



Energie Informationsdienst

- 13 STROM- UND GASVERTRIEB:** Die britische Octopus Energy übernimmt das Energie-Privatverbrauchergeschäft von Shell Energy in Großbritannien und Deutschland im Umfang von rund 2 Millionen Verträgen.
- 18 LADESÄULEN:** Bundeskanzler Olaf Scholz hat zum Auftakt der Automobilausstellung IAA verkündet, die Bundesregierung werde 150 kW-Ladesäulen an 80 Prozent der deutschen Tankstellen zur Pflicht machen.
- 24 INTERVIEW:** Rauno Fuchs, Vice President Government Affairs beim Ladesäulenbetreiber JOLT Energy, sprach mit dem EID über Hemmnisse bei der Umsetzung von städtischen Ladesäulen-Projekten.

Grüner Strom immer wettbewerbsfähiger

Die Agentur IRENA sieht eine weltweit verbesserte Marktposition erneuerbarer Stromerzeugung. Zwar stiegen Material- und Ausrüstungskosten, doch Fossile verteuerten sich zeitgleich noch stärker.



Regenerative Stromerzeugung wird immer lukrativer. Insbesondere dann, wenn verschiedene Technologien in Hybridparks kombiniert werden.

VON HANS-WILHELM SCHIFFER

Die jetzt von der International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, vorgelegte Studie Renewable Power Generation Costs in 2022 zeigt, dass sich die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien im Jahr 2022 weltweit trotz gesteigener Material- und Ausrüstungskosten weiter verbessert hat. Als entscheidender Grund wird die noch stärker-

re Zunahme der Preise für fossile Energien genannt.

Globale Stromgestehungskosten 2022 im Vergleich zu 2021

Für neu installierte Anlagen haben sich die im weltweiten Durchschnitt erhobenen Erzeugungskosten für Strom (Levelized Cost of Electricity) im Jahr 2022 im

Vergleich zum Vorjahr wie folgt entwickelt:

- Onshore Wind: Rückgang von 3,5 US-Cent pro kWh im Jahr 2021 um 5 Prozent auf 3,3 US-Cent/kWh im Jahr 2022. Wichtigster Treiber für diese Entwicklung war China. Der Anteil Chinas an den Neuinstallationen erhöhte sich von 41 auf 50 Prozent.
- Solar PV (Projekte im Versorgungsmaßstab): Reduktion um 3 Prozent auf 4,9 US-Cent/kWh im Jahr 2022. Dies wurde durch eine Verringerung der Installationskosten für diese Technologie von 917 US-Dollar/kW im Jahr 2021 auf 876 US-Dollar/kW im Jahr 2022 für Projekte bewirkt, die 2022 weltweit in Betrieb genommen wurden. Bei Betrachtung der Situation in einzelnen Staaten zeigt der Kostenverlauf allerdings in unterschiedliche Richtungen. So mussten in einer Reihe von Staaten erhebliche Kostenerhöhungen hingenommen werden. Dies gilt beispielsweise für Frankreich und Deutschland mit Steigerungsraten von 34 Prozent. Für Griechenland war nach den Erhebungen von IRENA seit Ende 2021 und im Jahr 2022 ein geschätzter Kostenanstieg von 51 Prozent aufgrund steigender PV-Modul- und Rohstoffpreise zu verzeichnen. Dass die weltweiten gewichteten Durchschnittskosten für Strom aus neu in Betrieb genom-

- menen Solar-PV-Anlagen im Versorgungsmaßstab im Jahr 2022 dennoch sanken, lag vornehmlich daran, dass China niedrigere Kosten hatte als die meisten Märkte und sein Anteil am weltweiten Einsatz von Solar-PV im Versorgungsmaßstab von 38 Prozent im Jahr 2021 auf geschätzte 45 Prozent im Jahr 2022 zugenommen hat.
- Concentrating Solar Power (CSP): Rückgang um 2 Prozent auf 11,8 US-Cent/kWh. Allerdings war der Kapazitätsanstieg im Jahr 2022 auf 0,1 GW beschränkt. Die gesamte global installierte Leistung belief sich Ende 2022 auf lediglich 6,5 GW.
- Offshore Wind: Anstieg von 7,9 US-Cent/kWh im Jahr 2021 um 2 Prozent auf 8,1 US-Cent/kWh im Jahr 2022. Der

Zuwachs in den weltweit gewichteten durchschnittlichen Installationskosten von 3.052 US-Dollar/kW im Jahr 2021 auf 3.461 US-Dollar/kW im Jahr 2022 war teilweise kompensiert worden durch eine Verbesserung des Kapazitätsfaktors neu installierter Projekte von 39 Prozent auf 42 Prozent.

- Bioenergie: Rückgang der durchschnittlichen Erzeugungskosten von 7,1 US-Cent/kWh im Jahr 2021 um 13 Prozent auf 6,1 US-Cent/kWh im Jahr 2022. Dies geht vor allem auf den vergrößerten Anteil neuer kostengünstiger Projekte zurück, die 2022 in China und in Brasilien installiert worden waren.
- Geothermie: Rückgang der weltweiten Durchschnittskosten für die zehn 2022 neu in Betrieb genommenen Projekte

um 22 Prozent im Vergleich zum Vorjahr auf 5,6 US-Cent/kWh.

- Wasserkraft: Bei neu in Betrieb genommenen Wasserkraftprojekten legten die globalen gewichteten durchschnittlichen Stromgestehungskosten zwischen 2021 und 2022 um 18 Prozent zu, und zwar von 5,2 US-Cent/kWh auf 6,1 US-Cent/kWh. Im Jahr 2022 war eine Reihe von Projekten, bei denen es zu erheblichen Verzögerungen und großen Kostenüberschreitungen kam, teilweise oder vollständig in Auftrag gegeben worden. Infolgedessen stiegen die weltweiten gewichteten durchschnittlichen Gesamtinstallationskosten neuer Wasserkraftprojekte von 2.299 US-Dollar/kW im Jahr 2021 auf 2.881 US-Dollar/kW im Jahr 2022,

Technologie	Installationskosten			Kapazitätsfaktor**			Erzeugungskosten ***		
	2022 US-Dollar/kW			Prozent			2022 US-Dollar/kWh		
	2010	2022	%	2010	2022	%	2010	2022	%
Bioenergie	2.904	2.162	- 26	72	72	+ 1	0,082	0,061	- 25
Geothermie	2.904	3.478	+ 20	87	85	- 2	0,053	0,056	+ 6
Wasserkraft	1.407	2.881	+ 105	44	46	+ 4	0,042	0,061	+ 47
Solar PV	5.124	876	- 83	14	17	+ 23	0,445	0,049	- 89
CSP	10.082	4.274	- 58	30	36	+ 19	0,380	0,118	- 69
Onshore Wind	2.179	1.274	- 42	27	37	+ 35	0,107	0,033	- 69
Offshore Wind	5.217	3.461	- 34	38	42	+10	0,197	0,081	- 59

* Utility Scale Solar PV

** Beim Kapazitätsfaktor handelt es sich um den aus der Zahl der Volllaststunden abgeleiteten Jahresnutzungsgrad (gerechnet bei 8.760 Stunden eines Jahres mit 365 Tagen)

*** die Levelized Cost of Electricity (LCOE) ergeben sich aus den abgezinnten Kapitalkosten, den fixen und variablen Betriebskosten, den Brennstoffkosten sowie der angestrebten Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum.

Gesagt



„Er vermisse „Respekt, wenn exakt das gleiche Heizungsgesetz wieder vorgelegt werde, ganz nach dem Motto: Friss Vogel, oder stirb“.

Der Parlamentarische Geschäftsführer der Unions-Fraktion im Bundestag, Thorsten Frei (CDU), kündigte an, die Union werde gegen das Gebäudeenergiegesetz stimmen. Der Entwurf, der im Kern eine 65-prozentige EEPflicht in der Wärme vorsieht, stand am Freitag, kurz nach Redaktionsschluss dieser Ausgabe zur finalen Beschlussfassung auf der Bundestags-Tagesordnung. Zuvor hatte die Ampel-Koalition mit ihrer Stimmenmehrheit noch einen Versuch der Opposition abgewehrt, den Beschluss zu verhindern.

(Bild: Thorsten Frei)

„Das Ziel, 15 Millionen E-Fahrzeuge bis 2030 auf unseren Straßen zu sehen, wird nicht zu erreichen sein. 8 bis 10 Millionen E-Autos wären schon ein Erfolg.“

Arne Joswig, Präsident des Zentralverbands Deutsches Kraftfahrzeuggewerbe (ZDK), kritisiert das Ende der staatlichen „Umweltbonus“-Förderung für gewerblich zugelassene Elektrofahrzeuge zum 1. September.

„Es ist ein Irrglaube, man müsse nur den Verbrennungsmotor verbieten und der Rest richte sich von allein.“

BMW-Chef Oliver Zipse hält den politisch verordneten Umstieg auf die Batterie-Elektromobilität als einzige alternative Antriebsform bei Pkw für „fahrlässig“. Stattdessen sollte man auch andere Technologien berücksichtigen. „Ich kann doch nur etwas verbieten, wenn der entsprechende Ersatz verfügbar ist.“

„Wir sehen schon, dass die finanziellen Hemmnisse ganz oben in der Liste auftauchen.“

Fritzi Köhler-Geib, Chef-Volkswirtin der KfW-Bank. Neun von zehn Immobilienbesitzer in Deutschland stehen laut KfW-Energiewendebareometer hinter der Transformation, allerdings könnten sich 41 Prozent der Eigentümer einen Technologieumstieg auf eine klimafreundlichere Strom- und Wärmeversorgung schlichtweg nicht leisten.

was einem Zuwachs von 25 Prozent entspricht.

Trends bei Installationskosten, Kapazitätsfaktoren und Stromgestehungskosten

Seit dem Jahr 2010 sind die Stromgestehungskosten aller erneuerbaren Energie-Technologien mit Ausnahme der Wasserkraft und der Geothermie deutlich gesunken, am stärksten für Photovoltaik. Aber auch für Windenergie konnten deutliche Kostensenkungen realisiert werden. Die beliefen sich auf 69 Prozent für Onshore Wind und auf 59 Prozent für Offshore Wind – jeweils in realen Größen im weltweiten Durchschnitt. Nur für Wasserkraft wurden mit einem Zuwachs von 47 Prozent und für Geothermie mit einem Plus von 6 Prozent für 2022 im Vergleich zu 2010 höhere Stromerzeugungskosten ermittelt.

Im Einzelnen stellen sich die Kostendaten – ausgedrückt in Preisen des Jahres 2022 – und die Kapazitätsfaktoren im weltweit gewichteten Durchschnitt bei Vergleich des Jahres 2022 mit dem Stand im Jahr 2010 wie in der auf Seite 2 abgebildeten Tabelle dar.

FACHKONFERENZ / WÄRMEPLANUNG

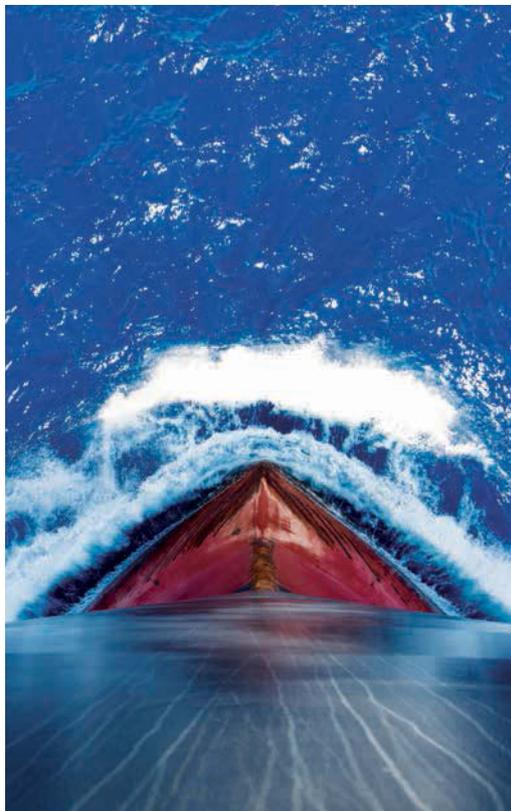
gat | wat in Köln gestartet

Zum Auftakt der gat | wat-Konferenz am 6. September in Köln machte der Vorstandsvorsitzende der DVGW, Gerald Linke, deutlich, dass die Diskussion um das Gebäudeenergiegesetz (das Gesetz wurde aller Voraussicht nach am Freitag kurz nach Redaktionsschluss dieser Ausgabe im Bundestag final beschlossen) in den vergangenen Wochen und Monaten allen Beteiligten viel abverlangt habe. Es sei gut und wichtig, dass die Relevanz von Wasserstoff und Biomethan nun auch im Gesetzestext gestärkt werde. Für die Umsetzung des Gesetzes richteten sich nun „alle Blicke auf die kommunale Wärmeplanung“, machte Linke deutlich. Die Bedürfnisse der Nutzer und Verbraucher müssten im Mittelpunkt stehen, denn die Frage, wie Deutschland in Zukunft heizen wird, werde konkret vor Ort und nicht in Berlin entschieden. Er begrüßte, dass neben der Wärmepumpe nun auch Wasserstoff und klimaneutrale Gase ebenso wie strombasierte Lösungen im Gebäudesek-

tor eingesetzt werden dürften. Unter dem Aspekt der Technologieoffenheit versetze dies Deutschland in die Lage, im eigenen Land eine Vielzahl an Möglichkeiten der CO₂-Reduzierung auszuschöpfen. Mit Blick auf die außenwirtschaftliche Bedeutung konkretisierte Linke: „Als eine im hohen Maße vom Export abhängige Nation ist Deutschland darauf angewiesen, Wachstum und Wohlstand durch Spitzentechnologie und führendes Ingenieurs-Know-how mit dem Siegel ‚Made in Germany‘ auch in Zukunft zu sichern“.

Auch Kirsten Westphal vom BDEW verwies auf die Bedeutung der Technologieoffenheit: „Eine Vollelektrifizierung wird nicht möglich sein. Es wird nicht ohne Moleküle gehen“. Durch ihren Einsatz in steuerbaren Gaskraftwerken und KWK-Anlagen trügen erneuerbare und dekarbonisierte Gase zur Flexibilität im künftigen Energiesystem bei und machen die Energieversorgung resilienter“, so Westphal.

