-Lieferant der EU. Laut Angaben der U.S. Energy Information Administration (EIA) entfielen im ersten Halbjahr 2023 auf die EU-Staaten und das Vereinigte Königreich mit 7,7 Bcf/d zwei Drittel der LNG-Ausfuhren der USA. Für fünf Staaten, das waren die Niederlande, das Vereinigtes Königreich, Frankreich, Spanien und Deutschland, waren mit 6,0 Bcf/d mehr als die Hälfte aller LNG-Exporte der USA bestimmt. Erweiterte LNG-Regasifizierungskapazitäten, unter anderem in Deutschland, begünstigten den Anstieg der US-Exporte.

In ihrem RepowerEU-Plan vom Mai 2022 hatte sich die EU dazu verpflichtet, ihre Abhängigkeit von russischem Gas zu beenden, das im Jahr 2021 etwa 155 Milliarden m³ – 40 Prozent – der gesamten Gasversorgung der EU ausmachte. Diese Menge wurde 2023 auf weniger als 50 Milliarden m³ reduziert, vor allem dank zunehmender LNG-Lieferungen aus den USA. Die stiegen von rund 20 Milliarden m³ im Jahr 2021 auf rund 50 Milliarden m³ 2022 bzw. 60 Milliarden m³ im vergangenen Jahr. Dieses LNG habe dazu beigetragen, die Gas- und Strompreise in Europa zu stabilisieren. Weil das amerikanische LNG nicht vollständig das russische Gas ersetze, würden zusätzliche LNG-Importe aus den USA gebraucht, so Eurogas. *(rl)* ●

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Fachrat Energieunabhängigkeit: Deutsche Erdgas-Unabhängigkeit machbar

Die schlimmsten Auswirkungen der durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hervorgerufenen Energiekrise scheinen wohl überwunden, „aber nicht übersehen werden darf, dass das mit neuen Abhängigkeiten einhergeht“, betonte Jonathan Barth, Sprecher des Fachrats Energieunabhängigkeit und politischer Direktor ZOE Institut für zukunftsfähige Ökonomie, bei der Vorstellung des Berichts zur Finanzierungsstrategie für die Unabhängigkeit von Erdgas in Deutschland. Rund 40 Prozent des Erdgases seien nun durch LNG-Lieferungen kompensiert, aber die Abhängigkeiten von den globalen Gasmärkten und geopolitischen Entwicklungen seien auch bei LNG groß. Die USA habe gerade angekündigt, die Lieferungen nach Europa überprüfen zu wollen. „Eine Erdgasunabhängigkeit ist aber technisch möglich und kann ein Booster für die deutsche Wirtschaft sein“, so Barth.

Dem Bericht zufolge könnte das Land seine Abhängigkeit vom Erdgas um bis zu 78 Prozent reduzieren, indem vor allem die Wärme für den Gebäudesektor und die Industrie aus Strom erzeugt werde. Die dafür notwendigen finanziellen Mittel beziffert der Rat mit 526 Milliarden Euro bis 2045 – ein Großteil, 482 Milliarden Euro, für den Gebäudesektor, 44 Milliarden Euro für die Industrie.

Durch die Umstellung im Industriebereich könnte mit 10 Milliarden Euro Investitionsvolumen der Erdgasverbrauch der gesamten Industrie halbiert werden, so Barth. Um diesen Wandel zu beschleunigen, sei es wichtig, Vorreiter-Unternehmen zu belohnen und sichtbar zu machen. Vom Fachrat empfohlen wird dazu eine „Industriewende-Beschleuniger-Plattform“, in der Unternehmen miteinander den Umstieg auf erdgasfreie Technologien lernen sollten.

„Wir sind überzeugt, dass die Potenziale von Wärme-Contracting bisher unterschätzt wurden“, so Barth. Denn ähnlich den Leasingmodellen bei Fahrzeugen lasse sich das Modell auch auf private Heizungen übertragen. Statt eines Kaufs könnten Wohnungsbesitzer dann ihre Wärmpumpe oder eine andere erdgasfreie Heizung mieten. Das biete zugleich den Stadtwerken neue Geschäftsmodelle, denn noch seien diese im Schnitt zu einem Viertel ihrer Einnahmen vom Erdgasgeschäft abhängig. *(loc)* ●

MUSTER

Wärmemarkt

FERNWÄRME / SPEICHER

Iqony baut Fernwärmespeicher in Gelsenkirchen

Ab Ende Februar wird der Fernwärmeanbieter Iqony in Gelsenkirchen (Nordrhein-Westfalen) einen Wärmespeicher mit einer Kapazität von 1.050 MWh bauen. Im Bedarfsfall könnte er das lokale Fernwärmenetz rund ein Wochenende mit Heizenergie lang versorgen.

Der Speicher werde rund 31 Millionen Liter Wasser fassen, so die Steag-Tochter Iqony in einer Mitteilung. In den kommenden Wochen werde Bilfinger Industrial Services aus Österreich im Auftrag des Unternehmens mit dem Bau der Anlage beginnen, die bei 28 Meter im Durchmesser 57 Meter hoch sein wird. Den konkreten Baubeginn mache man von der Witterung Ende Februar, Anfang März abhängig, erklärte Projektleiter Gregor Kampe.

„Mit der künftig zur Verfügung stehenden Speicherkapazität können wir klimafreundliche Wärme z.B. aus Müllheizkraftwerken oder unvermeidbare industrielle Abwärme vermehrt dann abnehmen, wenn sie entsteht bzw. anfällt“, sagte Matthias Ohl, Vorsitzender der Geschäftsführung bei Iqony Fernwärme. Auf diese Weise könne die Energie für eine spätere Nutzung erhalten bleiben. Die wesentliche Herausforderung des Projekts sei es, die Anlage im laufenden Betrieb in das bestehende Fernwärmesystem zu integrieren.

Der Wärmespeicher werde dazu beitragen, die Versorgung mit Heizenergie insgesamt flexibler zu machen. Durch seine Nutzung als Puffer sei man künftig besser auf Schwankungen in der Versorgung vorbereitet und könne auf verschiedene Störfaktoren, etwa Witterung oder technische Verfügbarkeiten, angemessen reagieren. Das Projekt mit einem Investitionsvolumen von rund 30 Millionen Euro wird mit 7,1 Millionen Euro vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert. *(jr)* ●

FERNWÄRME

Stadtwerke Augsburg erweitern Fernwärmenetz

Die Stadtwerke Augsburg (swa) sind mit weiteren Ausbauplänen für ihr Fernwärmenetz ins neue Jahr gestartet. Das rund 195 Kilometer lange Wärmeversorgungsnetz soll um 15 Leitungskilometer ergänzt werden. Das Unternehmen will in den kommenden Jahren rund 17 Millionen Euro jährlich in den Ausbau stecken, 2023 waren noch einmal 8 Kilometer hinzugekommen. Bisher liefern die swa bis zu 680 Millionen kWh an ihre Kunden, das entspricht einer Versorgung von rund 35.000 Haushalten und deckt rund 20 Prozent des Wärmebedarfs in Augsburg ab. Die Stadtwerke-Tochter swa Netze arbeitet seit 2021 an der sogenannten Nordspange, mit der u.a. 650 Wohneinheiten in Augsburg-Oberhausen an Netz angeschlossen werden sollen. Zur Nordspange gehört auch die Verbindung bis zum Krankenhaus Josefinum, die 2025 geschlossen wird. Auch die Erhard-Wunderlich-Sporthalle soll im Zuge ihre Sanierung ans Fernwärmenetz angebunden werden. Bis 2027 will die swa Netze die Arbeiten an der Nordspanne abgeschlossen haben. Bis 2040, so sehen es die Pläne der swa vor, soll der Wärmebedarf der Fuggerstadt zu 40 Prozent durch Fernwärme gedeckt werden. Derzeit liegt der Anteil bei knapp 20 Prozent. *(ihe)* ●

Foto: swa

Biomasse-Heizkraftwerk in Lechhausen

KOMMUNALE WÄRMEPLANUNG

Hannover legt Wärmeplan vor

Gemeinsam mit dem Energieversorger enercity hat die Stadt Hannover ihre Wärmeplanung im Dezember übermittelt. Damit sei man die erste Kommune in Niedersachsen, die entsprechende Unterlagen eingereicht hat.

Ein Ergebnis der Analyse ist, dass Hannover ausreichend erneuerbare und Abwärme-Potenziale besitze, um den prognostizierten Wärmebedarf von 3.200 GWh im Jahr 2045 zu decken. Dem Zielszenario zur Wärmeversorgung liegen gebietsbezogene Analysen der Wärmegestehungskosten für eine Vielzahl möglicher Heizsystem-Varianten zugrunde. Für die Definition der Wärmeversorgungsgebiete war das jeweils vorherrschende günstigste Heizsystem ausschlaggebend, das vor Ort verfügbar ist. Zugleich waren auch die Nähe zum Fernwärmenetz oder die Dichte der Bebauung wichtige Faktoren.

Als Grundlage für die Erarbeitung der präzisen Karten dienten Vorabplanungen von enercity, aus denen mögliche Wärmeversorgungsgebiete abgeleitet wurden. Eine wichtige Erkenntnis der Voruntersuchung sei, dass in Hannovers Nordstadt und Südstadt weitere Gebiete zur Fernwärmeversorgung geeignet seien.

Bis 2045 werde sich in Hannover der Anteil der Fernwärme am Wärmebedarf auf 56 Prozent verdoppeln, schätzt enercity. Dezentrale Wärmepumpen könnten dann 34 Prozent erreichen und Nahwärmenetze auf 9 Prozent kommen. „Die Wärmeplanung ist ein wichtiges strategisches Planungsinstrument, das zeigt, wie die Umstellung auf klimafreundliche Wärmeversorgungssysteme gelingen kann und welches Heizungssystem in welchem Bereich am besten geeignet ist“, sagte Oberbürgermeister Belit Onay.

Die definierten Bereiche sind als digitale Karten auf der Internetseite der Stadt veröffentlicht. Damit wolle man eine frühzeitige Orientierungshilfe geben, denn große Kommunen in Niedersachsen müssen laut Landesklimagesetz bis spätestens zum 30. Juni 2026 eine Wärmeplanung vorlegen.

Mit der Vorlage der Ergebnisse kann die Öffentlichkeit nun bis Ende Februar Stellungnahmen abgeben. Der Rat der Stadt werde voraussichtlich dieses Jahres über den Plan entscheiden. *(jr)* ●

MUSTER

HEIZÖLMARKT

Preise verharren auf ihrem Niveau

Zur Wochenmitte der KW 4 haben sich die Heizöl-Angebotspreise in Deutschland leicht erhöht. Dies ist jedoch nur eine derzeit übliche Schwankung, denn insgesamt betrachtet setzten sie damit lediglich die Seitwärtsbewegung fort, die bereits mehrere Wochen anhält. Händler gaben gegenüber dem EID eine schleppende Nachfrage an. Wer akuten Bedarf hat, bestellt, doch aufgrund der milderen Temperaturen warten zugleich viele Kunden die weitere Preisentwicklung ab. *(jr)*

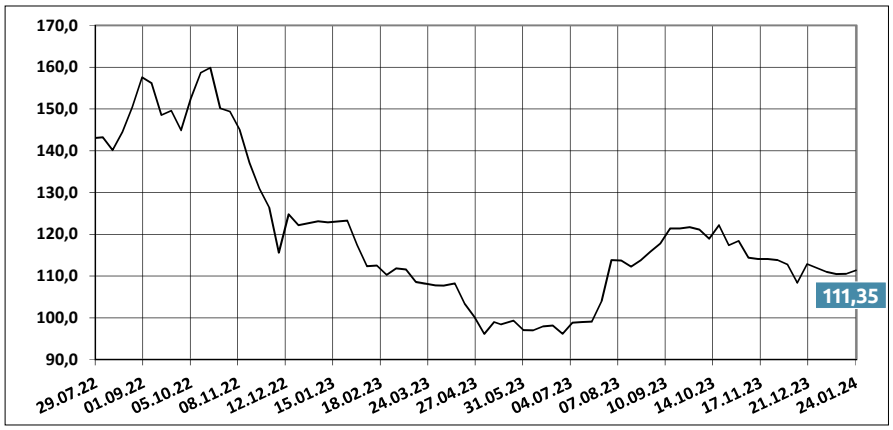
Heizölpreise nach Städten

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 CO_2-Steuer am 24.01.2024:

Stadt	1.000 l		3.000 l		5.000 l	
Kiel	118,85	▲	112,13	▲	104,93	▼
Rostock	119,74	▼	110,50	▲	108,19	▲
Lübeck	120,65	▼	111,95	▼	110,10	▼
Hamburg	121,65	▲	115,28	▲	112,17	▼
Bremen	127,35	▲	118,35	▲	116,15	▲
Berlin	124,95	▼	116,68	▲	110,85	▲
Hannover	126,95	▲	114,03	▲	110,87	▲
Cottbus	125,52	▲	111,27	▼	107,47	▲
Leipzig	123,93	▲	111,08	▼	108,88	▲
Düsseldorf	124,72	▲	109,55	▲	107,02	▲
Dresden	118,93	▼	108,50	▼	106,65	▲
Frankfurt	126,92	▲	110,40	▲	108,12	▲
Karlsruhe	115,55	▼	105,20	▼	103,93	▼
Stuttgart	122,50	▼	109,25	▲	106,43	▲
München	115,48	▼	106,15	▲	104,27	▲
Bundesdurchschnitt	122,25	▲	111,35	▲	108,40	▲

Heizölpreis im Bundesdurchschnitt

Durchschnittlicher Angebotspreis für HEL-Lieferungen von 3.000 Liter (Premium-Qualität) frei Verwendertank je 100 Liter, einschließlich Mehrwertsteuer, EBV, IWO und CO_2-Steuer:



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

WÄRMEPUMPEN

Wärmepumpenbranche verbucht Absatzrekord

Die deutsche Wärmepumpenbranche hat im vergangenen Jahr einen Rekordabsatz verzeichnet. Laut Bundesverband Wärmepumpen (BWP) wurden 2023 rund 356.000 Heizungswärmepumpen in Deutschland verkauft. Damit stieg der Absatz das zweite Jahr in Folge um mehr als 50 Prozent. Allerdings fürchtet die Branche nun, dass sich diese Dynamik nicht fortsetzen lässt. „Die Verbraucher haben im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine eine saubere, nachhaltige und sichere Wärmeversorgung als sehr wichtig empfunden. Die hohen Gaspreise haben den Umstieg zudem auch schnell wirtschaftlich gemacht“, betont Claus Fest, Vorstandsvorsitzender des BWP. Dadurch sei der Absatz im ersten Halbjahr 2023 noch sprunghaft nach oben geschnellt – mit Zuwächsen von rund 100 Prozent gegenüber dem Vorjahr. „Doch die sehr destruktive und irreführende Debatte um das Gebäudeenergiegesetz und das lange Warten auf die neue Förderkulisse haben den Markt insbesondere im letzten Quartal spürbar gelähmt“, resümiert Fest. Der Verband fordert deshalb Nachbesserungen der Politik beim Strompreis, damit man bei der Wärmepumpen-Marktentwicklung voran komme.

Die Branche habe in den vergangenen Jahren gezeigt, dass sie fit für den konsequenten Wärmepumpenhochlauf ist“, sagte Fest. So habe man massiv in den Ausbau der Produktions- und Schulungskapazitäten investiert. „Wenn es nur nach unseren Kapazitäten geht, wäre das mit der Bundesregierung vereinbarte Ziel von 500.000 Wärmepumpen schon in diesem Jahr erreichbar. Auch das klimapolitisch notwendige Ziel von 6 Millionen Wärmepumpen im Jahr 2030 ist erreichbar“, bekräftig Fest. Allerdings sei durch die Diskussion um das Gebäudeenergiegesetz und die Förderung die Verbraucherseite stark verunsichert worden, warnt BWP-Geschäftsführer Martin Sabel und ergänzt: „Seit Juni 2023 ist der Trend beim Absatz rückläufig. Besonders alarmierend ist der jüngste Einbruch im Dezember 2023 – im Vergleich zum Vorjahr haben wir im Dezember einen Absatzrückgang um über 40 Prozent verzeichnen müssen.“ Falls sich die Rahmenbedingungen nicht verbesserten und die Politik nicht aktiv eingreife, rechne die Branche eher mit einem gleichbleibenden oder sogar rückläufigen Absatz im Jahr 2024. *(kec)*

MUSTER

Mobilität

ELEKTROMOBILITÄT

Erster reiner Ladepark von Aral entsteht in Mönchengladbach

In Mönchengladbach wird Aral nahe der A61 seinen ersten Standort ausschließlich für Elektrofahrzeuge bauen. Vor Ort sollen künftig 14 „Ultraschnell-Ladesäulen“ (bis zu 400 kW) mit je zwei Ladepunkten, also 28 Ladebuchten bereit stehen. Die Anlage im Stadtteil-Areal Nordpark sei damit die bislang größte für das Unternehmen. Geplant ist zudem die Installation einer PV-Anlage mit Modulen auf dem Dach über den Stellplätzen und die Einrichtung eines Smart-Shop-Angebots mit Aufenthaltsbereich und WLAN-Zugang. Im Sommer 2024 soll Eröffnung gefeiert werden.

Zur Realisierung arbeitet Aral mit der PPG-Nordpark GmbH zusammen, ein Gemeinschaftsunternehmen der Entwicklungsgesellschaft der Stadt Mönchengladbach und Borussia Mönchengladbach. Gemeinsam werde man den Ladepark auf einem Teilbereich eines derzeitigen Schotterparkplatzes errichten. Insgesamt soll der befestigte Parkplatz rund 500 Stellplätze bieten. Im Gewerbegebiet Nordpark im Mönchengladbacher Stadtteil Rheindahlen-Land sind den Angaben der Stadt zufolge derzeit mehr als 6.000 Menschen bei verschiedenen Unternehmen beschäftigt.

Foto: PPG-Nordpark GmbH

Den Angaben von Aral zufolge ist das eigene Ladenetz inzwischen auf rund 2.000 Ladepunkte an etwa 300 Standorten gewachsen. Bis 2025 will man mit der Marke Aral pulse rund 5.000, bis 2030 bis zu 20.000 Ladepunkte installieren. *(jr)* ●

ELEKTROMOBILITÄT

Zwei neue EnBW-Schnellladeparks in NRW und Rheinland-Pfalz

An der Autobahn A61 in Gau-Bickelheim in Rheinland-Pfalz und an der A2 in Bielefeld in Nordrhein-Westfalen hat der Energiekonzern Energie Baden-Württemberg (EnBW) insgesamt 24 weitere Schnellladepunkte in Betrieb genommen.

Die Gesamtzahl der Ladepunkte teilt sich in 16 Anlagen in Gau-Bickelheim und 8 Anlagen in Bielefeld auf. An letzterem Standort werde die Erweiterung auf 16 Ladepunkte aktuell bereits vorbereitet. Wie EnBW mitteilt, befindet sich der Ladepark in Gau-Bickelheim am dortigen Autohof mit Gastronomieangebot. Und in Bielefeld finden Elektroautofahrer den Angaben nach neben Essensangeboten verschiedene Einkaufsmöglichkeiten. Wie üblich im EnBW-„Hypernetz“ verfügen auch die beiden neuen Standorte über mit Photovoltaikanlagen ausgestattete Dächer.