(kec) ●



3. LNG & FUTURE FUELS

FORUM

by Schiff&Hafen | Ship&Offshore

**29.11.2023
HAMBURG**

**JETZT
ANMELDEN!**

WWW.SCHIFFUNDHAFEN.DE/LNG2023

VERANSTALTER

Schiff&Hafen

MEDIENPARTNER



SPONSOR



WINDENERGIE

Kleinwind entdeckt Infrastrukturen

Mit kleinen dezentralen Windenergiesystemen können auch im urbanen Raum und in der Industrie Windkraftpotenziale erschlossen werden. Obwohl die Kleinwindanlagen viele Sympathien genießen, kommt die Technologie nur schwer aus ihrem Nischendasein heraus.



Foto: Vantage Towers

Zwei Mikrowindturbinen des Berliner Herstellers Mowea tragen zur Stromversorgung eines Mobilfunkmasten in Troisdorf bei.

VON KAI ECKERT UND RALF KÖPKE

Rund 70 Meter ragt der Stahlgittermast des Mobilfunkmastbetreibers Vantage Towers in der Kölner Bucht in den Himmel. Gemeinsam mit dem Berliner Windenergie-Start-up Mowea hat das Unternehmen in 40 Metern Höhe insgesamt acht Kleinwindturbinen angebracht. Der Funkturm in Troisdorf bei Köln ist der erste seiner Art, der in Deutschland mit Mikrowindturbinen ausgestattet wurde, am 1. September wurde die Anlage offiziell in Betrieb genommen. Der Anlagenbauer Mowea ist ein Spin-off der TU Berlin. Die Mikrowindturbinen können mit einem Rotor Durchmesser von 1,7 Metern flexibel an verschiedenen Infrastrukturen wie Funkmasten, Brücken, Lichtmasten oder Baukränen installiert werden. Mowea kombiniert seine Anlagen zu einem modularen und intelligenten Windenergiesystem. Dafür enthält jede Turbine eine individuelle Leistungselektronik und Steuerungslogik und kann über Sensoren fernüberwacht werden.

Strom für den Eigenverbrauch

Bei durchschnittlicher Windgeschwindigkeit sollen die acht Anlagen zusammen jährlich 7 MWh Strom erzeugen können. Dabei wird der erzeugte Strom

nicht ins Verteilnetz eingespeist, sondern von den technischen Anlagen auf dem Turm selbst verbraucht. Ziel der Kooperation ist es, einen Beitrag zur Senkung des Ressourcenverbrauchs zu leisten. Nach Angaben der Betreiber können die Kleinwindanlagen an Tagen mit optimalen Windverhältnissen von 8,5 bis 11 Metern pro Sekunde bis zu 100 Prozent des Energiebedarfs der Mobilfunkantennen an den jeweiligen Standorten decken.

Auch das Wiener Bauunternehmen Süba AG nutzt die Mikrowindanlagen von Mowea. Seit dem Frühjahr versorgt das Unternehmen eine Baustelle im niederösterreichischen Stockerau zu weiten Teilen mit Windstrom.

„Ich freue mich, dass wir als erster Bauträger Europas Windturbinen auf einer Baustelle einsetzen und damit den nächsten Meilenstein in Richtung Energieunabhängigkeit und CO₂-Neutralität setzen“, betont Süba-Vorstand Heinz Fletzberger. Den Ökostrom liefern 16 Kleinwindanlagen mit jeweils einem Kilowatt Leistung, die in 30 Meter Höhe an einem Baukran montiert wurden. Auch diese Anlagen stammen von Mowea und versorgen den Kran und das Baubüro „während der Bauarbeiten zu einem Gutteil selbst mit Energie“.

16 Mikrowindturbinen auf einen Schlag – das hat es lange Zeit nicht in Österreich, geschweige denn in Deutschland gegeben. Was nicht verwundert, denn hierzulande fristet die Kleinwindtechnologie allenfalls ein Nischendasein.

Das kann keiner besser belegen als Jürgen Quentin, der seit Jahren bei der Fachagentur Windenergie an Land dank einer fast täglichen Auswertung des Marktstammdatenregisters Buch über jede neu genehmigte und gebaute Windenergieanlage führt. Nach Quentins Zahlenwerk gibt es zwischen deutsch-dänischer Grenze und dem Alpenvorland etwas mehr als 850 Mini-Anlagen, wobei er die Leistungsgrenze schon auf 75 Kilowatt hochgesetzt hat. Dennoch summiert sich die Gesamtleistung aller im Marktstammdatenregister aufgelisteten Kleinwindanlagen auf gerade einmal acht Megawatt. Eine ernüchternde Bilanz. Genauso ernüchternd ist die Nachfrage. Für das erste Halbjahr dieses Jahres sind lediglich 35 neue „Minis“ mit einer Leistung von zusammen 88 Kilowatt ausgewiesen.

Balkonkraftwerke steigern Interesse

Dabei gibt es ein durchaus nennenswertes Interesse vieler Bundesbürger an der Kleinwindkraft, nicht erst durch die sprunghaft gestiegenen Strompreise in den zurückliegenden Monaten. Für Patrick Jüttemann keine neue Entwicklung: „Die Kleinstanlagen haben immer schon viele Sympathien genossen. Seitdem Balkonsolarmodule mehr und mehr in den Fokus rücken, häufen sich Anfragen, ob es solche Kleinstformate auch im Windsektor gibt.“ Als Herausgeber des in Fachkreisen geschätzten Kleinwind-Marktreports und seit 2011 Betreiber des Web-Portals kleinwindkraftanlagen.com gehört er seit über anderthalb Jahrzehnten zu den ganz wenigen profunden Kennern von Kleinwindkraftanlagen.

Ein Markt, der nicht ohne ist: Denn es gibt eine große Bandbreite kleiner Windanlagen für die Selbstversorgung. Mikrowindanlagen unter zwei Kilowatt Leistung werden primär für die Batterieladung genutzt. Für die private Nutzung sind Kleinwindanlagen unter 10 kW ge-

eignet, die für die Hauseinspeisung einen netzkonformen, speziellen Wind-Wechselrichter benötigen.

Große Qualitätsunterschiede

Und was hinzukommt: Die am Markt angebotene Qualität ist sehr unterschiedlich. „Zum einen gibt es günstige Hobbyanlagen, die kaum den nächsten Sturm überleben werden. Zum anderen gibt es robuste und erprobte Technik, mit denen sich die Betreiber langfristig mit Strom versorgen können. Die perfekte Ergänzung zur Photovoltaikanlage vor allem im Herbst und Winter“.

Ob sich Kleinstwindanlagen (auch nur annähernd) bezahlt machen, hängt nach Jüttemanns Worten vor allem vom „Erfolgsfaktor Nummer eins“ ab: dem Windangebot am Aufstellungsort. „Zwei Standorte nur 200 Meter voneinander entfernt können ganz andere Windschwindigkeiten haben.“ Bäume und Gebäude in der Umgebung des Mini-Rotors können den Wind so verwirbeln, dass für die Flügel keine Kraft mehr übrig ist. „Selbst kleine Hindernisse können großen Einfluss auf den Energieertrag haben“, warnt Jüttemann.

potenziellen Betreibern, Nachbarn in der Umgebung „von Anfang an über jeden Schritt“ zu informieren: „Ansonsten besteht die große Gefahr, dass das Bauamt die Genehmigung verweigert.“

Fragwürdige Anbieter im Markt

Zu dem Jüttemann’schen „3er-Check“ vor dem Kauf einer privaten Kleinwindkraftanlage zählen neben dem Windangebot und dem Einverständnis der Nachbarn für eine mögliche Errichtung auch Informationen über die Qualität der Anlage selbst. „Es hat nicht nur in der Vergangenheit eine Reihe fragwürdiger Anbieter gegeben, sondern es gibt sie nach wie vor“, weiß der Kleinwind-Experte. Seine Faustformel lautet deshalb: Je ungewöhnlicher ein Rotor aussieht, desto intensiver muss die technische Prüfung ausfallen.“ Auf dem Index stehen bei ihm derzeit vor allem „Stecker-Kleinwindanlagen“, sozusagen das Pendant von solaren Balkonanlagen: „Zum einen hat man am Balkon oder direkt am Dach meistens zu schlechte Windbedingungen. Zum anderen sind Stecker-Windanlagen ein Sicherheitsrisiko. Wer bei Starkwind den Stecker zieht, braucht eine reibungslose

trick Jüttemann ist auch für ihn der Standort entscheidend, ob eine Kleinwindanlage Sinn macht: „Auf Booten, Inseln, auf Wohnmobilen oder Alpenhütten sind kleine Windturbinen goldrichtig eingesetzt, da es dort meist keine anderen Stromquellen gibt.“ Der Verbraucherschützer ist zudem ein Freund von Hybridsystemen:

„Existiert in einem solchen Inselsystem bereits eine Solaranlage mit einem Stromspeicher, kommen die Vorteile der Kleinwindanlagen ergänzend noch besser zum Tragen, weil der Stromspeicher sozusagen doppelt genutzt werden kann.“ Hoffmann verweist allerdings auf einen bitteren Wermutstopfen im Kelch der Freude: „Bis dieser Kombi-Vorteil an netzgebundenen Wohngebäuden relevant werden kann, müssten erst die Investitionskosten für die Kleinwindanlagen noch sehr stark fallen. Aktuell ist Kleinwind im Privatbereich wirtschaftlich nicht darstellbar.“

Infrastrukturunternehmen sehen großes Potenzial und wollen weiter ausbauen

Von solchen Einschätzungen lassen sich weder die österreichische Süba noch Vantage Towers beeindruckt. Das österreichische Bauunternehmen hat angekündigt, künftig auf weiteren Baustellen in Österreich und Deutschland Kleinwindstrom einzusetzen. Gemeinsam mit dem Partner Mowea will auch Vantage Towers weitere 51 Mobilfunkmasten im deutschen Vodafone-Netz mit jeweils acht bis 16 Microwindturbinen ausstatten. Die Anzahl der Anlagen je Funkmast hängt vom jeweils standortspezifischen Energiebedarf ab. Die geplant 752 Anlagen sollen dann jährlich rund 650 MWh Strom erzeugen können. Perspektivisch wollen die Partner nun die Kleinwindanlagen mit anderen erneuerbaren Energien, wie etwa Photovoltaik kombinieren und damit eine autarke Stromversorgung von Mobilfunkstationen aufbauen, insbesondere dort, wo die Funkanlagen nicht an das Stromnetz angeschlossen werden können.



„Auf Booten, Inseln, auf Wohnmobilen oder Alpenhütten sind kleine Windturbinen goldrichtig eingesetzt, da es dort meist keine anderen Stromquellen gibt.“

**Stefan Hoffmann,
Kleinwindexperte
Verbraucherzentrale NRW**

Er ist deshalb kein Freund davon, Mini-Windturbinen in reinen Wohngebieten und dann noch auf Hausdächern zu errichten. Eine freie „Windanströmung“ gebe es eher in Randlagen von Kommunen: „Dort lassen sich dann auf Bauernhöfen, Gewerbebetrieben oder Kläranlagen kleinere Windenergieanlagen einsetzen, mit denen sich auch Kilowattstunden sogar im sechsstelligen Bereich erzeugen lassen.“

Für Wohngebiete kaum geeignet

Nicht nur das weitaus geringere und unstete Windangebot spricht dagegen, Mini-Anlagen in reinen Wohngebieten aufzustellen – abgesehen von möglichen Höhen- und Hanglagen. „Wichtig ist immer auch das Einverständnis der unmittelbaren Nachbarn“, weiß Jüttemann aus seiner Beratungsarbeit. Er rät deshalb

Anlagenregelung, damit der Rotor sofort abgebremst wird. Einfache Hobbyanlagen leisten das kaum.“

Dass die Qualität so mancher Kleinwindkonstruktion made in East Asia zu wünschen übriglässt, muss auch Stefan Hoffmann so manchem Ratsuchenden nahebringen. Für den Kleinwindexperten bei der Verbrauchzentrale NRW gibt es eine große Lücke zwischen den meist überzogenen Erwartungen an einen Kleinwindpropeller und den tatsächlichen Erträgen. „Richtig gute Kleinwindanlagen, die beispielsweise über eine vermessene Leistungskennlinie verfügen, gibt es wenige im Land. Denn solch eine zertifizierte Technik hat ihren Preis, die sich bei einem klassischen Binnenlandstandort in der Regel nicht rechnet.“ Verteufeln will Hoffmann die Kleinwindtechnologie aber keineswegs. Wie für Pa-

HINTERGRUND

Wachsendes Interesse an Kleinwind

Vor dem Bau einer Kleinwindanlage sollten sich Interessenten im Vorfeld gut informieren, denn die Zahl der Anlagenanbieter und die möglichen Einsatzszenarios sind sehr vielfältig.

Der BWE hat eine 230 Datenblätter umfassende Marktübersicht zu kleinen Windanlagen herausgegeben. Weitere Infos liefert auch Patrick Jüttemann auf seinem Portal www.klein-windkraftanlagen.com.

OFFSHORE-WINDENERGIE

China steht nun beim Offshore-Windstrom weltweit an erster Stelle

Bislang hatte Europa bei Offshore-Windenergie den ersten Platz besetzt. Gerechnet allein für jedes Land und nicht insgesamt für Europa ist die chinesische Spitzenposition nach den Berechnungen des Global Wind Energy Council allerdings noch beachtlicher. Von der weltweit installierten Offshore Windenergie-Erzeugung entfallen 31,44 GW auf China, 13,89 GW auf Großbritannien, 8,04 GW auf Deutschland und 2,83 GW auf die Niederlande. Die weltweit installierte Kapazität beläuft sich derzeit auf 64,3 GW. Davon entfallen 47 Prozent auf Europa und 53 Prozent auf Asien-Pazifik, hauptsächlich aber China.

Geringerer Zubau in Europa erwartet

Soweit es um Europa geht, wird für die nächsten fünf Jahre mit einer gegenüber den früheren Plänen verringerten Installation neuer Windenergieanlagen gerechnet. Das geht nach der Einschätzung des Global Wind Energy Council neben den inflationsbedingten Kostensteigerungen vor allem auf die nach wie vor äußerst langsame Genehmigung neuer Anlagen zurück. Die bürokratischen Bremsen sind bisher entgegen allen Ankündigungen keineswegs nachhaltig ab-



BASF und der chinesische Windturbinenhersteller Mingyang Group wollen gemeinsam einen Offshore-Windpark in Südchina bauen und haben dafür Ende Juli 2023 ein Gemeinschafts-Unternehmen gegründet. Im Bild BASF-Chef Martin Brudermüller (links) und Shen Zhongmin, Co-Chef von Mingyang bei der Vertragsunterzeichnung.