Foto: EnBW / Endre Dulic

Im vergangenen Jahr habe man insgesamt 15 große Schnellladeparks mit Solardach in Betrieb genommen. In Summe betreibe man mit mehr als 4.200 Schnellladepunkten derzeit das bundesweit größte Schnellladenetz. Bis 2030 will der Konzern rund 30.000 Schnellladepunkte betreiben und investiert dafür eigenen Angaben zufolge jährlich rund 200 Millionen Euro. *(jr)* ●

Autogaspreise

04. KW (in Cent/l)	
Ost	93,00-106,90
Nord	99,90-104,90
Süd	102,90-107,90
West	104,90-119,90

Quelle: DVFG, Stichtagspreise

ELEKTROMOBILITÄT

Neue Ladepunkte für Bochum

Foto: Stadtwerke Bochum

Sparkassen-Vorstand Andreas Wilming mit Stadtwerke Bochum-Chefin Elke Temme

Die Stadtwerke Bochum werden in der Ruhr-Metropole Bochum 52 neue Ladepunkte installieren. Der Kommunalversorger hatte sich in einer Ausschreibung der Stadt durchgesetzt. Die AC-Ladestationen sollen in den kommenden Wochen schrittweise in Betrieb genommen werden und verfügen alle über zwei Ladepunkte mit einer Ladeleistung von jeweils 22 kW. Über ein integriertes Bezahlterminal sollen Kunden neben der Bezahlung via Ladekarte oder App auch kontaktlose Zahlungen über Kredit- und EC-Karte sowie mobile Bezahlverfahren nutzen können. „Mit der Erweiterung der Bezahlfunktionen erhöhen wir den Service für unsere Kunden“, betont Jannis Bär, Leiter Elektromobilität bei den Stadtwerken Bochum.

Die neuen Ladesäulen werden über den Sparkassenbrief „Natürlich Bochum“ finanziert. Dieses nachhaltige Finanzprodukt war von der Sparkasse Bochum und den Stadtwerken Bochum als Aktionsprojekt gestartet worden, um Beteiligungen an lokalen klimafreundlichen Projekten möglich zu machen. Die Stadtwerke investieren das gezeichnete Volumen schrittweise in umweltfreundliche Projekte vor Ort. *(kec)* ●

MUSTER

TANKSTELLE

Knittel stellt komplett auf AVIA um – und legt neue Services auf

Bei dem Familienunternehmen Knittel aus Fulda, dessen Geschäftsführer Udo Weber Vorsitzender des UNITI Bundesverbands EnergieMittelstand ist, hat man die ersten Umstellungen bereits beendet: Der Wechsel von Shell zu AVIA ist in vollem Gange, alle Tankstellen werden komplett auf AVIA umgestellt. Nach Standorten in Fulda, Schlitz, Lauterbach, Hünfeld und Schlichtern kommen nun Tankstellen im Rhein-Main-Gebiet, in Thüringen und Unterfranken an die Reihe.

„Weg vom Konzern, hin zu mehr Mittelstand“, lautet die griffige Formel, die hinter der Entscheidung steht. „Die AVIA, als Marke des Mittelstandes, ermöglicht uns bessere regionale Kompetenz und flexiblere Anpassungen an zukünftige Herausforderungen. Innerhalb des AVIA-Verbunds haben wir mehr Möglichkeiten der Mitgestaltung und können auf individuelle Anforderungen unserer Kunden besser eingehen“, so Weber. Man ist bei Knittel davon überzeugt, dass eine klimaneutrale Zukunft nicht allein mit Elektromobilität zu erreichen sei. Bei der anstehenden Einführung von CO_2-neutralen Kraftstoffen – sobald diese zugelassen sind – sieht sich das Tankstellenunternehmen bei der mittelständischen AVIA besser aufgehoben als in einem internationalen Konzern, da man schneller und einfacher agieren könne.

Die Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen würden selbstverständlich alle übernommen, versichert Geschäftsführer Weber. Auf das Know-how und die Kundenorientierung der langjährigen und erfahrenen

Foto: Knittel

Beschäftigten wolle man nicht verzichten. Erneuert werden dagegen sämtliche Zapfsäulen und Kassensysteme, man nutzt die Umstellung bei Knittel für Modernisierungen. Auch digitale Services wie die Tank-App Fillibri wurden neu ins Angebot gehoben. „Gewerbliche Kunden können an den AVIA Stationen mit Flottenkarten wie Euroshell-Multi-Card, DKV-Tankkarte, UTA Full-Service-Card, TOTAL-Card, Westfalen-Service-Card, BayWa-Card und natürlich der Knittel Aviacard zahlen“, sagt Knittel-Geschäftsführer Ulrich von Keitz.

Obwohl man sich bei Knittel und im AVIA-Verbund für CO_2-freie Kraftstoffe wie E-Fuels und grünen Wasserstoff einsetzt, hält man auch Angebote für E-Autofahrer vor. Die neue Knittel Aviacard ermöglicht es, an rund 97 Prozent aller Ladepunkte in Deutschland nachzuladen. „Darüber hinaus wird mit dieser hybriden Karte die Abrechnung der Ladung von Firmenfahrzeugen im privaten Umfeld möglich sein“, berichtet von Keitz über ein weiteres Extra. *(ihe)* ●

Tankstellenpreise: Durchschnitte Großgesellschaften

Von drei Großgesellschaften erhielt der EID per 24.01.2024 die folgenden bundesweiten Durchschnittspreise:

in Cent je Liter	A	B	C
Super Plus	190,5	197,2	-
Eurosuper E5	180,5	180,2	179,4
Eurosuper E10	174,5	174,2	173,6
Dieselkraftstoff	172,4	172,5	171,8

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 25.01.2024	Hamburg	Kiel	Hannover	Rostock	Essen	Düsseldorf
Super Plus	197,9-177,9	196,9-185,9	197,9-186,9	198,9-180,9	195,9-183,9	200,9-185,9
Eurosuper E5	191,9-171,9	190,9-179,9	191,9-180,9	192,9-174,9	189,9-177,9	194,9-179,9
Eurosuper E10	185,9-165,9	184,9-173,9	185,9-174,9	186,9-168,9	183,9-171,9	188,9-173,9
Dieselkraftstoff	181,9-159,9	184,9-173,9	185,9-173,9	187,9-168,9	183,9-166,9	183,9-169,9
am 25.01.2024	**Berlin**	**Leipzig**	**Frankfurt/M**	**Stuttgart**	**Nürnberg**	**München**
Super Plus	199,9-180,9	201,9-184,9	199,9-183,9	195,9-179,9	190,9-180,9	197,9-177,9
Eurosuper E5	193,9-174,9	195,9-178,9	193,9-177,9	189,9-173,9	184,9-174,9	191,9-171,9
Eurosuper E10	187,9-168,9	189,9-172,9	187,9-171,9	183,9-167,9	178,9-168,9	185,9-165,9
Dieselkraftstoff	187,9-168,9	186,9-176,9	185,9-171,9	184,9-162,9	172,9-163,9	181,9-159,9

MUSTER

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 23.01.2024		
Duisburg	Euro/t	10,00-15,00
Frankfurt	Euro/t	16,00-19,50
Karlsruhe	Euro/t	18,00-20,00
Basel	SFR/t	20,00-21,50
am 25.01.2024		
Duisburg	Euro/t	10,00-15,00
Frankfurt	Euro/t	16,00-17,50
Karlsruhe	Euro/t	18,00-18,50
Basel	SFR/t	18,00-20,00

Quelle: EID

MARKTKOMMENTAR

Ausbruch aus dem Preiskanal – Brent über 80 US-Dollar

Zuletzt waren die Preise für Öl der Nordseesorte Brent in einem stabilen Preisband zwischen 75 und 80 US-Dollar gehandelt worden, wobei die Tendenz seit Jahresbeginn kontinuierlich und in kleinen Schritten nach oben zeigte. Nun scheint ein Sprung aus der aktuellen Range möglich zu sein. Bis zum Redaktionsschluss näherte sich der Brent-Preis der Marke von 81 US-Dollar je Barrel immer weiter an. Marktteilnehmer rechnen jetzt zunehmend damit, dass die Ölnachfrage sich in diesem Jahr doch schneller erholen könnte, als zunächst erwartet wurde. Zwar bleibt die Konjunkturerwartung in China weiterhin schwach, allerdings könnte eine erwartete Absenkung der Leitzinsen neues Geld in die globalen Märkte pumpen und damit die Ölnachfrage steigern. Für zusätzliche Unterstützung sorgt ein heftiger Wintereinbruch im mittleren Westen der USA, der zu sinkenden US-Fördermengen führt. *(kec)*

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

Datum	Brent (Settlement März)	WTI (Settlement März)	OPEC-Korbpreis	EuroFx US-Dollar/Euro
18.01.2024	79,10	73,95	79,39	1,0875 / 0,9195
19.01.2024	79,56	73,25	80,27	1,0887 / 0,9185
22.01.2024	79,89	74,76	79,70	1,0890 / 0,9183
23.01.2024	79,73	74,37	81,30	1,0872 / 0,9198
24.01.2024	80,23	75,09	81,05	1,0905 / 0,9170

Quelle: ICE, OPEC, EZB.

Argus European Products Northwest Europe

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

24.01.2024			
Naphtha 65 para NWE barge	(+16,25)	637,50-638,50	(+16,25)
Naphtha 65 para NWE cif	(+16,25)	641,50-642,50	(+16,25)
Gasoline Euro-bob oxy NWE barge	(+38,00)	772,00-772,50	(+38,00)
Gasoline Euro-bob non-oxy NWE barge	(+38,75)	770,00-770,50	(+38,75)
Gasoil diesel 10ppm German Rotterdam fob barge	(+22,00)	810,00-811,00	(+22,00)
Gasoil diesel 10ppm German NWE cif	(+32,75)	831,75-832,75	(+32,75)
Gasoil heating oil German Rotterdam fob barge	(+18,25)	782,25-782,75	(+18,25)
MTBE NWE barge	(+50,00)	993,25-994,00	(+50,00)
Jet/kerosine NWE barge	(+28,75)	893,50-894,00	(+28,75)
Jet/kerosine NWE cif	(+28,75)	900,25-901,25	(+28,75)
FAME 0C CFPP RED ARA barge fob	(-20,00)	1.045,00-1.055,00	(-20,00)
Ethanol NWE T2 RED fob Rotterdam inc duty	(+12,09)	828,74-842,56	(+12,15)

Copyright © 2024 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):

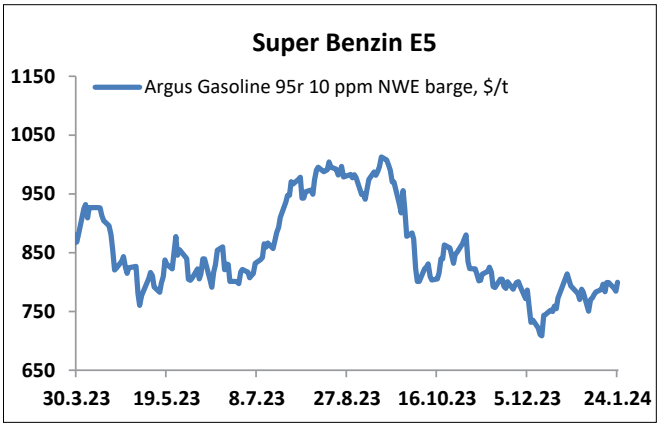
24.01.2024	Propan			Butan		
fob ARA*	(-13,00)	704,00-710,00	(-13,00)	(-22,50)	574,00-580,00	(-22,50)
cif ARA**	(+11,00)	512,00-518,00	(+11,00)	(+33,50)	549,00-555,00	(+33,50)
fob NWE 2.000 t	(+24,50)	570,00-576,00	(+24,50)	(+12,00)	547,00-553,00	(+12,00)

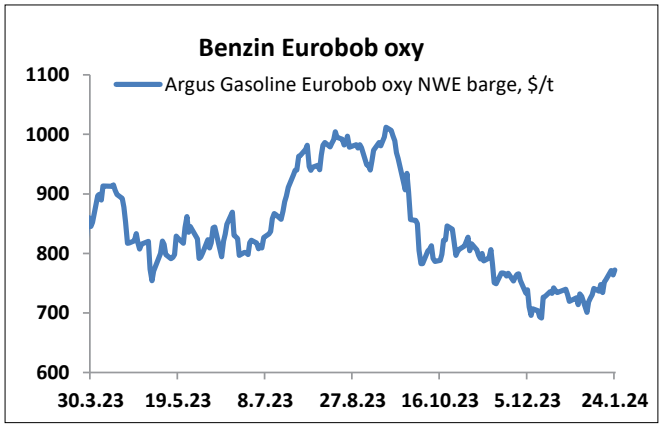
* Propan bis 1.300 t; Butan bis 1.200 t; ** Propan 7.-20.500 t; Butan 7.-12.000 t Copyright © 2023 Argus Media Ltd. All rights reserved. No copying, reproduction or dissemination in any form or for any purpose whatsoever is permitted without the prior written consent of Argus. Argus makes no warranties, 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.

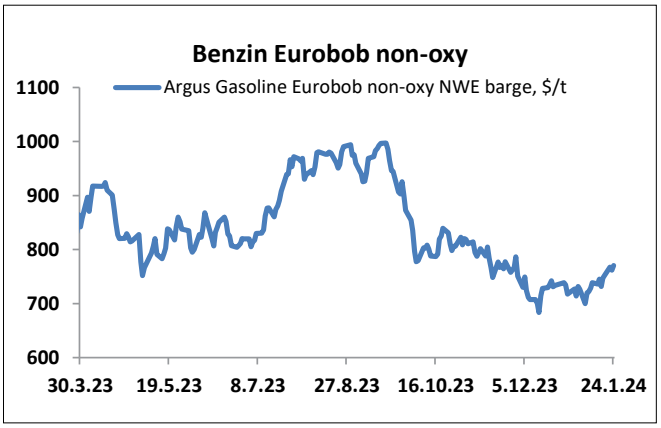
MUSTER

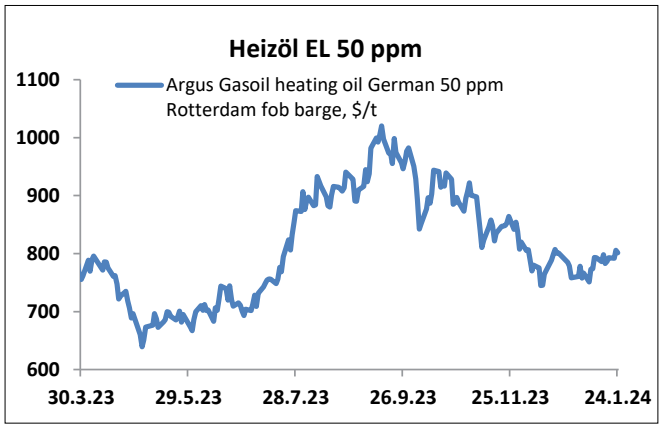
Argus Ölmarkt-Preisnotierung Rotterdam

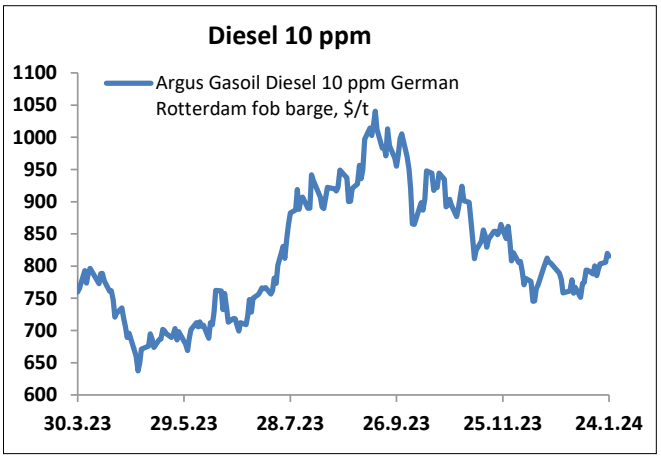
Quelle: Argus Media

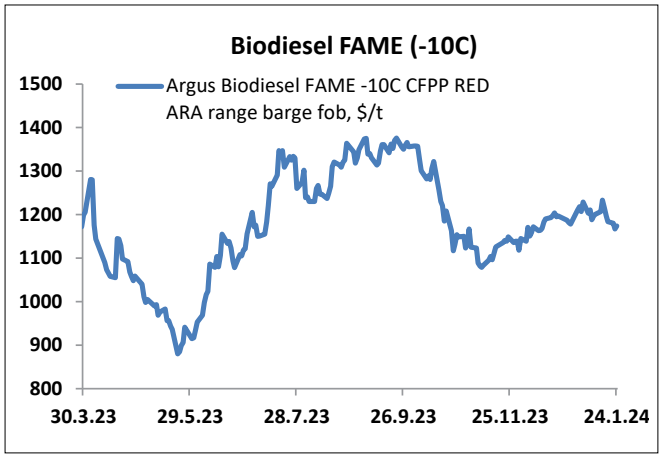


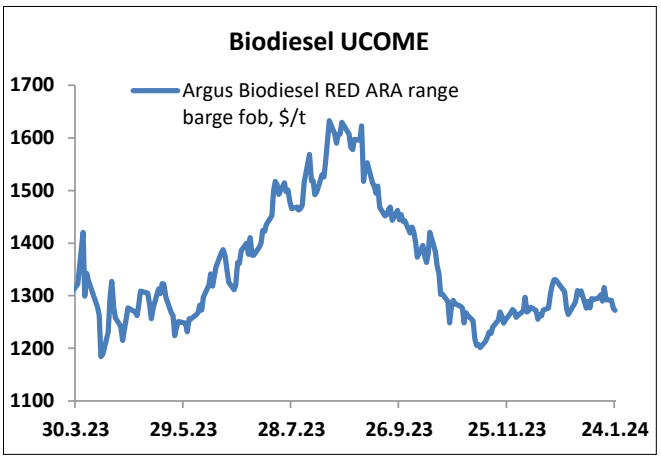


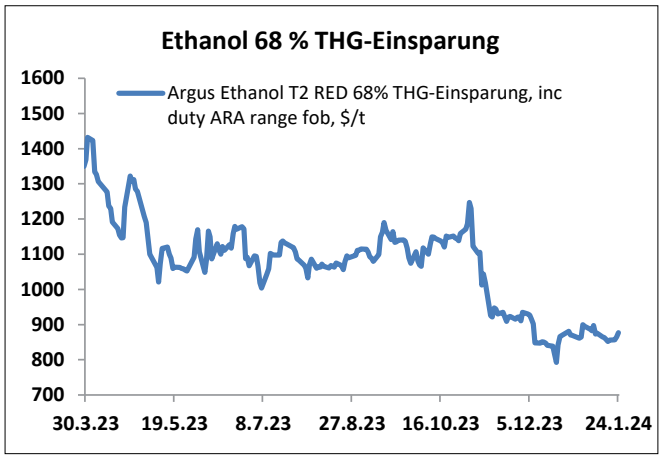












MUSTER

Inlands-Preisnotierungen

Argus O.M.R. hat für den 19. Januar 2024 folgende Preisenotierungen in Euro/100 Liter (FCA Truck) ermittelt.