Foto: BASF

gebaut worden. Für die Jahre 2023 bis einschließlich 2027 wird für Europa vom Wind Energy Council nur mit neuen Offshore-Installationen von 34,9 GW gerechnet. Noch vor einem Jahr war von 40,8 GW Neuinstallationen die Rede gewesen. Für Asien-Pazifik wird für den gleichen Zeitraum dagegen mit Neuins-

tallation von 76,1 GW gerechnet. Für die nächsten zehn Jahre – von 2023 bis einschließlich 2032 – rechnet das Wind Energy Council weltweit mit neuen offshore Installationen in der Größenordnung von 380 GW. Damit erhöhte sich dann die weltweit installierte Kapazität auf 446 GW. (odr) ●

WINDREICHER NORDEN VS. SÜDLÄNDER

Initiative Klimaneutrales Deutschland: „Geteilte Strompreiszonen in Nachbarländern nicht ungewöhnlich“

Mit zunehmender Elektrifizierung bei der Energiewende wird das Stromsystem weiter an Bedeutung zulegen, denn immer größere Mengen Strom werden dezentral erzeugt, gespeichert und transportiert werden müssen. Ohne Reform des Strommarktdesigns sei das wohl kaum möglich. „In Zukunft wird es ganz schwierig werden, die Mechanismen, die wir heute nutzen, um das Stromsystem stabil zu halten, in der neuen Welt mit den Ausbauten noch so betreiben zu können. Das wird physikalisch problematisch und ökonomisch sehr anspruchsvoll“, kommentierte Andreas Löschel, Professor für Umwelt/Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit an der Ruhr-Universität Bochum, auf einer Veranstaltung der Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND) zum Thema Strompreiszonen.

Bisher, so Löschel weiter, spiegelten sich Knappheiten an Netz- und Erzeugungskapazitäten nicht im Strompreis wider und könnten dementsprechend auch keine Lenkungswirkung entfalten. „Wir haben einen gut funktionierenden Stromgroßhandelsmarkt für die Koordinierung. Die zentrale Problemstellung aber ist, dass die Erfordernisse der Stromnetze in diesem Markt nicht gut abgebildet sind, sowohl im Übertragungs-, als auch im Verteilnetz.“ Räumliche Muster blieben bis dato unberücksichtigt, was in Zukunft aber ein immer größeres Problem darstelle.

Eine Lösungsmöglichkeit sei die Schaffung von Strompreiszonen – „die Idee, Angebot und Nachfrage besser lokal zusammenzuführen und regionale Knappheiten in Strompreiszonen“ zu fassen – „bis hin zu nodalen Preissystemen, wo jeder Netzknoten bepreist“ werden könnte.

Der Vorteil eines solchen Vorgehens sei, dass Knappheiten zeitlich und räumlich gut widerspiegelt werden könnten. Was dann aber auch bedeutet, dass der Beschaffungspreis für Strom künftig nicht mehr in Deutschland überall gleich hoch wäre. Das an Windenergie starke Norddeutschland etwa würde dann wohl mit einer eigenen Preiszone von fallenden Strompreisen profitieren, Bundesländer mit geringerem Ausbau an Erneuerbaren hingegen aber drauflegen, wie die südlichen Bundesländer, die sich kategorisch dagegen aussprechen.

Löschel ist sich bei einer Schaffung von Strompreiszonen durchaus der Probleme bewusst. „Die Strompreistrengung ist nicht optimal, aber sie ist besser als der Status Quo. Deshalb sollte man sich einer solchen Reform nicht unbedingt verwehren, außer man hat bessere Vorschläge.“

Das Thema Strompreiszonen ist letztlich aber kein rein nationales, was nur Bund und Länder beschäftigt. „Die europäische Ebene kommt in der Diskussion oft zu kurz“, sagte Bernd Weber, Gründer und Geschäftsführer von EPICO Klimainnovation, der auch der Plattform Klimaneutrales Stromsystem des Bundeswirtschaftsministeriums angehört. Bereits vor einem Jahr habe die EU-Agentur für Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vorgeschlagen, Deutschland in bis zu 4 Strompreiszonen aufzuteilen. „Ursprung und Endpunkt liegen auf der europäischen Ebene“, unterstrich Weber.

Mit Blick auf die europäischen Nachbarstaaten seien geteilte Strompreiszonen nichts Ungewöhnliches. In Dänemark gebe es 2, in Norwegen 5, Italien habe 7 und Schweden schon seit langer Zeit 4 Zonen. „Warum machen die Länder

das? – Kleine Stromnetzzonen – Common Sense in der Wissenschaft – spiegeln die regionalen Strukturen besser wider und haben Vorteile bei Versorgungssicherheit, Handel und Effizienz.“ Die Länder mit geteilten Strompreiszonen zeigten, dass damit durchaus erfolgreich gearbeitet werden könne.

Schon heute komme es in Deutschland zu massiven Engpässen, dabei seien 85 Prozent dessen, was in Sachen Energiewende umzubauen sei, noch in der Planungs- und Genehmigungsphase. Die heutigen Netzengpässe führten jetzt in 2023 schon zu Redispatchkosten von 3,5 Milliarden Euro nach noch 1,4 Milliarden in 2020 – Kosten, die auf alle Stromverbraucher umgelegt werden und wohl auch noch weiter steigen.

Aber auch außerhalb Deutschlands kommt es Weber zufolge zu finanziellen

Beeinträchtigungen, wenn wegen eines hier vorliegenden Engpasses die Stromflüsse über die Netze der Nachbarn laufen müssten. Denn dann seien die dortigen Betreiber darin eingeschränkt, in ihren Netzen Handel zu treiben.

„All diese Probleme sieht die EU-Kommission auch und hat deshalb in der Strommarktverordnung von 2019 zwei wichtige Punkte vorgeschrieben: einerseits die Überprüfung der Gebotszonen, zum anderen, bis Ende 2025 mindestens 70 Prozent grenzüberschreitende Handelskapazität bereitzustellen, damit das Problem der Ringflüsse durch die Behebung der Engpässe obsolet wird.“

Bisher, so scheine es, wolle die Bundesregierung aber weiter an einer einheitlichen Strompreiszone festhalten. Wie die EU-Vorgaben dann trotzdem einzuhalten wären, umriss Weber so: „Das 70-Prozent-Ziel sicher erreichen oder bei Nichterreichen einen überzeugenden Plan vorlegen. Das hieße aber auch, Kostenübernahmenvorschläge an die Nachbarländer zu richten, die beeinträchtigt wären.“ Die Höhe, um die es dann letztlich gehen würde, konnte Weber nicht beziffern. (loc) ●

„Das an Windenergie starke Norddeutschland würde wohl mit einer eigenen Preiszone von fallenden Strompreisen profitieren.“



Wasserstoff

der Energieträger der Zukunft



Up to date mit H2weekly!

➤ www.mobility-impacts.de/h2weekly-energie

OFFSHORE-WINDENERGIE

RWE erhält in US-Offshore-Auktion Zuschlag für 2 GW Leistung

Der Energiekonzern RWE hat sich bei der ersten Auktion des US-Innenministeriums für Offshore-Windflächen im Golf von Mexiko mit einem Gebot von 5,6 Millionen US-Dollar bei einer Projekt-Fläche durchgesetzt. Insgesamt standen drei Pachtgebiete für eine mögliche Gesamtkapazität von rund 3,7 GW zur Vergabe. „Seit unserem Eintritt in den US-Offshore-Markt im vergangenen Jahr haben wir unsere Präsenz zügig ausgebaut“, kommentierte den Zuschlag Sven Utermöhlen, CEO RWE Offshore Wind.

Die an RWE vergebene Fläche liegt 44 Meilen vor der Küste von Louisiana in Wassertiefen von 10 bis 20 Metern. Das Projekt soll je nach Genehmigungstempo bis Mitte der 2030er Jahre in Betrieb gehen. Der Bundesstaat Louisiana will bis 2035 eine Offshore-Windkapazität von 5 GW aufbauen. RWE ist in der Region bereits durch eine Beteiligung der Greater New Orleans Inc. aktiv, auch um den Markt näher zu erkunden. Zudem prüft man eine Kooperation, um Kunden in Louisiana und Texas mit Offshore-Windstrom zu versorgen.

Die USA spielen, das bekundet RWE, eine Schlüsselrolle in der EE-Strategie der Essener. 2022 war RWE in zwei Offshore-Auktionen zum Zuge gekommen und hat Meeresflächen an beiden US-Küsten für Projekte erhalten. An der Ostküste entwickelt RWE in einem JV ein Offshore-Projekt mit bis zu 3 GW Leistung. In Kalifornien entwickelt man ein schwimmendes 1,6 GW-Offshore-Windprojekt. Insgesamt ist RWE nach eigener Darstellung mit einer installierten Leistung von 8 GW das viertgrößte Erneuerbaren-Unternehmen in den USA. (dhe) ●

OFFSHORE-WINDENERGIE

Meilenstein bei Offshore-Windprojekt Gode Wind 3 erreicht

Mit der erfolgreichen Installation der Umspannstation für den Offshore-Windpark Gode Wind 3 hat der Energiekonzern Ørsted einen wichtigen Projektabschnitt abgeschlossen.

Ende August wurde rund 30 km vor Norderney die Offshore-Umspannstation für den Nordsee-Windpark Gode Wind 3 errichtet. Nach Angaben des dänischen Energiekonzerns Ørsted wurde die Konverterstation als erste Anlage dieser Art in Deutschland auf einem Monopile-Fundament installiert. Die 23 Windturbinen des neuen Windparks, deren Fundamente derzeit errichtet werden, sollen mit ihren jeweils 11 MW Leis-

tung an diese Station angeschlossen werden. Die Umspannstation war vom französischen Bauunternehmen Chantiers de l'Atlantique gebaut worden und war im August vom Hafen Saint-Nazaire an der Westküste Frankreichs ins niederländische Delfzijl geschleppt worden. Von dort aus hatte das Unternehmen Jan de Nul Group den Transport und die Installation der Kon-



Foto: Ørsted

verterstation in das Baugebiet vor Norderney sowie den Bau des Monopile-Fundaments übernommen. (kec) ●

OFFSHORE-WINDENERGIE

Britischer Windpark Sofia: RWE beginnt Offshore-Arbeiten

Mit einer installierten Leistung von 1,4 GW werde der Hochseewindpark „Sofia“ einer der größten weltweit sein, so RWE. Das Unternehmen hat nun den Startschuss im Nordosten Großbritanniens für die Bauarbeiten gegeben. Die Inbetriebnahme werde 2026 stattfinden.

Unter Einsatz eines 170 Meter langen Spezialschiffs werde der Kabelhersteller Prysmian nun mit der Verlegung des ersten Abschnitts des Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskabels (HGÜ-Kabel) beginnen. Über diese 220 Kilometer lange Verbindung soll künftig der auf See erzeugte Strom ans Festland bei

Teesside übertragen werden, wo er dann ins Verteilnetz eingespeist wird. 100 Windkraftanlagen von Siemens Gamesa sind für das Projekt vorgesehen. Wie RWE mitteilt, beläuft sich das Investitionsvolumen auf mehr als 3,5 Milliarden Euro.

„Sofia ist nicht nur das bisher größte Bauprojekt von RWE im Bereich der Erneuerbaren Energien, sondern auch das am weitesten von der Küste entfernte“, so RWEs Offshore-Chef Sven Utermöhlen. „13 Jahre intensiver Planung sowie die Unterstützung von Zulieferern und Beteiligten gipfeln nun in der Verlegung des ersten Abschnitts des Exportkabels.“

Der Offshore-Windpark Sofia entsteht auf der sogenannten Dogger Bank, 195 Kilometer vor der Nordostküste Großbritanniens und wird über eine Offshore-Konverterplattform verfügen. Die Bauphase auf See werde drei Jahren in Anspruch nehmen, so RWE. Zunächst werden zwei Abschnitte von je 130 Kilometer Exportkabeln parallel verlegt. Die Installation der beiden verbleibenden Abschnitte von je 90 Kilometer ist für 2024 geplant. Im gleichen Jahr sollen die Offshore-Konverterplattform aus Indonesien überführt und die 100 Monopile-Fundamente installiert werden. (jr) ●

ENERGIE-INFRASTRUKTUR

„Storm Risk Dashboard“ soll mehr Planungssicherheit geben

Die Wettermodelle sind sich einig: Ein heftiger Sturm zieht auf. Für Energieunternehmen, deren Anlagen im freien Feld installiert sind, steigt die Anspannung. Schließlich ist unklar, ob die Kraftwerke und Übertragungsleitungen Schaden nehmen könnten. An dieser Stelle setzt ein neues digitales Tool des Wetterdatenunternehmens DTN an. Es soll Infrastrukturbetreibern bereits im Vorfeld eines Wetterereignisses eine realistische Gefahrenabschätzung ermöglichen und auch im Anschluss die möglicherweise notwendigen Wiederherstellungsarbeiten unterstützen.

Das „Storm Risk Dashboard“ soll zuverlässig die Entscheidungsfindung unterstützen, wenn es um die Auswirkungen von (Extrem-)wetterereignissen geht. Das Tool nutzt Wettervorhersagen, maschinelles Lernen und eine Risikokommunikation, um Nutzer auf alle umweltbezogenen Gefahren vorzubereiten. Energieunternehmen könnten die Fähigkeiten des Programms nutzen, um die eigene Wiederherstellungsplanung zu unterstützen und die Sicherheit für Mitarbeiter unter freiem Himmel zu erhöhen.

In der Notfallplanung gebe es einige Probleme, mit denen es Verantwortliche zu tun hätten, so DTN. So gebe es häufig ein zu großes Feld an Informationen, von denen viele für die eigenen Anwendungen nicht relevant seien. Unter anderem komme es zu widersprüchlichen Prognosen von öffentlichen Stellen, lokalen Medien und Anbietern und es herrsche Ungewissheit darüber, wann und wie viele Arbeitskräfte vor Ort vorgehalten oder

von extern hinzugezogen werden sollten. Techniker hätten keine objektiven Kriterien für die Festlegung eines Wiederherstellungsplans und es beginne üblicherweise eine zeitaufwändige Suche nach vergangenen analogen Ereignissen in Protokollen oder Tabellen.

DTN schaffe hier mit dem Storm Risk Dashboard Abhilfe, indem es Kunden im Vorfeld konsistente Informationen über die zu erwartenden Auswirkungen eines Sturms liefere. Die Anwendung besteht aus einer Kartenansicht mit kundenspezifischen Ebenen, Wetterebenen und Gefahrenebenen. In die Landkarte lassen sich die eigenen Anlagen einbeziehen und Alarmer oder Warnungen einstellen. Benachrichtigungen lassen sich zudem organisieren.