	Heizöl (50ppm)			Diesel (EN 590, 10 ppm)			E5-Benzin			E10-Benzin		
Region	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High
Nord	82,68	82,73	82,50-82,96	128,52	128,50	128,30-128,70	137,00	137,00	136,90-137,10	135,40	135,40	135,30-135,50
Seefeld-Schwedt	81,02	81,10	80,90-81,30	125,57	125,57	125,50-125,64	133,75	133,75	133,40-134,10	132,15	132,15	131,80-132,50
Emsland	82,86	82,86	82,82-82,90	129,25	129,24	129,18-129,30	135,57	135,60	135,50-135,70	130,57	130,60	130,50-130,70
Ost	82,78	82,95	82,70-83,20	128,50	128,50	127,80-129,20	134,80	134,80	134,70-134,90	133,20	133,20	133,10-133,30
Magdeburg	82,80	82,81	82,61-83,00	129,32	129,35	129,10-129,59	138,00	138,25	138,00-138,50	136,40	136,65	136,40-136,90
West	82,00	82,02	81,70-82,34	128,69	128,65	128,33-128,96	134,74	134,75	134,20-135,30	133,14	133,15	132,60-133,70
Südost	83,76	83,79	83,46-84,11	129,27	129,24	129,04-129,43	139,25	139,25	138,90-139,60	137,65	137,65	137,30-138,00
Kölner Bucht	81,13	81,39	80,66-82,11	128,30	128,26	128,00-128,52	135,30	135,60	135,30-135,90	133,70	134,00	133,70-134,30
Rhein-Main	81,93	81,98	81,42-82,53	127,93	127,99	127,38-128,60	136,56	136,76	136,44-137,08	134,96	135,16	134,84-135,48
Süd	82,45	82,50	82,20-82,80	126,44	126,40	126,20-126,60	129,35	129,51	129,20-129,81	127,75	127,91	127,60-128,21
Südwest	80,12	80,15	79,90-80,40	125,64	125,64	125,43-125,85	130,00	130,09	129,87-130,30	128,40	128,49	128,27-128,70

Quelle: Argus Media

Vergleich der Verbraucherpreise in der EU

vom 22. Januar 2024

	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	693,58	1.565,42	829,13	1.729,44	737,55	915,00	446,91	463,26
Bulgarien	722,30	1.302,38	771,34	1.321,97	-	-	-	-
Dänemark	887,79	1.965,54	928,47	1.756,39	1.094,75	1.870,89	593,04	1.073,23
Deutschland	745,42	1.788,00	852,06	1.707,00	746,93	1.105,40	-	-
Estland	827,83	1.669,00	935,50	1.569,00	912,83	1.165,00	-	-
Finnland	650,98	1.703,00	922,54	1.777,00	913,72	1.475,00	-	-
Frankreich	815,61	1.808,29	837,87	1.736,13	877,26	1.240,15	550,46	689,96
Griechenland	750,79	1.818,00	906,32	1.650,00	750,37	1.293,00	619,92	667,83
Irland	737,76	1.677,90	819,51	1.680,60	706,86	994,20	769,65	964,01
Italien	728,81	1.777,80	804,03	1.734,14	855,05	1.535,08	593,34	624,73
Kroatien	696,00	1.440,00	853,00	1.545,00	715,86	965,00	714,56	735,80
Lettland	757,79	1.617,29	846,52	1.617,43	846,52	1.185,35	-	-
Litauen	717,36	1.431,86	848,09	1.522,29	785,18	975,65	-	-
Luxemburg	727,43	1.493,00	848,88	1.509,00	744,52	967,00	-	-
Malta	586,21	1.340,00	553,02	1.210,00	615,37	1.000,00	-	-
Niederlande	788,85	1.919,00	916,25	1.743,00	-	-	-	-
Österreich	689,66	1.538,00	852,53	1.645,00	771,25	1.197,84	572,28	788,50
Polen	771,68	1.435,28	834,00	1.471,75	928,56	1.207,52	608,66	624,47
Portugal	773,90	1.663,00	841,00	1.579,00	835,68	1.605,00	761,90	951,69
Rumänien	742,21	1.366,05	844,74	1.447,75	814,08	993,19	632,52	653,06
Schweden	758,92	1.577,26	934,54	1.629,66	672,65	1.302,30	561,89	940,60
Slowakei	748,85	1.551,00	861,52	1.511,00	-	-	533,20	674,35
Slowenien	616,58	1.397,59	725,95	1.448,42	721,97	1.115,09	-	-
Spanien	798,03	1.537,57	849,78	1.486,82	737,85	1.009,82	575,82	592,82
Tschechien	695,08	1.468,58	817,45	1.475,40	743,38	1.010,54	-	-
Ungarn	782,93	1.510,19	879,68	1.601,13	879,68	1.601,13	735,38	755,84
Zypern	752,87	1.335,86	876,48	1.448,44	847,73	1.046,52	893,96	911,66
Rang Deutschland	14	5	12	7	15	14	-	-

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

MUSTER

E-FUELS

Ineratec erhält Finanzspritze für E-Fuels

In einer aktuellen Finanzierungsrunde hat die Karlsruher Ineratec GmbH 118 Millionen Euro eingesammelt, um damit die Kommerzialisierung von klimaneutralen e-Fuels zu beschleunigen.

„Diese Finanzierungsrunde ist ein wichtiger Meilenstein für Ineratec und den Übergang von fossilen Brennstoffen zu nachhaltigen E-Fuels“, erklärte Tim Böltken, CEO des Technologieunternehmens. Mit dem frischen Kapital solle ein „Paradigmenwechsel im Energiesektor“ herbeigeführt werden. „Unser Fokus ist klar: Wir wollen diese Investition für die weltweite Skalierung von E-Fuels nutzen. Um konkrete Schritte in die nächste Ära der Mobilität zu gehen, planen wir bis 2030 die Umwandlung von 1 GW erneuerbarer Energie in 165.000 Tonnen nachhaltige E-Fuels“, machte Böltken deutlich.

Ineratec ist 2016 gegründet worden und hat seither zahlreiche Power-to-X-Pilotanlagen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe oder e-Chemikalien entwickelt.

Die nun abgeschlossene Series-B Wagniskapitalfinanzierungsrunde wurde von dem US-amerikanischen Investor Piva Capital sowie mit zusätzlicher internationaler Beteiligung von HG Ventures, TDK Ventures, Copec WIND Ventures, RockCreek, Emerald und Samsung Ventures und unter der verstärkten Unterstützung bestehender Investoren absolviert. Die Unternehmen ENGIE New Ventures, Safran Corporate Ventures und Honda waren bereits frühzeitig an Bord gekommen.

Foto: Ineratec

Mit einer neuen Kapitalspritze von 118 Millionen Euro will das Ineratec-Management nun durchstarten.

Das frische Kapital soll nun dazu verwendet werden, die Serienproduktion der Power-to-X-Anlagen im industriellen Maßstab zu starten und die Produktion von E-Fuels aus recyceltem CO_2 und erneuerbaren Energien voranzutreiben. Darüber hinaus hat Ineratec mit dem Bau seiner bisher größten Anlage in Frankfurt begonnen und expandiert weiter durch internationale Projekte, wie z.B. in den Niederlanden und Chile. Dadurch soll die bisherige Produktion um das 1.500-fache gesteigert und jährlich über 12.000.000 Tonnen CO_2 recycelt werden. *(kec)* ●

UNTERNEHMEN / SCHMIERSTOFFE

Petronord gibt Anteile an Kaiser Söhne Mineralöle ab

Die Petronord Gruppe, die seit der Neuorganisation beim Hamburger Mineralölhändler Mabanaft nun Teil des Mabanaft-Geschäftsbereichs Energy Distribution ist, hat sich von ihren Anteilen an Kaiser Söhne Mineralöle GmbH & Co. KG in Arnsberg getrennt. Das Unternehmen gehörte seit 2002 zu Petronord und hat sich, nachdem es vor rund 120 Jahren als klassischer Mineralöl- und Heizölhändler gestartet war, zum Schmierstoffspezialisten für industrielle Produktionsprozesse entwickelt. Das Angebot des Sauerländer Unternehmens umfasst aktuell rund 1.000 Schmierstoffe, mehr als 2 Millionen Litern Lagerkapazität sowie einen eigenen Fuhrpark.

Die Anteile an der Kaiser Söhne Mineralöle GmbH werden zum 1. Februar 2024 im Zuge eines Sharedaels von der Roth Gruppe aus Gießen übernommen. Für die Kunden und Partner würde sich im Zuge der Komplettübernahme durch die Roth Gruppe zunächst einmal nichts ändern, teilt Kaiser Söhne Mineralöle auf seiner Website mit. Petronord sieht Kaiser Söhne Mineralöle bei dem neuen Eigentümer in guten Händen. Roth Energie sei ein „ein innovativer, solider Energieanbieter“, der mit dem „kompetenten Team von Kaiser Söhne sein Geschäftsfeld Schmierstoffe bedeutend stärkt und zukunftsfähig aufstellt“, sagt Lennard Schneider, u.a. Petronord-Geschäftsführer. *(ihe)* ●

KRAFTSTOFFE / EUROPA

Kritik an drohendem „faktischen Verbrennerverbot für Lkw und Busse“ in der EU

Nachdem Vertreter des EU-Parlaments und des EU-Rats eine Einigung über die CO_2-Flottenregulierung für schwere Nutzfahrzeuge wie Lkw und Busse erzielt haben, kommt scharfe Kritik aus der deutschen Kraftstoffbranche. Den Klimaschutzbeitrag grüner Kraftstoffe bei den Flottengrenzwerten anzuerkennen, wie es das EP gefordert habe, werde nun nicht berücksichtigt. Stattdessen verschiebe Brüssel eine mögliche Anerkennung des Nutzens grüner Kraftstoffe in eine „Evaluierung“ im Jahr 2027.

Dann soll geprüft werden, wie schwere Nutzfahrzeuge, die ausschließlich mit CO_2-neutralen Kraftstoffen angetrieben werden, noch neu zugelassen werden können. Auch der Ansatz, CO_2-Emissionen nicht nur am Auspuff eines Fahrzeugs zu messen, sondern diese über dessen gesamten Lebenszyklus zu betrachten, soll dann eruiert werden, ebenso wie die Anwendung eines „Carbon-Correction-Factor“, der den Anteil erneuerbarer Kraftstoffe im Kraftstoffmix berücksichtigen würde. „Diese Maßnahmen sollten alle bereits jetzt in der Flottenregulierung berücksichtigt werden, um effektiven Klimaschutz durchzusetzen“, so in Reaktion auf die Einigung Elmar Kühn, der Hauptgeschäftsführer des Kraftstoffmittelstands-Verbands UNITI.

Grundsätzlich sieht die Einigung der Trilog-Akteure zur Flottenregulierung nun für neu zugelassene Lkw eine CO_2-Reduktion um 45 Prozent bis 2030, um 65 Prozent bis 2035 und um 90 Prozent bis 2040 vor. Stadtbusse müsste 2035 gänzlich CO_2-frei fahren.