Zunächst werden Anlagen-Informationen eingelesen, so DTN. Das können beispielsweise Kraftwerke, Solarparks oder auch Stromleitungen sein. Die Standorte lassen sich entweder als Einzelobjekte oder als eine Sammlung von Daten in die Karte eintragen. Daran anschließend werden die Alarmer konfiguriert. Unter anderem können hier Hinweise auf Blitzeinschläge in der Region, Leiterseilschwingungen, Waldbrände oder Überschwemmungen gegeben werden. Warnungen nationaler Behörden können ebenfalls miteinfließen. Das

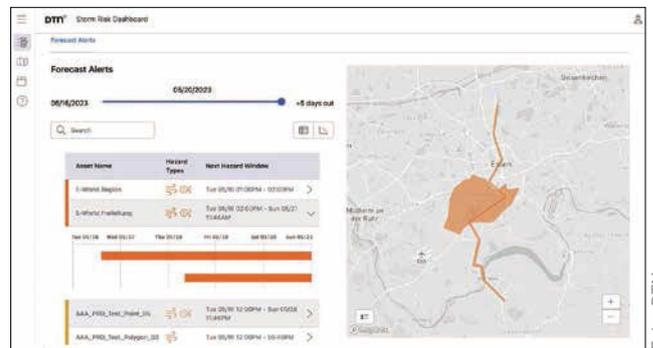


Foto: DTN

Dashboard liefere dann detaillierte Hinweise zum Ereignisfenster und zum Schweregrad des Ereignisses und biete zudem die Möglichkeit, Warnmeldungen, etwa an Einsatzteams in der Region, zu versenden.

Zu den künftig angedachten Funktionen, die zum Storm Risk Dashboard hinzukommen sollen, gehören unter anderem benutzerdefinierte Gefahrenmodelle, die zahlreiche Wettervariablen gleichzeitig auswerten. Nutzer des Tools sollen außerdem etwa die Fähigkeit erhalten, Wetterschwellenwerte zu definieren, um die Saisonabhängigkeit und das unterschiedliche Alter der Infrastruktur zu berücksichtigen.

DTN ist ein globales Daten-, Analyse- und Technologieunternehmen, das unter anderem Organisationen der Energiebranche mit präzisen Wetterprognosen und Analysen unterstützt. Unter anderem arbeiten Branchengrößen wie E.ON, RWE, TenneT, Westnetz, Shell und Uniper mit dem Meteorologieunternehmen zusammen. (jr) ●

WINDSTROM-HEDGING

Wetterindex macht Preise für Wind- und Solarstrom transparent

Für die tägliche Berechnung der Marktwerte für Solar- und Windstrom gibt es nun mit „enwex“ einen neuen Energie-wetterindex. Dieser zeigt für jede Stunde eines Tages die Werte für Solar und Wind auf Basis der prognostizierten Auslastung an und stellt damit nach Angaben des Entwicklers erstmals eine belastbare Basis für die tägliche Berechnung von Solar- und Windstrom zur Verfügung. Dies soll vor allem den kurzfristigen Stromhandel transparenter machen. Zusätzlich bietet der enwex einen stündlichen Tem-

peraturindex, mit dessen Hilfe die Wettereinflüsse auf die Strompreise bepreist und abgesichert werden können.

Entwickelt wurde der neue Index vom Krefelder Meteorologen Robin Girmes. Aufgrund der vollständigen Standardisierung der Wetterdaten sieht er in dem neuen Index diverse Hedgingmöglichkeiten. Der enwex setze auf eine nachvollziehbare und öffentlich dokumentierte Methodologie und Sorge damit gegenüber anderen Wetterindizes, deren Berechnungsgrundlage oft unklar

gewesen sei oder die für bestimmte Marktgebiete oder Erzeugungstechnologien schichtweg nicht existent gewesen sind, für mehr Transparenz.

Der Hamburger Stromhändler CF Flex Power ist einer der ersten Anwender des neuen Indizes und sichert damit Risiken im PPA-Geschäft ab. „Auf Basis der enwex-Indizes sind wir in der Lage unseren Kunden transparente Absicherungsinstrumente für alle Risiken rund um die Erzeugung von grüner Energie bereitzustellen“, sagt CEO Max Amir Dieringer. (kec) ●

Strommarkt

ONSHORE-WINDENERGIE

Statkraft kauft Windprojekte in Deutschland und Frankreich



Foto: Statkraft

Windpark Bedburg

Der norwegische Statkraft-Konzern hat ein weiteres Portfolio der Breeze-Serie übernommen und für 413 Millionen Euro insgesamt 39 Windparks mit insgesamt 337 MW Erzeugungsleistung erworben.

Wie das in Düsseldorf ansässige Unternehmen Statkraft Germany mitteilte, befinden sich 35 Windparks mit einer Leistung von 310 MW in sieben deutschen Bundesländern. Ebenso wie die vier Parks in Frankreich (27 MW) gehörten diese Projekte zum Windpark-Portfolio Breeze Two Energy. Dank der Transaktion rückt Statkraft in Deutschland zum zehngrößten Betreiber von Onshore-Windparks auf und kann sein deutsches Wind-Portfolio auf insgesamt 614 MW mehr als verdoppeln, teilte das Unternehmen mit.

Die nun erworbenen Windparks sind zwischen einer und 16 Turbinen groß und alle zwischen 15 und 21 Jahre alt. Die meisten Standorte seien grundsätzlich für das Repowering geeignet, Statkraft strebt eine zügige Erneuerung der Erzeugungskapazitäten an, die sich dadurch mehr als verdoppeln könnten.

„Mit der Transaktion kommen wir unserem Ziel, ab 2027 jedes Jahr um 300 bis 500 MW erneuerbare Kapazität zu wachsen, ein großes Stück näher“, betonte Country-Manager Stefan-Jörg Göbel.

Neben Eigenentwicklungen und der Übernahme von teilentwickelten Projekten will Statkraft vor allem durch den Zukauf von Bestandsanlagen mit Repowering-Potenzial wachsen. Bis 2030 soll das Erzeugungsportfolio in Deutschland auf 2.000 MW anwachsen. 2021 hatte das norwegische Energieunternehmen erste Windparks aus der Breeze-Serie übernommen. (kec) ●

ERNEUERBARE ENERGIEN

MVV-Erneuerbarentochter Juwi eröffnet Büro in Rostock

Der zu MVV Energie gehörende Erneuerbaren-Projektierer Juwi ist seit kurzem auch in der Hafenstadt Rostock mit einem eigenen Büro vertreten, teilt das Unternehmen mit. „Mecklenburg-Vorpommern hat als Flächenbundesland mit einer dünnen Besiedlung bei guten Wind- und Sonnenverhältnissen noch großes Potenzial bei den erneuerbaren Energien“, begründete der neue Büroleiter vor Ort Philipp von Heydebreck den weiteren Schritt in die Region. „Das wollen wir von hier aus für Juwi erschließen.“ Konkret wolle man auch „kurze Wege zu Grundstückseigentümern und potenziellen Betreibern“ ermöglichen.



Foto: Juwi

Philipp von Heydebreck

Gelegen ist das neue Büro in der Timmermannsstrat als Teil der „Orangery“ im Rostocker Stadtteil Brinkmannsdorf; nahe dem Autobahnkreuz A19/A20 verkehrsgünstig angebunden, wie man betont. Rostock tritt damit neben die Juwi-Standorte Wörrstadt (Zentrale), Hannover, Brandis, Bochum, Melle, Ansbach und Stuttgart.

Mit Projekten war Juwi schon zuvor in Mecklenburg-Vorpommern vertreten. Von 2009 bis 2011 errichtete die MVV-Tochter unter anderem den 52 MW-Solarpark „Tutow“ im Landkreis Vorpommern-Greifswald. 2021 kam der Windpark „Krackow“ mit vier Anlagen der 3 MW-Klasse ebenfalls im Landkreis Vorpommern-Greifswald hinzu. (dhe) ●

POWER PURCHASE AGREEMENT

Finanz-PPA: Axpo sichert langfristigen Energie-Festpreis für slowenische Kolektor ab

Das „erste Corporate Finanz-PPA in Slowenien“ hat Axpo mit der slowenischen Kolektor-Gruppe, Produzent von E-Auto-Komponenten, abgeschlossen, meldet der Schweizer Versorger. Im Rahmen des 10-Jahres-Vertrags soll Axpo den langfristigen Festpreis für 0,2 TWh Energie für die Niederlassung von Kolektor Mobility in Slowenien absichern. Die Kolektor-Tochter Kolektor sETup d.o.o. übernimmt die physische Energieversorgung.

Man sei eines von wenigen Unternehmen, die eine solche neuartige Corporate Finanz-PPA in der Region unterstützen könne, betonte Călin Rațis, Head of Regional Origination bei Axpo. Er begründete dies mit „jahrzehntelange Expertise“, der eigenen „Kreditwürdigkeit“ und einem „umfangreichen Portfolio erneuerbarer Energien“. Igor Bogataj, Purchasing Director bei Kolektor Mobility, ergänzte, „das vergangene Jahr war

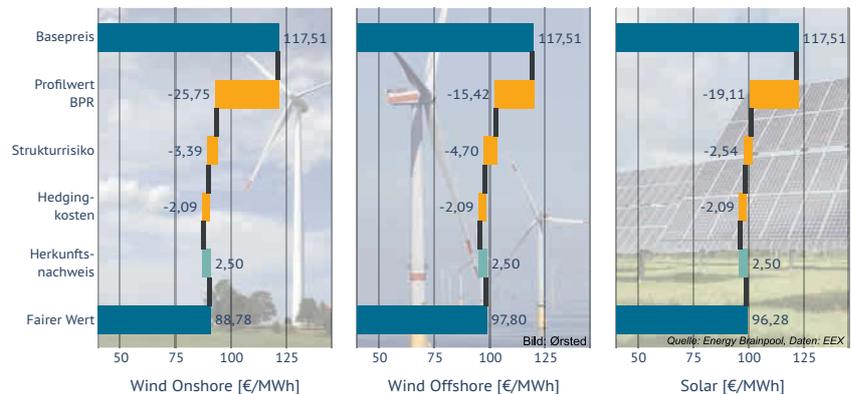
wirklich turbulent für Unternehmen, die Energie am offenen Markt kaufen – die Energiekosten wurden plötzlich zu einem unserer wichtigsten Kostentreiber“. Die Unterzeichnung eines dauerhaften langfristigen Kaufvertrags sei daher „äußerst wichtig, um mittel- bis langfristige Preisstabilität für Strom aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten“.

Axpo hatte in diesem Jahr in Südosteuropa bereits die ersten langfristigen PPAs für Windkraft in Kroatien und Serbien geschlossen, mit denen das regionale Axpo-Erneuerbaren-Portfolio um 216 MW erweitert wurde. Neben Slowenien ist Axpo in Mittel- und Südosteuropa auch in Polen, Rumänien, Ungarn, Österreich, Bulgarien, Kroatien, Serbien, Bosnien-Herzegowina und Griechenland präsent. Ein Büro in Budapest war der letzte Zuwachs im Axpo-Netzwerk. (dhe) ●

PPA-Preismonitor vom 7. September 2023 von Energy Brainpool für den EID

Das Analyseunternehmen Energy Brainpool ermittelt für den EID wöchentlich einen „fairen Wert“ für Power Purchase Agreements (PPA) mit einer Laufzeit von fünf Jahren – für Onshore-Windanlagen, Offshore-Windparks und Solaranlagen. Dieser faire Wert eines PPA berücksichtigt neben Strompreis und Profilverwert, 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) ●



Fairer Wert eines PPA mit Laufzeit von 5 Jahren (zuzüglich laufendes), Fixpreis, Pay-as-Prognose, Bewertung zu Settlementpreisen am 6. September 2023.

Quelle: Energy Brainpool

EEX Stromtermine: Phelix-DE Futures – Preise/Volumina

	Settlement-Preis	Letztes Volumen	Volumen	Offene Kontrakte
31. August 2023				
Jahr 2024 base	134,20	229	2.222.352	77.668
Jahr 2024 peak	156,12	5	15.720	7.163
Quartal 4/23 base	115,06	248	704.671	136.814
Quartal 4/23 peak	138,37	0	0	13.959
September 23 base	95,78	867	832.910	15.801
September 23 peak	110,50	10	6.072	1.007
01. September 2023				
Jahr 2024 base	133,54	250	2.389.248	77.823
Jahr 2024 peak	155,69	6	18.864	7.167
Quartal 4/23 base	113,70	276	762.105	137.186
Quartal 4/23 peak	134,36	4	5.460	13.971
Oktober 23 base	95,04	986	902.940	17.115
Oktober 23 peak	107,25	8	3.432	1.050
04. September 2023				
Jahr 2024 base	132,12	252	2.415.600	78.080
Jahr 2024 peak	153,62	13	40.872	7.187
Quartal 4/23 base	110,69	261	689.208	137.536
Quartal 4/23 peak	132,42	4	4.680	13.977
Oktober 23 base	92,23	621	578.865	17.698
Oktober 23 peak	106,09	12	11.088	1.127
05. September 2023				
Jahr 2024 base	131,99	391	3.689.280	78.410
Jahr 2024 peak	152,93	23	75.456	7.191
Quartal 4/23 base	109,98	378	998.468	138.017
Quartal 4/23 peak	131,38	4	7.800	14.018
Oktober 23 base	91,77	1117	1.111.540	19.822
Oktober 23 peak	104,31	11	6.072	1.149
06. September 2023				
Jahr 2024 base	128,16	387	3.662.928	78.745
Jahr 2024 peak	149,60	7	22.008	7.216
Quartal 4/23 base	103,60	580	1.477.821	138.538
Quartal 4/23 peak	126,36	5	8.580	14.028
Oktober 23 base	85,48	1337	1.191.255	21.732
Oktober 23 peak	100,52	18	10.560	1.322