„Mit der heutigen Entscheidung auf EU-Ebene kommt ein weiteres Puzzlestück hinzu, das den industriellen Produktions- und damit Markthochlauf grüner Kraftstoffe verhindern wird“, zeigte sich Kühn von der Brüsseler Entscheidung enttäuscht. „Es ist geradezu fahrlässig, wie schnell und widerstandslos das Europäische Parlament seine Position geräumt hat“, so Kühn. Ohne grüne Kraftstoffe sei die Verkehrswende aus Verbandssicht nicht zu schaffen, vor allem im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge, „die zukünftig nur noch dann Güter transportieren können, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint“, so Kühn. *(dhe)* ●

MUSTER

HANDELSBLATT ENERGIEGIPFEL

Handelsblatt-Talk: Versorgungssicherheit und Systemstabilität

Nach guten Fortschritten im Ausbau der Windenergie und der PV-Leistung stehe bei der Umsetzung der Energiewende jetzt die Kraftwerksstrategie auf Nummer eins der Prioritätenliste, betonte Andreas Schell, CEO bei EnBW, auf dem Handelsblatt Energiegipfel in Berlin. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hatte zuvor angedeutet, dass eine Koalitionseinigung hierzu unmittelbar zu erwarten sei. Das Land müsse schnell die Diskussionsebene verlassen – dringend notwendig sei es, hier voranzukommen, so Schell. „Wir müssen in den Umsetzungsmodus gehen, damit auch Bestellungen ausgelöst werden können und die Zulieferindustrie hochfahren kann."

Es sei dringlich, die Strategie müsse auf den Tisch, unterstrich auch RheinEnergie-Chef Andreas Feicht. Was in der Koalitionsvorlage formuliert werde, sei aber noch unklar. „Bei 80 Prozent Erneuerbaren gibt es im Jahr rund 800 Stunden, wo wir disponible Leistungen benötigen", so Feicht. „Insofern reicht es nicht aus, dass nur die Zusatzkosten für die Wasserstofffähigkeit bezahlt werden." Es brauche eine andere Finanzierung der Gaskraftwerke.

Zeitlich sei man bereits aus dem Ruder gelaufen. Denn wenn der Rahmen stehe, müssten noch einige rechtliche, auch beihilferechtliche Hürden genommen werden, bis das Ausschreibungsregime einsetze. „Dann sind wir im Jahr 2025. In fünf Jahren 20 GW an Kraftwerksleistung zu bauen, das halte ich aber für fast unmöglich", so Feicht weiter.

Foto: Steffen Unger / Handelsblatt

Amprion-CEO Hans-Jürgen Brick

Rund zwei Drittel des Zubaus der notwendigen wasserstofffähigen Gaskraftwerke sollten sich auf den süddeutschen Raum erstrecken, ein Drittel auf den Norden, hält Hans-Jürgen Brick, CEO beim Übertragungsnetzbetreiber Amprion, für realistisch. „Aber wir haben zwei Themen bis 2030: die Versorgungssicherheit aus dem Blick ausreichender Erzeugung insbesondere bei Dunkelflauten, und wir haben ein Systemproblem, gerade wenn das Netz etwa in windstarken Zeiten überflutet wird." Ohne Systemstabilität sei aber keine Versorgungsicherheit zu gewährleisten. Zwar sei man bei der Roadmap Systemstabilität schon weiter als bei der Kraftwerksstrategie, es komme aber darauf an, endlich beide miteinander zu verzahnen, mahnt er an.

Foto: Steffen Unger / Handelsblatt

Nicht nur die Zusatzkosten der H_2-Fähigkeit fördern, RheinEnergie-Chef Andreas Feicht.

Brick fordert auch einen schnellstmöglichen Netzausbau. „Noch fehlt der Gesamtblick. Wir sind immer im 10-Jahres-Rhythmus nach vorne gerobbt, eindimensional und nicht integriert – die Strom- von der Gasseite getrennt. Das können wir so nicht weitermachen." Netzausbau bedeute auch Kosteneinsparung, so Brick weiter und nannte ein Beispiel. Im vergangenen Jahr habe sein Unternehmen in Norddeutschland einen kleinen Lückenschluss von 94 Kilometern Länge mit TenneT umgesetzt. „Damit haben wir 500 Millionen Euro Redispatchkosten eingespart."

Engpässe managen, das bedeutet für den norwegischen Stromanbieter Tibber, der auch in Deutschland mit dynamischen Tarifen Ökostrom anbietet, immer auch Verbrauchsflexibilisierung. „Der Trend, den wir sehen, ist, dass der Ausgleich im Netz nicht mehr nur traditionell über die Erzeugungsseite, sondern mehr auch über die Verbrauchs- und Speicherseite entschieden wird", sagte Merlin Lauenburg, Managing Director bei Tibber. Aber hier in Deutschland sei noch einiges zu leisten. Etwa mit Aufklärungsarbeit, um die Vorteile aufzuzeigen. Die „deutsche Mentalität ist eher risikoavers". In Norwegern und Schweden würden sich über 50 Prozent der Kunden für dynamische Tarife entscheiden, hierzulande bisher aber nur in kleinem Rahmen. Und ein weiterer Hemmschuh sei, dass Deutschland absolutes Schlusslicht beim Bestand an Smart Metern sei. Ein Rollout werde die Tarifsituation verändern, ist Lauenburg überzeugt.

Um die Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung besser ausgleichen zu können, sollen laut Amprion-Chef Brick weiter auch die Kuppelleitungen für das europäische Verbundnetz ausgebaut werden. Die europäische Integration sei durchaus sinnvoll und steigere die Effizienz des Systems, unterstrich auch Feicht, sieht darin aber gleichzeitig auch ein Problem, und zwar dadurch, dass jeder einzelne Mitgliedsstaat seinen Energiemix festlege mit Technologien, die zu unterschiedlichen Zeiten und Bedingungen ihre Leistung brächten. „Wenn wir also hier viel PV ausbauen, produzieren wir auch viel Strom in Zeiten, wo er nicht viel Wert hat. Wenn wir den dann in den Export drücken müssen, dann werfen wir damit auch Geld raus." Andererseits sei der Stromimport zu Zeiten, in denen PV hier wenig einspeise, entsprechend teuer, sodass „wir uns so an dem Kapazitätsaufbau der anderen elektrischen Nachbarn beteiligen. Unseren Kapazitätsaufbau verschenken wir, den der anderen bezahlen wir." Das sei „kein guter Case", so Feicht, zumal alle Länder um Deutschland herum mit Ausnahme Skandinaviens in einer strukturellen Stromlücke stecken würden. *(loc)* ●

MUSTER

ERNEUERBARE ENERGIEN

Energiedialog: Viel umgesetzt, aber noch viel auf dem Schreibtisch

Die Energiewende habe im vergangenen Jahr hierzulande an Fahrt gewonnen. „14 GW Solar haben wir im letzten Jahr zugebaut und damit alle Erwartungen übertroffen. Das ist fast ein Plus von 50 Prozent gegenüber 2022. Wir wollen 2030 auf 22 GW kommen, und das werden wir auch schaffen“, betonte Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck auf dem jüngsten Energiedialog des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) in Berlin, der sich mit den weiteren anstehenden Herausforderungen im Energiesektor in der verbleibenden Legislaturperiode und darüber hinaus auseinandersetzte.

„Fast 9 GW an Windkraft auf See sind bezuschlagt worden, mehr als die bisher insgesamt installierte Leistung in deutschen Gewässern“, so der Minister weiter. Das Ziel für 2030 von 30 GW sei ebenfalls erreichbar. Bei Wind an Land sei man mit einem Bruttozubau von 3,5 GW zwar noch nicht ganz dort, „wo wir hinwollten, aber der Trend zeigt eindeutig nach oben“. Ein Plus gegenüber 2020 von 50 Prozent. All das falle nicht vom Himmel, so Habeck.

Der Schreibtisch sei allerdings noch voll. Vereinfacht und beschleunigt werden müssten weiterhin die Projektierung als auch der eigentliche Bau und Betrieb von neuen Anlagen. Der Gesamtrahmen der Transformation sei eine Trias: das Land resilient zu machen, die industrielle Wertschöpfung zu stärken und die Klimaneutralität zu erreichen. Habeck verwies darauf, dass das schwedische Unternehmen Northvolt sich gerade zum Bau einen Großprojekts für Antriebsbatterien für E-Autos in Schleswig-Holstein entscheiden hat. „Sie haben sich für den Standort entschieden, weil hier die Dichte des grünen Stroms am stärksten ist. Die Strategie geht auf, mit unseren Klimaschutzanstrengungen auch industrielle Wertschöpfung nach Deutschland zu holen.“ Und weiterhin müsse klar daran gearbeitet werden, die Strompreise runterzubringen und das Marktdesign auch anzupassen. Die energieintensiven Industrien brauchten Entlastung.

Philipp Nimmermann, Staatssekretär im Bundeswirtschaftsministerium, unterstrich, dass sich der Bundestag abschließend im Februar mit dem Solarpaket 1 befassen will. „Da sind einige Beschleunigungselemente drin, etwa Entbürokratisierung, Freiflächenthematik, Balkonkraftwerke.“ Ganz wichtig sei das Thema Strommarktdesign. Die Diskussion hierzu sei „immer noch divers. Aber es gibt keine silver bullet.“ Ebenfalls im Februar solle hierzu ein Papier vorgelegt werden, in dem die Standpunkte „etwas verdichtet“ würden.

Mit dem nun geplanten Wasserstoff-Kernnetz von knapp 10.000 Kilometern sieht Nimmermann Deutschland gut aufgestellt. „Da sind wir international vor der Kurve.“ Für 2030 werde hier mit einem H_2-Bedarf von maximal 130 TWh gerechnet, das Netz werde aber auf 280 TWh ausgelegt. „Letztlich brauchen wir alle Formen an steuerbaren Lasten, um die Volatilität der Erneuerbaren auszugleichen. Und Wasserstoff ist da ein sehr guter Langzeitspeicher.“

„Wir sind auf gutem Weg, aber klar ist, wir müssen noch eine Schippe drauflegen, das Reformtempo muss gehalten werden“, kommentierte Gastgeberin der Veranstaltung und BEE-Präsidentin, Simone Peter. Bestehende Hemmnisse für Erneuerbare seien weiter abzubauen, mehr Tempo bei Genehmigungen, Netzanschluss, Digitalisierung und Umsetzung des PV-Pakets. Außerdem seien der Strommarkt anzupassen, die Wärmewende zu forcieren und der Hochlauf der heimischen Wasserstoffwirtschaft zu starten.

Die Ausschreibungen für die Bioenergie im vergangenen Jahr sind nach Einschätzung von Peter „bitter“ gewesen. Eine große heimische Branche, die mit ihren zigtausend Anlagen keine Perspektive für Investitionen gesehen habe – „da läuft was schief“. „Wir warten auf eine ambitionierte Biomassestrategie, um die heimischen Potenziale zu nutzen.“ Zusammen mit Geothermie und Wasserkraft, grüner KWK, Speichern und PtX könnten sie als Erneuerbare und dezentral zusammen mit Wind und Sonne viel leisten. „Und sie leisten das günstiger als neue Kraftwerke“, ist Peter überzeugt.

Es müsse dringend die Möglichkeit genutzt werden, diese dezentralen Flexibilitäten umzusetzen. „Es wird die energiewirtschaftliche Leitwährung 2024 und danach sein“, so die BEE-Chefin weiter. Das Strommarktdesign und die Kraftwerkstrategie müssten in einer Flexibilitätsstrategie münden. „Allein der Fokus auf fossile Kraftwerke, 60 Milliarden Euro stehen da im Raum, wird schwierig zu stemmen sein.“ Eine Kraftwerkstrategie sei sicher notwendig, „aber wir brauchen auch regionale fluktuierende Quellen als Back-up. Das schaffen wir deutlich günstiger als mit 60 Milliarden Euro.“

Foto: Stream BEE

Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck auf dem jüngsten BEE-Energiedialog in Berlin.

Robert Habeck sieht keinen Gegensatz von zentralen und dezentralen Backups. Aber für Biogasanlagen hält er die Mengen doch für sehr begrenzt. „Ich habe noch kein Szenario gesehen, das sagt, dass die gesamte steuerfähige Energie aus Biomasse kommen könnte.“

Der Minister hält generell die Frage für wichtig, welche Kapazitäten vorrätig gehalten sollten. „Wir können mit dem europäischen Markt zwar diese Kapazitäten reduzieren, hatten aber im vergangenen Jahr eine Situation, wo ich nicht sicher war, dass sich alle an die Solidarität gehalten haben.“ Daher müsse sich das Land eine gewisse Überkapazität leisten, um die Volkswirtschaft immer robust zu halten. „Aber das kostet Geld. Das sind politische Entscheidungen, die wir treffen müssen. Wir sollten nicht immer davon ausgehen, dass die beste aller möglichen Welten eintritt.“ *(loc)* ●

MUSTER

DIGITALISIERUNG

Octopus Energy übernimmt Start-up Kwest

Bei Octopus Energy hält man die Schlagzahl hoch, das Unternehmen, das ambitionierte Wachstumspläne für den deutschen Markt hat, informiert derzeit in kurzen Abständen über neue Projekte oder Übernahmen. An Beteiligungen in der Energieerzeugung (Offshore-Wind und PV) und Angebote für Smart-Charging und Wärmepumpen-Finanzierung schließt sich jetzt eine Start-up-Übernahme an. Kraken Technologies, die Technologie-Einheit innerhalb der Octopus Energy Group, übernimmt das Berliner Software-Unternehmen Kwest. Die Software-Plattform des von Robin Dechant, Marco Holst und Constantin Ehrensberger gegründeten Unternehmens unterstützt Energie-Installationsbetriebe dabei, ihre betrieblichen Abläufe zu automatisieren. Diese Workflow-Plattform von Kwest will Octopus Energy in seine inhouse entwickelte Technologieplattform Kraken integrieren. Das Ziel ist eine „reibungslosere Installation von Technologien wie Wärmepumpen und Smart Metern“.

Das siebenköpfige Team von Kwest soll mit dem globalen Team von Kraken zusammengeführt werden. Kraken plant, in Berlin ein erstes Entwicklungszentrum zu eröffnen. Deutschland ist für Octopus Energy zum zweitgrößten Markt der Gruppe aufgestiegen.

Laut Octopus-Gründer Greg Jackson ist Kraken derzeit in zwölf europäischen Ländern im Einsatz, weltweit habe man 54 Millionen Accounts unter Vertrag. Die Kraken-Plattform lasse sich einsetzen von der Erzeugung bis zur Abrechnung. Sie biete Analysen, Echtzeitüberwachung und die Verwaltung dezentraler Anlagen. Mit der Plattform von Kwest „werden wir nun in der Lage sein, die Installation von sauberer, umweltfreundlicher Technik auf der ganzen Welt voranzutreiben“, so Jackson. *(ihe)*

KURZ NOTIERT

Bundesnetzagentur trifft Neuregelung zur Netzrendite

Nachdem jüngst die **Bundesnetzagentur** Vorschläge für eine angehobene Eigenkapitalverzinsung für Neuinvestitionen der Strom- und Gasnetzbetreiber zur Konsultation gestellt hat, ist nun die endgültige Festlegung ergangen. Wie schon bekannt und von der Branche kritisiert, wird die Anhebung des Zinssatzes auf Neuinvestitionen begrenzt. Für Bestandsinvestitionen wirke sich das gestiegene Zinsumfeld kaum aus.

Green Bonds sollen Netzausbau bei 50Hertz absichern

Eurogrid, die Muttergesellschaft des Übertragungsnetzbetreibers **50Hertz**, hat ihren dritten und vierten Green Bond erfolgreich platziert und sich damit für die Umsetzung der Energiewende Finanzmittel in Höhe von 1,5 Milliarden Euro für den weiteren Netzausbau beschafft.

N-ERGIE übernimmt Rohrbau-Unternehmen

Die Nürnberger **N-Ergie** hat zum 1. Januar 2024 das Tiefbau-Unternehmen **SEG Rohrbau** übernommen und sich damit Know-how und Facharbeiter-Kompetenz für den Fernwärmenetz-Ausbau gesichert. Die SEG wiederum hat durch die Übernahme eine Regelung für die Unternehmensnachfolge gefunden.

Versorger setzen auf die Erlösbringer PV und Wind

Die eigene Erneuerbaren-Erzeugung auszubauen, darauf setzt laut einer aktuellen **Horváth**-Studie mehr als die Hälfte der im Rahmen einer Branchenbefragung interviewten Energie-Führungskräfte. Bis 2030 solle die grüne Eigenerzeugung auf einen Anteil von bis zu 75 Prozent gesteigert werden.

Zwei neue PNE-Windparks in Schleswig-Holstein in Betrieb

Zum Jahreswechsel hat **PNE** im Kreis Herzogtum Lauenburg und im Kreis Segeberg zwei weitere Windparks mit zusammen 21,6 MW Leistung in Betrieb genommen und in den Eigenbetrieb überführt. Die Gesamtnennleistung der Windparks bei PNE erhöht sich auf 370 MW.

400 neue Ladepunkte beim österreichischen Aldi Süd-Ableger Hofer

Wie **Energie Steiermark** mitteilt, sollen mehr als 400 Ladepunkte auf den Parkplätzen vor den Läden der Discounter-Kette Hofer in der Steiermark entstehen. Mit der Inbetriebnahme des ersten Pilotstandortes in Leoben fiel nun der Startschuss für das Projekt. 9,4 Millionen Euro sollen investiert werden.

Energiequelle und Forschungspartner planen Agri-PV in Finnland

Der PV-Projektierer **Energiequelle** erprobt in Finnland, wie PV und Landwirtschaft kombiniert werden können – und zwar speziell „unter nordischen Bedingungen“. Neben der optimalen Platzierung der Solarmodule werden auch „umweltfreundlichere“ Modul-Gestelle“ und bspw. eine automatisierte Bewässerung der Pflanzen erprobt.

Energieförderungen können wieder beantragt werden

Nach der jüngsten Einigung im Haushaltsausschuss würden, so das **BAFA**, sowohl die Förderprogramme zur Energieberatung (EBN und EBW), als auch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), das Aufbauprogramm Wärmepumpe (BAW) sowie die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) „gemäß den Vorgaben der vorläufigen Haushaltsführung“ fortgesetzt.

Octopus Energy kauft erste Solarparks in Deutschland

Die britische **Octopus** hatte sich bereits u.a. am Offshore-Windpark Butendiek beteiligt. Nun hat die Konzern-Tochter **Octopus Energy Generation** bzw. der von Octopus Energy Generation verwaltete Fonds **Sky** (ORI SCsp) in Brandenburg den 122 MW-Solarpark Schiebsdorf erworben. Ebenfalls gekauft hat der Fonds den 20,8 MW-Solarpark Hartungshof nahe Saarbrücken.

Bürgerbeteiligung beim EnBW-Solarpark Bingen startet

Der 3 MW-Solarpark Bingen ist im Dezember 2023 in Betrieb gegangen. Nun hat **EnBW** dazu eine Bürgerbeteiligung aufgelegt. Vorgesehen ist ein Nachrangdarlehen, bei dem für sieben Jahre zwischen 500 und 10.000 Euro angelegt werden können. Verzinst wird mit jährlich 5,25 Prozent.

NRW fördert grüne Transformationsprojekte

Für Transformationsprojekte in Südwestfalen und im Ruhrgebiet hat **NRW** Förderbescheide über 10 Millionen Euro u.a. für Projekte der klimagerechten Energieversorgung und Mobilität überreicht. Insgesamt wurden in einer ersten Runde 33 Vorhaben des Projekts „Regio.NRW – Transformation“ ausgewählt. Eine zweite Runde folgt im Herbst.

Commerzbank steigt bei Aquila Capital ein

Bereits fortgeschritten ist das Vorhaben der **Commerzbank**, sich an dem Erneuerbaren-Investor **Aquila Capital** zu beteiligen. Die Behördlichen Genehmigungen des Deals werden für das zweite Quartal 2024 erwartet. Die Commerzbank will 74,9 Prozent der Anteile übernehmen. Über den zu zahlenden Preis wurde nichts bekannt.