Preise in Euro/MWh; Volumen in MWh

MARKTKOMMENTAR

Rückbesinnung auf die Fundamentalfaktoren

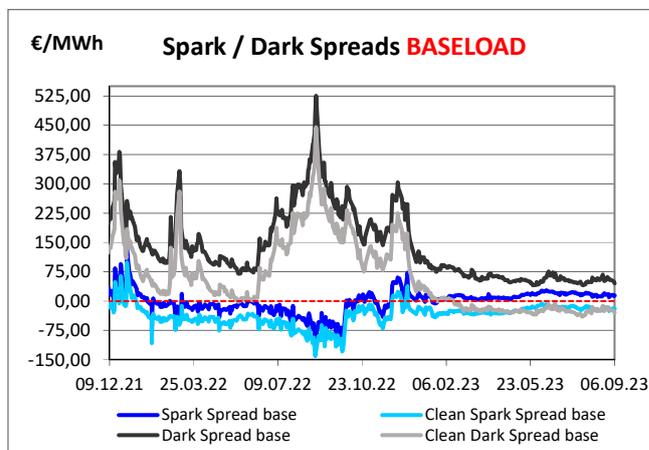
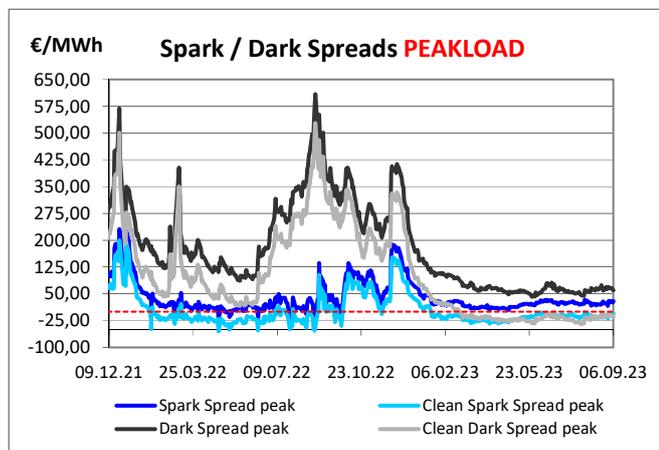
Steigende Notierungen im Gashandel haben zum Redaktionsschluss dieser Ausgabe auch das Frontjahr Baseload im deutschen Strommarkt wieder nach oben gezogen. Hatte der Kontrakt zur Wochenmitte (KW36) im Intradayhandel noch ein neues Dreimonatstief von 126,50 Euro/MWh erreicht, legte das Cal-24 nun wieder zu und wurde zuletzt bei 128,40 Euro/MWh gesehen. Weiterhin korreliert der Strommarkt stark mit den Gaspreisen. Dort hatte zur Wochenmitte eine Preiskorrektur stattgefunden, nachdem der Streik an den australischen LNG-Terminals des Energiekonzerns Chevron verschoben worden war. Bei hochsommerlichen Temperaturen hielt dieser Rücksetzer aber nicht lange an und so legten auch die Strompreise wieder zu. Im Laufe des Monats dürften sich die Marktteilnehmer wieder auf fundamentale Faktoren konzentrieren. Je kürzer die Tage werden, umso mehr rückt auch der Winterausblick in den Fokus der Trader. Mögliche Ausfälle in der Gasinfrastruktur und eine sinkende Solarstromausbeute dürften schon bald wieder ein marktbestimmendes Thema werden. (kec) ●



EID Kraftwerk-Spreads

Deutsche Erzeugungs-Bruttomargen Month-ahead

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



Grafiken: EID

Deutsche Kraftwerks-Spreads vom 07.09.2023 – in Euro je MWh

PEAKLOAD	Spark Spread	+/- 31.08.23	Clean Spark Spread	+/- 31.08.23	Dark Spread	+/- 31.08.23	Clean Dark Spread	+/- 31.08.23
Monat 1	29,17	13,22	-5,06	14,27	60,26	-3,48	-14,83	-1,18
Monat 2	36,23	32,41	2,00	33,46	92,88	19,84	17,79	22,14
Quartal 1	33,24	-0,95	-0,99	0,10	85,63	-13,67	10,55	-11,36
Quartal 2	46,35	-2,91	12,12	-1,86	120,01	-10,95	44,93	-8,65
Jahr 1	33,41	0,08	-0,82	1,13	106,82	-7,08	31,74	-4,78
Jahr 2	38,32	1,33	4,08	2,38	103,65	-0,61	28,57	1,70

BASELOAD	Spark Spread	+/- 31.08.23	Clean Spark Spread	+/- 31.08.23	Dark Spread	+/- 31.08.23	Clean Dark Spread	+/- 31.08.23
Monat 1	14,13	4,52	-20,10	5,57	45,22	-12,18	-29,87	-9,88
Monat 2	12,10	21,85	-22,13	22,90	68,75	9,28	-6,34	11,58
Quartal 1	10,48	-1,39	-23,75	-0,34	62,87	-14,11	-12,21	-11,80
Quartal 2	12,38	-4,22	-21,85	-3,17	86,04	-12,26	10,96	-9,96
Jahr 1	11,97	-0,38	-22,26	0,67	85,38	-7,54	10,30	-5,24
Jahr 2	14,19	-0,04	-20,05	1,01	79,52	-1,98	4,44	0,33

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 CO₂-Preis und Strompreis.

SOLARENERGIE / KRAFTWERKS-STANDORTE

Uniper plant PV-Parks an Ex-Kraftwerksstandorten in Niedersachsen

An zwei Standorten in Niedersachsen will Energiekonzern Uniper Solarparks mit einer installierten Leistung von 317 MW in der Spitze installieren. Sie werden sich unmittelbar in der Nähe zu den ehemaligen Kraftwerksstandorten in Huntorf und Wilhelmshaven befinden. Auf einer Fläche von rund 281 Hektar in Elsfleth (Landkreis Wesermarsch) im Oldenburger

Land werde das größere der Projekte mit 300 MWp entstehen. Der Standort sei aufgrund seiner „strategischen Nähe“ zu Unipers „Energy Transformation Hub“ in Huntorf mit seinem Druckluft-Speicherkraftwerk (CAES - Compressed Air Energy Storage) und Kavernenspeicher gewählt worden. „Diese geografische Nähe eröffnet die Möglichkeit, den erzeugten

Grünstrom zur Produktion und Speicherung von grünem Wasserstoff zu nutzen“, so das Unternehmen. Das zweite Projekt befindet sich auf dem Gelände der Aschedeponie des Kohlekraftwerks Wilhelmshaven. Es hatte Ende August den Satzungsbeschluss erhalten und soll mit einer Leistung von rund 17 MWp realisiert werden.

(jr) ●

UNTERNEHMEN

Octopus übernimmt Shell Energy-Geschäft in UK und Deutschland

Im Juni dieses Jahres war bekannt geworden, dass der Energiekonzern Shell sich von dem über seine Tochter Shell Energy Retail GmbH laufenden Energie-Privatverbraucher-Geschäft in Deutschland und auch vom B2C-Geschäft in UK und den Niederlanden trennen will. Nun hat das Unternehmen Nägel mit Köpfen gemacht. Wie das britische Energieunternehmen Octopus Energy verkündet, habe man mit Impello Limited, einer Tochter der Shell Petroleum Company Limited, die Übernahmen des Privatkundengeschäfts von Shell Energy in Großbritannien und Deutschland im Umfang von rund zwei Millionen Kunden fixiert. Als Energieversorger komme Octopus Energy damit künftig auf etwa 6,5 Millionen Haushaltskunden in Großbritannien mit rund elf Millionen Zählpunkten. In Deutschland vergrößere sich der Kundenstamm auf rund 300.000 Verträge.

Vorangegangen war dem aktuellen Deal ein Ausschreibungsverfahren, das sich insgesamt auf die Übernahme von rund 1,4 Millionen Haushaltsstromkunden (2,5 Millionen Zählpunkte) und 500.000 Breitbandkunden bezog. Die Partner rechnen mit dem Abschluss der



Foto: Octopus Energy

Greg Jackson, CEO und Gründer der Octopus Energy Group.

Übernahme – mit Blick auf laufende behördliche Genehmigungsverfahren – „wahrscheinlich im vierten Quartal 2023“.

Bei Octopus Energy betont man, mit der eigenen Plattform „Kraken“ habe man schon „mehrfach große Kundenmigrationen erfolgreich abgewickelt“. Zuletzt hatte das Unternehmen etwa 1,5 Millionen Bulb-Kunden binnen sechs Monaten auf die eigenen Systeme migriert.

Teil der Vereinbarung ist auch, dass Shell und Octopus Energy Möglichkeiten künftiger „internationaler Partnerschaften prüfen“ wollen. Vor allem könnte es dabei um Lademöglichkeiten für E-Autos durch die Shell-Einheit Recharge gehen, aber auch um Kooperationen beim „Out-of-Home-Charging, gemeinsame Werbeaktionen und neue Möglichkeiten in der gesamten E-Auto-Wertschöpfungskette“, wie man es recht offen formuliert.

(dhe) ●

BIOGAS-VERSTROMUNG

Nach bmp-Pleite: Stadtwerke fordern EEG-Notregelung zum Einsatz von fossilem Gas

Per 1. August war über den mehrheitlich zu EnBW gehörenden Biogaslieferanten bmp greengas das Insolvenzverfahren in Eigenverwaltung eröffnet worden. Negativ betroffen sind Betreiber von BHKWs, die langfristige Bezugsverträge für Biomethan mit bmp abgeschlossen hatten. Nun scheint sich die Lage zuzuspitzen. „Durch den Ausfall der von bmp greengas vertraglich zugesagten Biomethan-Lieferungen droht zahlreichen Betreibern von Blockheizkraftwerken eine wirtschaftliche Notsituation“, mahnte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Mit Blick auf die Insolvenz fordert der Verbund nun „eine befristete Ausnahmeregelung zum vorübergehenden Einsatz von fossilem Erdgas – anstelle von Biomethan – bei der Strom- und Wärmeerzeugung“.

Grund für die Misere bei Stadtwerken ist, dass sie für die Stromproduktion ihrer BHKWs nach EEG garantierte Strompreise

erhalten. Rechtstechnisch umsetzen ließe sich die vorgeschlagene Ausnahmeregelung nach VKU-Vorstellung durch eine Ergänzung des Paragraphen 25 EEG. „Um weitergehende wirtschaftliche Schäden zu begrenzen und um dauerhafte Stilllegungen dieser betroffenen EEG-Anlagen zu vermeiden, muss den Anlagenbetreibern zugestanden werden, vorübergehend fossiles Erdgas zur Strom- und Wärmeerzeugung einzusetzen“, meint VKU-Mann Liebing, wobei die Förderfähigkeit nach EEG „in diesem Fall erhalten bleiben“ solle.

Vielen Stadtwerken drohten durch die bmp-Insolvenz hohe Schäden, bekräftigte Liebing, wenn sie auf die von bmp greengas zugesagten Lieferungen verzichten müssen. Rund 200 Millionen Euro Schadensrisiko stehe bei rund 50 Stadtwerken im Raum, hatte der Verband erst jüngst per Mitgliederumfrage ermittelt. Ebenfalls erneuerte Liebing

seine Kritik an der „bisherigen Zurückhaltung der EnBW Energie Baden-Württemberg AG – dem Mutterkonzern von bmp greengas – und dem EnBW-Hauptaktionär, dem Land Baden-Württemberg“.

Hintergrund: Die Höhe der garantierten Strompreise und die Anforderungen an die Biomethanqualität hat sich von EEG-Version zu EEG-Version geändert. Die EEG-Versionen 2009 und 2012 boten ausreichende Vergütungen, um Biomethan-BHKWs profitabel zu betreiben. Nach einem Anlagen-Boom ist seit dem EEG 2014 die Vergütung für Biomethan-BHKWs stark limitiert. Insbesondere aber auf Basis der EEG-Versionen 2009 und 2012 betreiben auch viele Stadtwerke BHKWs mit Biomethan und haben die Mengen in der Regel mit langfristigen Verträgen – 15 Jahre sind eine häufig genannte Laufzeit – beschafft. (dhe/mhl) ●



MARKTKOMMENTAR

Streiksorgen schwächen sich ein wenig ab

Die Streikgefahr in den beiden von Chevron betriebenen LNG-Terminals in Australien ist noch nicht gebannt. Dennoch zeigen sich Gashändler zunehmend entspannt und die Preise befinden sich im Sinkflug. Wie ist der Status in Australien? Für Donnerstag, den 7. September war ein erster Warnstreik geplant, der wurde auf den 8. September verschoben. Ab dem 14. September könnte gestreikt werden, aber auch dann wäre nicht die gesamte Kapazität der beiden Terminals betroffen.

Im Wochenverlauf ist der Day-Ahead-Preis am THE VHP um rund 5,60 Euro/MWh auf 30,60 Euro/MWh gesunken. Für den Frontmonat Oktober sank der Preis mit 8,30 Euro/MWh deutlich stärker. „Da weiter verhandelt wird, rechnen viele Händler gar nicht mehr mit einem Streik“, begründete ein Marktteilnehmer die sinkenden Preise.

Auch die sehr starken Einschränkungen der Mengen aus Norwegen stützten die Preise nicht. Zusätzlich zu den geplanten Instandhaltungsmaßnahmen kamen ungeplante Annahmen. Am 7. September fehlten mehr als 200 Mio. Kubikmeter pro Tag, damit ist aber auch der Gipfel erreicht. Ab Dienstag der KW 37 sollen die fehlenden Mengen auf 80 Mio. m³/Tag gesunken sein. Die sinkenden Preise spiegeln auch schon die Erwartung der auslaufenden Instandhaltung wider.

Knappeits-Sorgen verlagern sich auf den kommenden Sommer

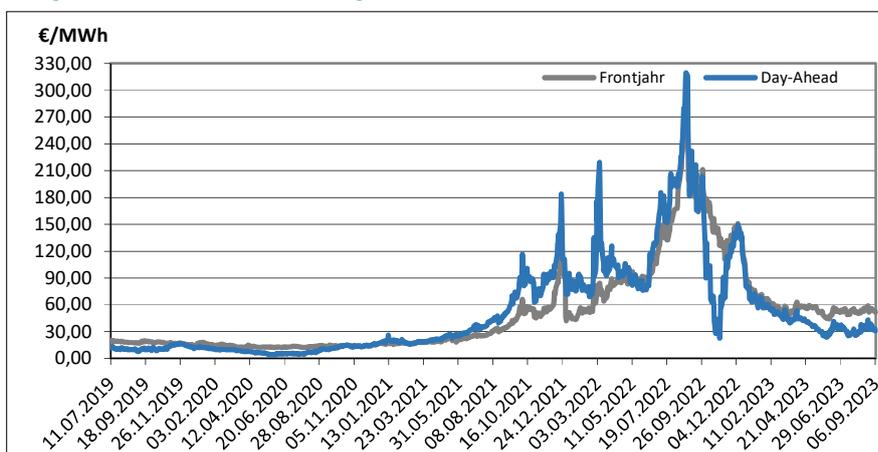
Die Speicher sind zu 94 Prozent gefüllt, die weitere Befüllung erfolgt langsam, die Einspeicherung ist durch die technischen Restriktionen beschränkt. Der deutliche Preisrückgang im Kurzfristhandel wird bei den weiter entfernten Perioden nur begrenzt nachvollzogen. „Die Sorge vor einer größeren Knappheit verlagert sich zunehmend in den kommenden Sommer, wenn die Speicher sehr leer sein könnten“, sagte ein Händler. Der Kontrakt für Sommer 24 wird derzeit mit einem Aufschlag auf 4,00 Euro/MWh auf Winter 23 gehandelt. (mhl) ●

Füllstände europäischer Erdgasspeicher – 05.09.2023

Hub-Region*	Speicherfüllstand aktuell ¹⁾	Speicherfüllstand Vorwoche ¹⁾	Saldo Ein-/Ausspeicherung ²⁾	Gesamtkapazität aktuell ¹⁾	Auslastung aktuell in %
Deutschland	238,3713	236,8619	1,5094 ▲	253,5177 ▲	94,03
Österreich	91,0061	90,3021	0,7040 ▲	97,6438 ▶	93,20
Belgien	8,1044	8,1740	-0,0696 ▼	9,1300 ▶	88,77
Bulgarien	5,5166	5,5166	0,0000 ▶	5,8898 ▶	93,66
Tschechien	42,4811	42,1598	0,3213 ▲	44,6671 ▶	95,11
Dänemark	8,8282	8,7612	0,0670 ▲	9,8450 ▶	89,67
Frankreich	122,7487	121,0864	1,6623 ▲	136,3455 ▶	90,03
Ungarn	62,2160	61,6760	0,5400 ▲	68,1327 ▲	91,32
Italien	183,0591	180,8127	2,2464 ▲	195,2038 ▶	93,78
Niederlande	135,4037	134,6057	0,7980 ▲	142,4091 ▶	95,08
Polen	36,2182	35,8483	0,3699 ▲	37,5433 ▶	96,47
Slowakei	37,5063	37,1908	0,3155 ▲	38,8970 ▲	96,42
Spanien	34,2340	34,2340	0,0000 ▲	34,0904 ▶	100,42
Gesamt*	1.052,3827	1.053,7204	-1,3377 ▼	1.138,2227 ▲	92,46
Ukraine	104,1698	99,7832	4,3866 ▲	322,5145 ▶	32,30
UK	7,5283	8,4005	-0,8722 ▼	9,8636 ▶	76,32

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

Erdgaspreise Marktgebiet Trading Hub Europe – Day-Ahead und Frontjahr



Quelle: EEX

Erdgas-Stichtagsnotierungen THE und Abweichungen zu TTF

Euro je MWh	06.09.2023	30.08.2023	Veränderung	Abweichung TTF/THE 06.09.
Day-Ahead	30,584	36,140	-5,556 ▼	-0,463
Oktober 2023	31,620	39,943	-8,323 ▼	-0,470
Q4/2023	41,265	47,967	-6,702 ▼	-0,702
Winter 2023	46,213	51,792	-5,579 ▼	-0,630
Sommer 2024	50,206	54,108	-3,902 ▼	-0,823
Winter 2024	54,363	57,771	-3,408 ▼	-1,143
Sommer 2025	45,079	46,048	-0,969 ▼	-1,099
Cal 2024	51,490	55,415	-3,925 ▼	-0,921
Cal 2025	47,969	49,320	-1,351 ▼	-1,150

Quelle: EEX Group, eigene Berechnungen

UNTERNEHMEN / UPSTREAM

Wintershall Dea stellt sich neu auf

Mit einer neuen Unternehmensstruktur will sich das Gas- und Ölunternehmen Wintershall Dea für die Zukunft neu aufstellen. Weltweit sollen 500 Stellen abgebaut, die Geschäftsaktivitäten in Russland aufgegeben und der Vorstand verkleinert werden.

„Wir haben unsere Unternehmensstrategie auf die Herausforderungen für die Energiebranche und den beschlossenen Russland-Exit angepasst und fokussieren unsere Organisationsstruktur entsprechend“, erklärte Mario Mehren, CEO von Wintershall Dea. Künftig wolle man sich verstärkt auf die wachsenden Aktivitäten im Bereich Carbon Management und Wasserstoff konzentrieren und hier die Wettbewerbsfähigkeit weiter ausbauen. Zudem arbeitet das Unternehmen weiter an seinem vollständigen Rückzug aus Russland und wird sich von allen russischen Beteiligungen tren-

nen. Dazu gehören auch Joint Ventures und die Beteiligungen an der Wintershall AG in Libyen und der Wintershall Noordzee BV in den Niederlanden sowie die Beteiligung an der Nord Stream AG.

Der für die Region Russland, Lateinamerika sowie Transport zuständige Vorstand Thilo Wieland habe das Unternehmen bereits verlassen. Auch der Technik-Vorstand Hugo Dijkgraaf wird Wintershall Dea bis zum 30. November verlassen. Künftig wird der Vorstand von Wintershall Dea mit CEO Mario Mehren, dem Chief Operating Officer Dawn Summers und dem Finanzvorstand Paul Smith nur noch dreiköpfig sein.

Aber nicht nur der Vorstand wird verschlankt, auch die administrativen Kosten für die Organisationsstruktur sollen reduziert werden. Dazu will das Unternehmen weltweit rund 500 Ar-

beitsplätze abbauen, etwa 300 davon in Deutschland. Besonders betroffen davon ist der Standort Hamburg. Bislang war Hamburg nach dem Zusammenschluss von Wintershall und Dea im Jahr 2019 einer von zwei Hauptsitzen des Unternehmens, künftig wird die Verwaltung ausschließlich in Kassel sitzen. Rund 100 Stellen sollen in der Elbmetropole sozialverträglich nach Kassel umgesiedelt werden, für die Business Unit Deutschland soll Hamburg aber als Standort erhalten bleiben, teilte das Unternehmen mit. Derzeit arbeiten nach Angaben der Gewerkschaft IG BCE noch mehr als 500 Menschen in Hamburg für Wintershall Dea. Der Großteil dieser Stellen wird wahrscheinlich wegfallen, befürchten Gewerkschaftsvertreter. Mit den angekündigten Maßnahmen will Wintershall Dea 200 Millionen Euro jährlich einsparen. (kec) ●

WASSERSTOFF

EU investiert in Kenias Wasserstoffindustrie

Die EU will Kenia fast 12 Millionen Euro an Zuschüssen bereitstellen, um dort öffentliche und private Investitionen in der Industrie für grünen Wasserstoff anzukurbeln. Am Rande des in Nairobi stattfindenden Afrika-Klimagipfels stellten EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen und Kenias Präsident William Ruto eine Strategie mit einem Fahrplan für grünen Wasserstoff für Kenia vor. Das Potenzial für grünen Wasserstoff sei groß, heißt es in dem 24-seitigen Strategiepapier, an dem Experten der deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) mitgearbeitet haben. 90 Prozent der kenianischen Elektrizität stammen laut der kenianischen Regulierungsbehörde für Energie und Erdöl, EPRA, derzeit aus erneuerbaren Energiequellen. 2030 soll der Anteil in dem ostafrikanischen Staat bei 100 Prozent liegen.

Die Roadmap legt Kenias Ambitionen dar, seine grüne Wasserstoffindustrie von diesem Jahr bis 2032 und darüber hinaus zu entwickeln. Der Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung und dem Wachstum des Inlandsmarkts sowie auf Exporten. Insbesondere will Kenia den Wasserstoff für die eigene Düngemittelproduktion verwenden.

Die EU-Kommission ist seit längerem unter dem Banner „Offene strategische Autonomie“ diplomatisch in der Welt unterwegs, um die Rohstoff- und Energieversorgung der EU zu diversifizieren. Zuletzt reiste Ursula von der Leyen nach Manila, um die Partnerschaft zwischen der EU und den Philippinen voranzutreiben. Der 7.641 Inseln zählende Staat hat aufgrund seiner Insellage ein großes Erzeugungspotenzial von Windstrom und damit auch für grünen Wasserstoff.

Im Dezember 2021 hatte die EU-Kommission einen 300 Milliarden Euro schweren Investitionsplan der EU für nachhaltige Infrastruktur in der Welt ins Leben gerufen. Mit der hinter dem Plan „Global Gateway“ stehenden Strategie soll die EU „widerstandsfähigere Verbindungen mit der Welt aufbauen“. Das Geld kommt von den EU-Mitgliedsstaaten, der Europäischen Investitionsbank (EIB) und der Europäischen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBWE). Für den Kontinent Afrika stehen 150 Milliarden Euro zur Verfügung. Laut Jutta Urpilainen, der EU-Kommissarin für internationale Partnerschaften, hat Afrika großes Potenzial, der führende Kontinent bei der Herstellung von grünem Wasserstoff zu werden. (rl) ●

LNG-MARKT

MET vereinbart Lieferabkommen zu geplantem LNG-Terminal in den USA

Im Rahmen einer Grundsatzvereinbarung hat die Schweizer MET Group der Projektgesellschaft Commonwealth LNG zugesichert, vom geplanten Export-Terminal für LNG in Cameron (US-Bundesstaat Louisiana) künftig 1 Million Tonnen pro Jahr abzunehmen. Die Vereinbarung läuft über 20 Jahre und betrifft das geplante Terminal. Laut Absichtserklärung beginnt die Abnahme zum Zeitpunkt der Aufnahme des kommerziellen Betriebs des Terminals 2027. Die finalen vertraglichen Bedingungen würden noch ausgehandelt. Im ersten Quartal 2024 wolle Commonwealth LNG eine endgültige Investitionsentscheidung für das Projekt treffen. Die Bauzeit werde aufgrund eines beschleunigten Zeitplans mit drei Jahren veranschlagt. Dabei verfolge man einen modularen Ansatz, bei dem die wichtigsten Komponenten der Anlage außerhalb des Standorts hergestellt werden. Die Genehmigungen habe die Projektgesellschaft bereits erhalten. Vor Ort sollen u.a. sechs Erdgasverflüssigungsstränge installiert werden, die pro Jahr rund 9,3 Millionen Tonnen LNG produzieren können. (jr) ●

SMARTES HEIZEN & CO.

tado stellt neue smarte Energieprodukte vor

Das Münchner Smart-Tech-Unternehmen tado hat Ende August gleich drei neue smarte Angebote in den Markt gebracht. Angekündigt war die Erweiterung der Angebotspalette bereits seit dem Frühjahr, als das Unternehmen frisches Kapital eingeworben hatte, um das Unternehmenswachstum voranzubringen. Mit 12 Millionen Euro war zuletzt die US-amerikanische S2G Ventures als neuer Investor gewonnen worden.

Jetzt präsentiert tado also drei neue Produkte rund um Wärme, E-Mobilität und Stromtarife und weitet damit sein bisheriges Angebot über den Wärmemarkt hinaus aus. Gestartet waren die Münchner 2011 mit intelligenten Thermostaten, die über eine App gesteuert werden können. Nun folgt mit dem tado Heat Pump Connector und der App-Funktion tado Balance Heat Pump eine smarte Wärmepumpensteuerung. Über einen intelligent angepassten Betrieb von Wärmepumpen lassen sich laut tado die Betriebskosten der Anlagen senken und die Wirtschaftlichkeit erhöhen, da der Energieverbrauch für Heizen und Warmwasser in die Zeiten verschoben wird, in denen der Strom reichlich vorhanden ist. Dafür ist ein dynamischer Stromtarif nötig, den tado gleichfalls frisch gelauncht hat. Bis zu 430 Euro bzw. 27 Prozent be-

trage das Einsparpotenzial pro Jahr, hat man bei tado errechnet. Die neue App-Funktion tado Balance Heat Pump steuert die Wärmepumpe mit Strompreisdaten der kommenden 24 Stunden und verlagere den Verbrauch entsprechend.

Der tado Heat Pump Connector kann seit dem 30. August 2023 über die Internetseite tado.com für 299 Euro bestellt werden. Er ist aktuell mit Wärmepumpen der Anbieter Vaillant, Atlantic, Saunier Duval und Fujitsu kompatibel, weitere Marken sollen in den kommenden Monaten folgen.

Der neue aWATTar HOURLY Tarif von tado bietet in Ergänzung dazu seit dem 1. September ein neues Stromprodukt an. Der dynamische Tarif ermöglicht die Abrechnung des Stromverbrauchs auf Stundenbasis. Kunden könnten damit „direkt von den Energiepreisschwankungen an der Europäischen Strombörse profitieren“, heißt es, da der Stromverbrauch in die günstigsten Stunden des Tages verlagert werden kann. Bei negativen Strompreisen wird der Stromverbrauch laut tado sogar vergütet und auf der aWATTar Rechnung gutgeschrieben. In einem „typischen Jahr“ fallen laut tado mehrere hundert Stunden mit negativen Strompreisen an.

Der Strom für den aWATTar-Tarif würden von tado stündlich an der EEX eingekauft und „die Preise plus Netzentgelte und Abgaben 1:1 an die Kunden“ weitergegeben. Die Strompreise für den aktuellen Tag lassen sich unter aWATTar.de ablesen, wo täglich ab 14 Uhr auch die Strompreise für den Folgetag angezeigt werden. Kunden, die den dynamischen Vertrag nutzen, benötigen dazu einen Smart Meter, dessen Bezug tado über eine Partnerfirma ebenfalls anbietet.

Wie tado auf EID-Nachfrage bestätigte, wird der neue Stromtarif nach oben hin bei 80 Cent/kWh brutto gedeckelt. Unklar ist hingegen, in welchem Umfang tatsächlich negative Strompreise an der EEX anfallen. Die Energiebörse wollte die vom Anbieter genannten „mehrere hundert Stunden“ im Jahr zunächst nicht bestätigen.