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

MUSTER

Personen

Foto: Ørsted

Helle Sehested

Foto: bp

Murray Auchincloss

Foto: evm

Christoph Hesse

Neue Co-Chefin für Ørsted Deutschland

Helle Sehested ist als zweite Geschäftsführerin in die Führungsriege der deutschen Ørsted-Gesellschaft mit Sitz in Hamburg bestellt worden und wird das Unternehmen künftig gemeinsam mit **Jörg Kubitza** leiten. Sehested soll dabei in einer Doppelfunktion auch für die Betriebsführung aller zentraleuropäischen Offshore-Windparks bei Ørsted zuständig sein. In Deutschland befindet sich die Betriebsführungszentrale im ostfriesischen Norddeich. Die 50-Jährige ist ebenso wie ihr Kollege Kubitza Juristin. Nach Tätigkeiten unter anderem für eine große dänische Kanzlei war Sehested 2006 zu Ørsted gewechselt und hatte dabei unterschiedliche Fach- und Führungspositionen in verschiedenen Konzernfunktionen inne.

Auchincloss bleibt dauerhaft CEO bei BP

Der im vergangenen September zunächst als interims-CEO des britischen BP-Konzerns eingesetzte **Murray Auchincloss** wird das Amt nun doch fest bekleiden. Die Entscheidung wurde getroffen, nachdem man in den vergangenen vier Monaten intern und extern nach geeigneten Kandidaten gesucht hatte. „Der Vorstand ist sich einig, dass Murray der herausragende Kandidat war und die richtige Führungskraft für BP ist“, so **Helge Lund**, Chair bei BP. Zuvor war Auchincloss seit Juli 2020 CFO des Konzerns. Seine Laufbahn hatte er 1992 bei Amoco Canada begonnen.

Neuer Vertriebsvorstand bei evm gestartet

Nachdem der Vertriebsvorstand der Energieversorgung Mittelrhein (evm), **Bernd Wieczorek**, seit Ende 2023 im Ruhestand ist, hat Nachfolger **Christoph Hesse** – wie bereits vor rund einem Jahr angekündigt – zum Jahreswechsel sein Amt aufgenommen. Der 39-jährige Diplom-Kaufmann Hesse war zuletzt Prokurist und Bereichsleiter Vertrieb der EWV Energie- und Wasser-Versorgung in Stolberg und verfüge, so evm, über „eine hohe Expertise und langjährige Erfahrung in der Energiewirtschaft“. Bei der evm verantwortet Hesse nun Vertrieb, Kundenservice, Energiebeschaffung und Energieerzeugung. *(eid)*

PERSONALIEN

Personelle Änderungen im rhenag-Verbund

Bei den Netztöchtern der Kölner rhenag, RSN und WWN, gibt es personelle Veränderungen, nachdem Mit-Geschäftsführerin Heike Witzel zu den Stadtwerken Rostock gewechselt war. Andreas Esser ist seit dem Jahreswechsel nun alleiniger Geschäftsführer der Netztochter Rhein-Sieg Netz (RSN). In der Geschäftsführung der Westerwald-Netz (WWN) indes wird Esser künftig von Michael Ulbrich unterstützt. Bei der RSN wird die Umstellung auf eine Alleingeschäftsführung durch eine interne Neu-Organisation des Verteilnetzbetreibers ermöglicht, gestärkt wurde insbesondere die zweite Führungsebene. Bei WWN rücke mit Michael Ulbrich „ein erfahrener Ingenieur“ in die Geschäftsführung auf. *(dhe)*

Termine

29. Februar 2024

Natural Gas/LNG Outlook

Digital

Argus widmet sich in seinem 60-minütigem LNG-Ausblick der Frage, wie sich die europäischen Gasmärkte im Sommer sowie im darauffolgenden Winter entwickeln könnten. Teilnehmer können mit den Autoren des Argus-Berichts European Natural Gas Outlook darüber diskutieren, ob im Sommer eine Rückkehr zur Normalität zu erwarten ist. Weitere Themen: Europas Gaspreisausblick, die Abhängigkeit Europas von LNG, die Auswirkungen der hohen Gaspreise auf industrielle Gasverbraucher, Wie entwickelt sich die Gasnachfrage des Stromsektors und der Haushalte sowie die Volatilität der TTF-Preise.
Anmeldung: https://www.argusmedia.com/en/webinars

19. - 22. März 2024

SHK+E

Essen

Die Fachmesse für Sanitär, Heizung, Klima und Elektro stellt in diesem Jahr u.a. das Thema neue Heiztechnik in den Vordergrund. Das Angebot wird um den energetischen Bereich der Elektrotechnik erweitert, was seinen Niederschlag im Namen des Branchentreffs findet. Im Fokus des Heizungsbereichs stünden künftig noch stärker sektorübergreifende Lösungen für die effiziente Verzahnung von Wärme, Strom und Mobilität. Den Ausgangspunkt des neuen Angebots bildet die Wärmepumpe.
Anmeldung: https://www.shke-essen.de/branchentreff/

22. - 26. April 2024

Hannover Messe

Hannover

Die internationale Technologieschau in Hannover steht in diesem Jahr unter dem Motto „Energizing a sustainable Industry“. Präsentiert werden Produktinnovationen und neueste Entwicklungen. Das Rahmenprogramm umfasst Konferenzen zu Klimaneutralität, Digitalisierung sowie zukunftsweisende Ideen aus der industriellen F&E.
Anmeldung: https://www.hannovermesse.de/de/

MUSTER

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.

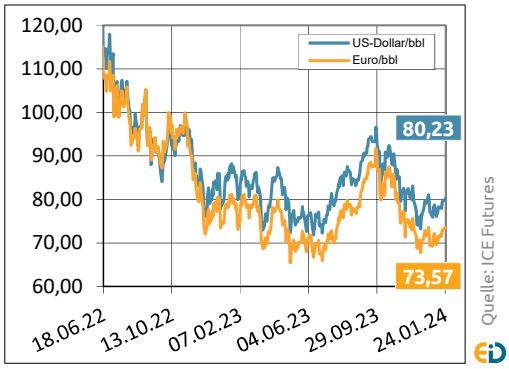
Bezugsgebühren: Abonnement Gesamtausgabe jährlich EUR 1.220,– zzgl. MwSt. als digitales E-Paper, mit Zugang zur Website www.eid-aktuell.de, zum Energie-Gesamtarchiv sowie den täglichen EID-Daily News per E-Mail. Bei zusätzlichem Printbezug: Inland jährlich EUR 1.500,– inkl. Porto zzgl. MwSt.; Ausland mit VAT-Nr. jährlich EUR 1.520,– inkl. Porto, ohne VAT-Nr. inkl. Porto zzgl. MwSt. Einzelheft: 23,80 EUR inkl. MwSt. Zusätzliche digitale Abonnements: Bezug auf Anfrage.

Gültig ist die Vertriebspreisliste vom 01.01.2024.

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

Charts

Rohöl Brent Frontmonat

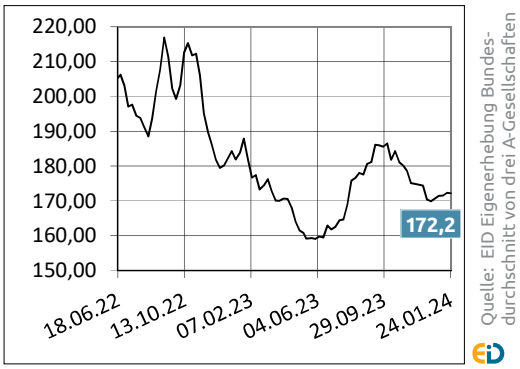


Euro-Fixing

US-Dollar/Euro

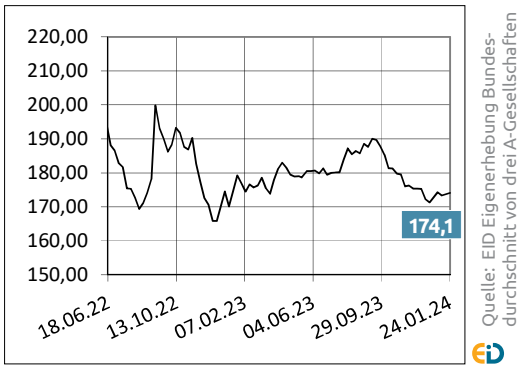
Diesel

Cent/l



Eurosuper E10

Cent/l

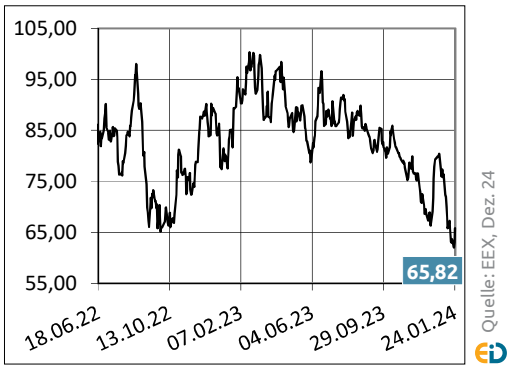


Gas Frontjahr

Euro/MWh

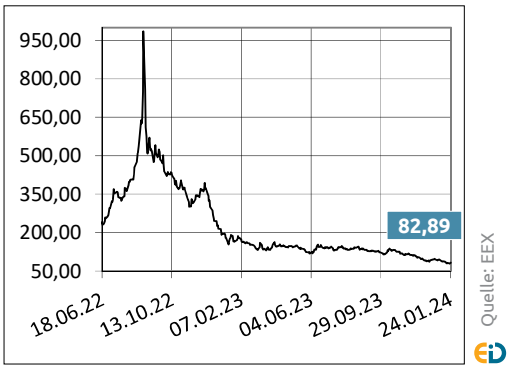
EU-Emissionsberechtigungen

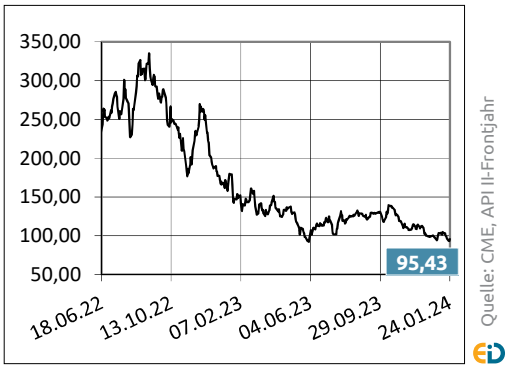
Euro/EUA



Strom Frontjahr base

Euro/MWh



Kohle-Terminmarktnotierungen

US-Dollar/Tonne