Damit die Sektorkopplung auch vollständig ist, hat tado zudem ab sofort auch einen Ladetarif für Privathaushalte im Angebot. tado Smart Charging basiert ebenfalls auf dynamischen Strompreisen, ein Algorithmus verschiebt den Ladevorgang für das E-Auto an der heimischen Wallbox in Zeiten mit niedrigen Energiepreisen. Damit ließen sich rund 300 Euro an jährlichen Ladekosten einsparen, heißt es vom Unternehmen. (ihe) ●

Monatliche Gradtagszahlen¹⁾ August 2023

	Berlin-Tempelhof		Essen-Bredeneey		Frankfurt/Main		Hamburg/Fuhlsbüttel		München Stadt						
	Gradtagszahl	Mittel*	Gradtagszahl	Mittel*	Gradtagszahl	Mittel*	Gradtagszahl	Mittel*	Gradtagszahl	Mittel*					
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022					
Januar	474,6	502,2	561,5	471,1	494,1	516,4	465,1	503,6	526,3	464,5	468,8	541,7	514,9	554,6	569,7
Februar	459,6	411,8	473,8	403,8	392,4	444,0	422,1	397,6	453,7	441,0	406,5	473,2	465,6	425,6	480,4
März	428,6	438,5	452,0	412,2	360,6	414,0	383,2	390,3	408,4	439,9	422,6	465,2	399,6	482,9	436,7
April	343,5	336,5	282,1	337,4	306,2	281,3	311,5	299,3	254,2	360,9	363,1	335,5	354,5	343,1	275,1
Mai	136,3	90,4	142,6	142,8	115,6	177,2	86,4	40,9	136,6	200,2	185,0	202,9	152,0	97,7	171,4
Juni	11,9	10,9	17,9	12,7	25,0	42,9	0	0	17,9	25,9	52,2	51,9	0	6,0	33,2
Juli	0	0	1,6	0	0	15,3	0	0	1,2	11,2	5,1	19,4	6,9	0	6,4
August	10,5	-	5,6	24,1	0	23,6	5,2	0	8,1	28,9	0	21,6	33,0	0	17,2
September		132,3			144,3			130,8			153,4			158,1	
Oktober		178,8			141,8			181,8			202,1			173,4	
November		415,4			329,1			369,8			391,1			398,8	
Dezember		555,3			501,2			517,8			548,6			539,9	

1) Jahresauswertung nach VDI 3807; * Mittlere monatliche Gradtagszahlen 2013 - 2022 in K d; Quelle: Deutscher Wetterdienst

HEIZÖLMARKT

Preise klettern weiter nach oben

Die Angebotspreise für Heizöl-Lieferungen in Deutschland steigen weiter. Auch in der aktuellen Umfrage des EID zeigten sich weitere Zunahmen. Inzwischen befinden sich die Notierungen in etwa auf einem Niveau, das zuletzt Anfang Februar dieses Jahres erzielt wurde. Bei der Nachfrage sei es unterdessen weiterhin ruhig, gaben Händler an. Zum einen laufe noch immer die Urlaubssaison mit warmen Temperaturen, zum anderen ist das Preisniveau hoch. (jr) ●

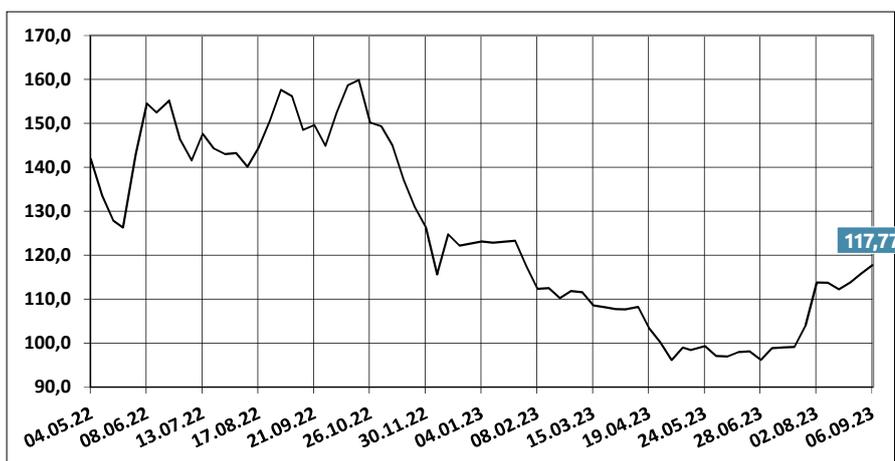
Heizölpreise nach Städten

Durchschnittliche Angebotspreise für HEL-Lieferungen von 1.000, 3.000 und 5.000 Liter (Premium-Qualität) frei Verwendertank, alles je 100 Liter, in Euro einschließlich Mehrwertsteuer, EBV, IWO und CO₂-Steuer am 06.09.2023:

Stadt	1.000 l		3.000 l		5.000 l	
Kiel	131,23	▲	120,99	▲	119,00	▲
Rostock	129,39	▲	120,54	▲	118,50	▲
Lübeck	128,69	▲	120,08	▲	118,66	▲
Hamburg	131,97	▲	119,57	▲	117,35	▲
Bremen	132,83	▲	124,69	▲	122,33	▲
Berlin	123,30	▲	115,38	▼	111,93	▲
Hannover	130,68	▲	120,93	▲	118,67	▲
Cottbus	122,93	▲	112,95	▲	110,22	▲
Leipzig	131,05	▲	118,98	▲	116,18	▲
Düsseldorf	127,50	▲	117,25	▲	115,50	▲
Dresden	121,95	▼	117,18	▲	115,20	▲
Frankfurt	128,30	▲	116,65	▲	114,17	▲
Karlsruhe	119,93	▼	112,20	▲	110,60	▲
Stuttgart	126,42	▲	116,72	▲	109,80	▲
München	118,33	▼	112,37	▲	110,80	▲
Bundesdurchschnitt	126,97	▲	117,77	▲	115,26	▲

Heizölpreis im Bundesdurchschnitt

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



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

WÄRMEPLANUNG & CO

SachsenEnergie erstellt für Stadt Wilthen Energiewende-Fahrplan



Foto: SachsenEnergie / Oliver Killig

Vertreter von Unternehmen und Stadt.

Auf Basis einer aktuellen Vereinbarung kooperieren der Dresdener Versorger SachsenEnergie und die Stadt Wilthen – mit dem Ziel, „einen ganzheitlichen Fahrplan für die Energiewende der Kommune zu erstellen und umzusetzen“, wie es heißt. Konkret soll der Kommunalversorger die Gemeinde bei rechtlichen Vorgaben und bei Fördermöglichkeiten sowie mit Blick auf Technologieoptionen beraten. „Wir wollen es Wilthen ermöglichen, die gesetzten Klimaziele und damit die Treibhausgasneutralität bis 2045 zu schaffen – die Mittel der Umsetzung sind komplex und an unterschiedliche Bedingungen geknüpft, an dieser Stelle wollen wir unser Knowhow zielführend einsetzen“, umriss SachsenEnergie-Vertriebsleiter Frank Arnold die Idee hinter der neuen Kooperation.

Insbesondere softwaregestützt wolle SachsenEnergie die Ausgangslage und Potenziale im Bereich Wärme, E-Mobilität und Photovoltaik in Wilthen ermitteln und wirtschaftliche und technisch realisierbare Lösungen identifizieren. Einbezogen würden dabei nicht nur kommunale Liegenschaften, sondern auch Wohngebäude und Industriebetriebe. Zusammengefasst werden die Ergebnisse in einem „Energiewendefahrplan“, der in den „nächsten Jahrzehnten“ umgesetzt werden solle. „Für den Bereich Wärme haben sich Stadt und SachsenEnergie zur Durchführung einer Kommunalen Wärmeplanung verständigt“, heißt es zudem von den Partnern.

Geplant ist bei alledem ein Beteiligungskonzept, durch das auch die „Ideen und Anregungen von Bürgern, Verbänden, Wohnungswirtschaft, Gewerbe und Industrie durch Informationsveranstaltungen und andere Teilnehmungsformate“ in die Erarbeitung der Maßnahmen des Energiewende-Fahrplans integriert würden. Dabei könnte aus Sicht von SachsenEnergie Wilthen als Modell für weitere Kommunen in Sachsen dienen. (dhe) ●

Mobilität

TANKSTELLE / ELEKTROMOBILITÄT

Scholz will 150 kW-Ladesäulen an Tankstellen zur Pflicht machen



Jolt-CEO Maurice Neligan nutzt eine Jolt-Ladesäule mit ESSO-Logo auf einer der von EG betriebenen Tankstellen.

Die deutsche Tankstellen-Branche ist teils schon sehr aktiv in Sachen E-Mobilität, sowohl konzernseitig etwa mit Aral Pulse, Shell Recharge oder ESSO/EG, welche letztere auch mit dem Ladesäulen-Betreiber Jolt Energy zusammenarbeitet, als auch im Mittelstand etwa bei Präg, der Mabaft-Tochter Oil! oder AVIA, um nur einige wenige zu nennen. Für die Politik scheint das bisherige Engagement indes nicht auszureichen. „Wir werden als erstes Land in Europa in den nächsten Wochen ein Gesetz auf den Weg bringen, mit dem die Betreiber von 80 Prozent aller Tankstellen dazu verpflichtet werden, Schnelllademöglichkeiten mit mindestens 150 kW für E-Autos bereitzustellen“, zitieren mehrere Medien aus dem Redemanskript von Bundeskanzler Olaf Scholz (SPD) zur Eröffnung der Internationalen Automobilausstellung IAA Mobility in München. Er begründet den Vorstoß damit, dies und weitere Maßnahmen würden „Reichweitenängste“ beim E-Autokauf abbauen helfen.

Branche: Zu wenig Platz, teuer und schwer zu bekommender Stromanschluss
Die Tankstellen-Branche hatte in der Vergangenheit wiederholt auf verschiedene Problemen beim Säulenausbau hingewiesen. So fehlt es an einigen Tankstellen an dem notwendigen Platz, um auf

dem Gelände ausreichend Raum für eine Ladesäule zu schaffen. Große Schwierigkeiten lägen unter anderem für die Tankstellenbetreiber darin, einen ausreichend leistungsstarken Stromanschluss für das Grundstück zu erhalten. Vielfach müssten dafür eine neue Stromleitung oder sogar ein Transformator errichtet werden.

Die Kosten für neu zu bauende Ladeinfrastruktur für E-Autos steige damit bis auf einen fünf- oder sechsstelligen Betrag, hatte sich etwa aus einer kürzlichen Umfrage unter den Mitgliedern des Tankstellen-Mittelstandsverbands bft ergeben. Einige Probleme lassen sich womöglich technologisch in den Griff bekommen – der Lade-Netzbetreiber Jolt Energy setzt auf batteriegepufferte Säulen, was einen Anschluss an das Niederspannungsnetz ausreichen lässt. Insgesamt schwebte der Branche bislang aber eher eine Beschleunigung des Ausbaus durch eine stärkere finanzielle Unterstützung durch den Bund vor als per Verordnung.

Neben der neuen Tankstellen-Ladesäulen-Regelung verwies Scholz auf der IAA zudem auf ein „ab Herbst“ geltendes neues KfW-Programm, um Lademöglichkeiten für Zuhause anzureizen, die mit Solaranlagen und Speichern kombiniert werden. (dhe) ●

Autogaspreise

36. KW (in Cent/l)	
Ost	90,00-102,90
Nord	99,90-110,90
Süd	99,90-107,90
West	95,90-116,90

Quelle: DVFG, Stichtagspreise

FLUGTREIBSTOFFE

EnBW verdoppelt Investitionen in E-Mobilität



Foto: Endre Dulic / EnBW

Der Energiekonzern EnBW baut seit einigen Jahren an seinem eigenen Ladenetz, dem so genannten „HyperNetz“. Nun sollen die Investitionen in diesen Bereich pro Jahr von gut 100 Millionen Euro auf rund 200 Millionen Euro gesteigert werden. Wie EnBW mitteilt, will der Konzern bis 2030 rund 30.000 Schnellladepunkte in der Bundesrepublik betreiben, weshalb die eingesetzten finanziellen Mittel nun in etwa verdoppelt würden.

Im September werde man mit dem Bau von fünf weiteren Schnellladeparks beginnen, etwa bei Bremen, Bielefeld und Nürnberg. Noch in diesem Jahr sollen die Parks in Betrieb gehen. Kunden können dann vor Ort mit bis zu 300 kW laden.

Aktuell betreibt man 27 Ladeparks und rund 3.400 Ladepunkte in Deutschland. Europaweit habe man in 17 Ländern inzwischen eine Marke von 500.000 Ladepunkten erreicht, meldete der Konzern Ende August. Dabei berief man sich auf den Anfang Juli 2023 erschienenen aktuellen „eMobility Excellence Report“. Dabei verfüge EnBW mit seinem „mobility+“-Angebot über das größte HPC (High Power Charging)-Ladenetz in der DACH-Region, so der Report. Das EnBW HyperNetz definiert sich dabei sowohl durch EnBW-eigene Ladepunkte in Deutschland, als auch durch Ladepunkte „Hunderter anderer Betreiber“, konkretisiert man. (jr) ●

TANKKARTEN / DIGITAL PAYMENT

UTA Edenred erweitert Akzeptanznetz auf spanische Repsol-Stationen

Der Mobilitätsdienstleister und Tankkarten- bzw. Digital Payment-Anbieter UTA Edenred hat das Akzeptanznetz für seine gewerblichen Kunden mit Fahrzeugflotten auf den spanischen Energiekonzern Repsol ausgeweitet – und nun alle Repsol-Tankstellen in Spanien eingebunden.

Im Rahmen der Kooperation stehen nun rund 3.300 Repsol-Tankstellen in ganz Spanien für die Nutzung von kartenbasierten und digitalen Zahlungsoptionen zur Verfügung. Die Zusammenarbeit zwischen UTA und Repsol hatte 2020 mit der Aufnahme von 90



Foto: Repsol

Akzeptanzstellen ins UTA-Netz begonnen. Durch den Ausbau der Kooperation bietet UTA Edenred seinen Kunden nun insgesamt Zugang zu mehr als 5.000 Tankstellen in Spanien und zu mehr als 62.000 Tankstellen in Europa. (kec) ●

Tankstellenpreise: Durchschnitts Großgesellschaften

Von drei Großgesellschaften erhielt der EID per 06.09.2023 die folgenden bundesweiten Durchschnittspreise:

in Cent je Liter	A	B	C
Super Plus	203,9	209,6	-
Eurosuper E5	193,9	192,6	194,3
Eurosuper E10	187,9	186,6	188,5
Dieselmotorkraftstoff	181,3	180,2	182,0

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

FLUGTREIBSTOFFE

aireg und en2x kooperieren im Bereich klimaneutraler Luftfahrt

Der Fuels-Verband en2x intensiviert seine Kooperation mit aireg, der „Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany“, im Bereich alternative Flugtreibstoffe – Sustainable Aviation Fuels, kurz: SAF, und hat dazu ein Kooperationsabkommen mit dem Partnerverband unterzeichnet. Hintergrund des Zusammenrückens sei vor allem die Herausforderung im Markt, dass bei der – nach Corona – nun wieder steigenden Kerosinnachfrage nicht absehbar sei, woher künftig notwendige SAF-Mengen kommen sollen.

Melanie Form, Mitglied des Vorstandes und Geschäftsführerin von aireg, wies anlässlich der Unterzeichnung der Vereinbarung darauf hin, dass, damit der Markthochlauf von SAF gelingen könne, sichergestellt werden müsse, „dass die Produktion die Beimischungsverpflichtungen erreicht und idealerweise sogar übertrifft“. Zudem müssten Investitionsanreize für SAF geschaffen werden. Ihr schweben dabei „langfristige Förderprogramme“ vor. Beimischungsquoten allein sieht sie nicht als ausreichenden Anreiz für Investitionen in Produktionsanlagen. Auch Christian Küchen, Hauptgeschäftsführer des Verbands en2x, sieht im entstehenden SAF-Markt den „klassischen Fall eines First-Mover Disadvantage – wer als erstes investiert, könnte am Ende im Nachteil sein“, so Küchen. Dem wollen die Partner nun mit ihrer koordinierten Verbandsarbeit entgegenwirken. (dhe) ●

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 07.09.2023	Hamburg	Kiel	Hannover	Rostock	Essen	Düsseldorf
Super Plus	206,9-196,9	207,9-198,9	205,9-193,9	203,9-198,9	204,9-197,9	206,9-198,9
Eurosuper E5	200,9-190,9	201,9-192,9	199,9-187,9	197,9-192,9	198,9-191,9	200,9-192,9
Eurosuper E10	194,9-184,9	195,9-186,9	193,9-181,9	191,9-186,9	192,9-185,9	194,9-186,9
Dieselmotorkraftstoff	188,9-172,9	186,9-177,9	185,9-172,9	184,9-178,9	185,9-174,9	187,9-179,9
am 07.09.2023	Berlin	Leipzig	Frankfurt/M	Stuttgart	Nürnberg	München
Super Plus	205,9-196,9	206,9-201,9	205,9-195,9	205,9-196,9	204,9-196,9	206,9-196,9
Eurosuper E5	199,9-190,9	200,9-195,9	199,9-189,9	199,9-190,9	198,9-190,9	200,9-190,9
Eurosuper E10	193,9-184,9	194,9-189,9	193,9-183,9	193,9-184,9	192,9-184,9	194,9-184,9
Dieselmotorkraftstoff	187,9-179,9	187,9-183,9	188,9-178,9	185,9-178,9	186,9-176,9	188,9-172,9



Mineralöl-Markt

Frachtraten

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

am 05.09.2023		
Duisburg	Euro/t	9,00-10,50
Frankfurt	Euro/t	17,00-17,75
Karlsruhe	Euro/t	17,50-19,00
Basel	SFR/t	19,00-20,50
am 07.09.2023		
Duisburg	Euro/t	9,00-10,50
Frankfurt	Euro/t	17,00-17,75
Karlsruhe	Euro/t	17,50-19,00
Basel	SFR/t	19,00-24,00

Quelle: EID

MARKTKOMMENTAR

Ölpreise überschreiten wichtige Marke

Der Preis für Brent hat sich wieder oberhalb der Marke von 90 US-Dollar je Barrel verfestigt. Damit hat sich die Notierung seit Anfang Juli um rund 30 Prozent erhöht. Auch der OPEC-Korbpreis liegt nun wieder über dieser Schwelle, damit kommen die Ölförderländer ihrem Wunsch nach einem Ölpreis von 100 US-Dollar nun auch wieder näher. Die zuletzt immer weiter ausgeweiteten Förderkürzungen und die sinkenden Lagerbestände in den USA haben zuletzt das Angebot immer mehr verknappert. Auch der Beginn der Hurrikan-Saison in den USA sorgt für Risikoaufschläge, so dass der Preisdruck inzwischen so stark geworden ist, dass schlechte Konjunkturdaten aus China und die aktuellen Zinssorgen immer weniger Beachtung finden. Aktuell profitiert vor allem Russland von den steigenden Preisen, während Saudi-Arabien als Vorreiter bei den Förderkürzungen weniger Öl absetzen kann. (kec) ●

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

Datum	Brent (Settlement Okt.)	WTI (Settlement Okt.)	OPEC-Korbpreis	EuroFx US-Dollar/Euro
31.08.2023	86,83	82,96	88,44	1,0868/0,9201
01.09.2023	88,55	84,75	89,66	1,0844/0,9222
04.09.2023	89,00	85,93	91,27	1,0801/0,9258
05.09.2023	90,04	86,01	91,44	1,0731/0,9319
06.09.2023	90,60	86,79	92,30	1,0745/0,9307

Quelle: ICE, OPEC, EZB.

Argus European Products Northwest Europe

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

06.09.2023			
Naphtha 65 para NWE barge	(+31,50)	673,00-674,00	(+31,50)
Naphtha 65 para NWE cif	(+31,50)	677,00-678,00	(+31,50)
Gasoline Euro-bob oxy NWE barge	(-37,00)	940,00-940,50	(-37,00)
Gasoline Euro-bob non-oxy NWE barge	(-48,00)	926,25-926,75	(-48,00)
Gasoil diesel 10ppm German Rotterdam fob barge	(+30,50)	933,25-934,25	(+30,50)
Gasoil diesel 10ppm German NWE cif	(+30,25)	945,75-946,75	(+30,25)
Gasoil heating oil German Rotterdam fob barge	(+33,25)	915,75-916,25	(+33,25)
MTBE NWE barge	(-97,25)	1.231,50-1.232,00	(-97,50)
Jet/kerosine NWE barge	(+19,75)	981,00-981,50	(+19,75)
Jet/kerosine NWE cif	(+19,75)	984,75-985,75	(+19,75)
FAME 0C CFPP RED ARA barge fob	(-17,00)	1.242,00-1.252,00	(-17,00)
Ethanol NWE T2 RED fob Rotterdam inc duty	(-10,11)	1.025,06-1.038,65	(-10,38)

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

Argus Flüssiggas-Notierungen (LPG)

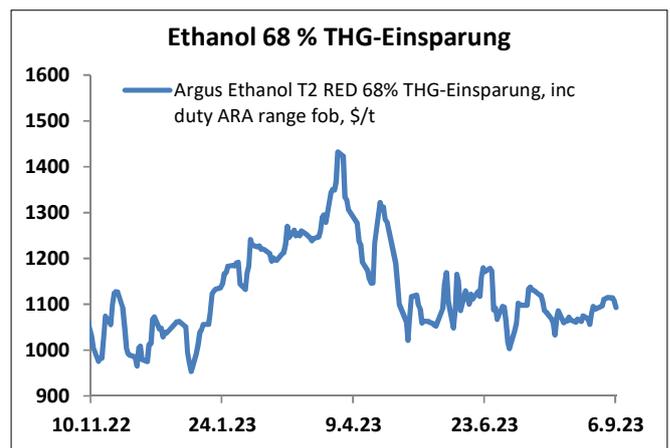
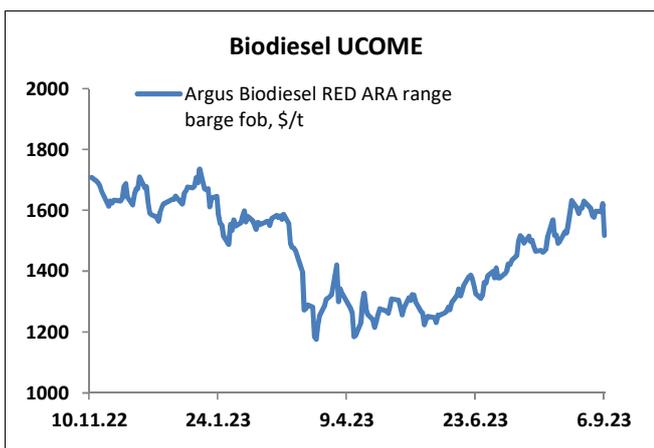
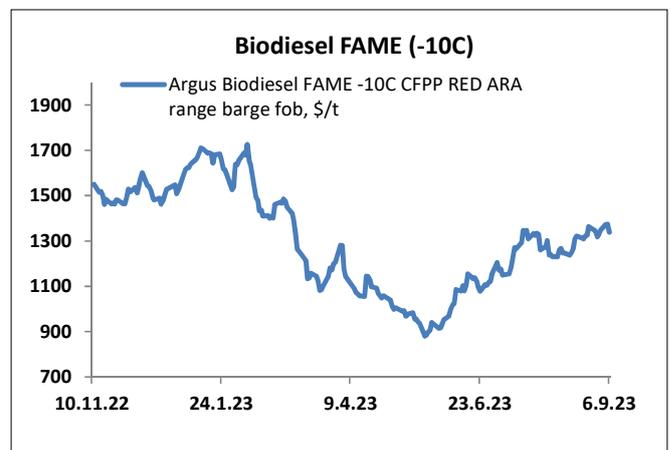
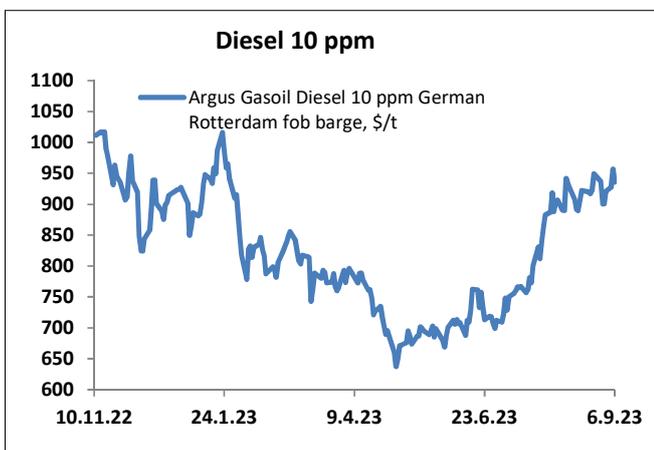
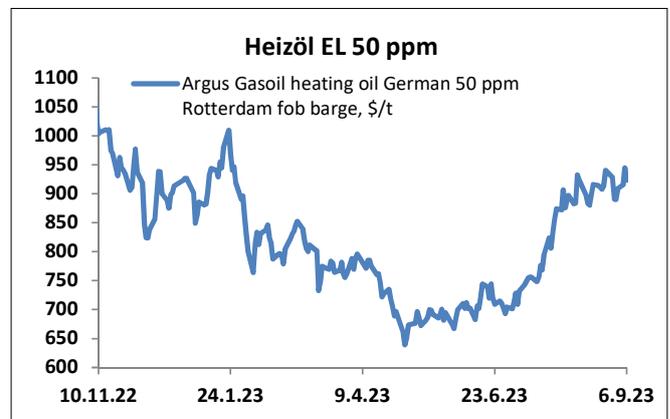
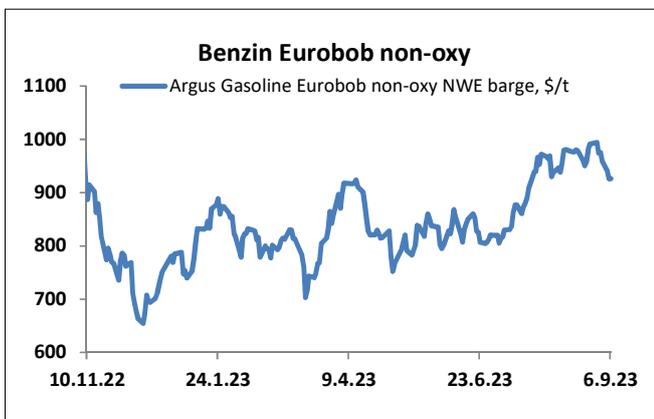
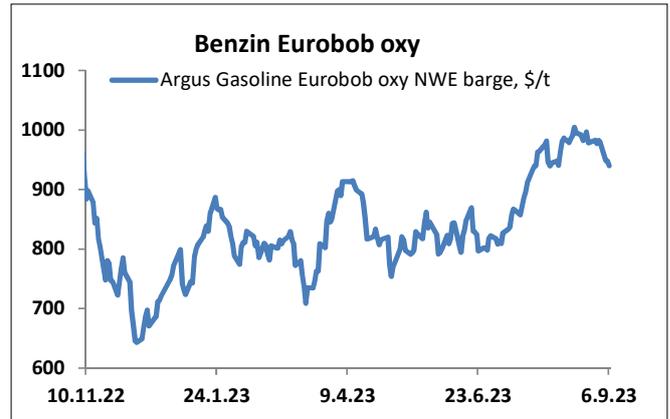
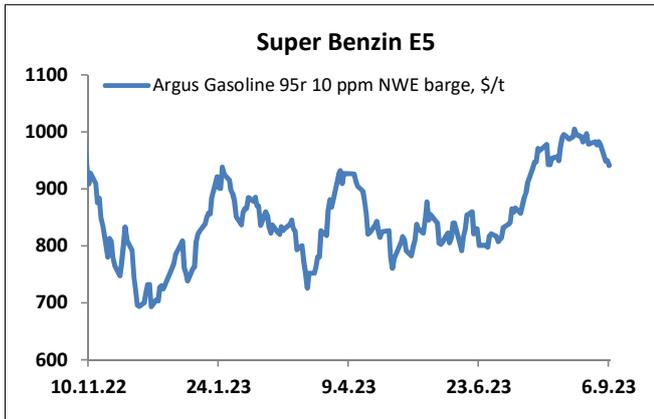
Spotmarkt-Notierungen, alles in US-Dollar je Tonne (Veränderungen vs. Vorwoche in Klammern):

06.09.2023	Propan		Butan	
fob ARA*	(+48,00)	597,00-603,00	(+48,00)	(+58,00) 597,00-603,00
cif ARA**	(+39,00)	571,50-577,50	(+39,00)	(+19,50) 575,00-581,00
fob NWE 2.000 t	(+33,00)	605,00-611,00	(+33,00)	(-1,00) 598,00-604,00

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

Argus Ölmarkt-Preisnotierung Rotterdam

Quelle: Argus Media



Inlands-Preisnotierungen

Argus O.M.R. hat für den 1. September 2023 folgende Preisnotierungen in Euro/100 Liter (FCA Truck) ermittelt.

Region	Heizöl (50ppm)			Diesel (EN 590, 10 ppm)			E5-Benzin			E10-Benzin		
	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High	vDIP	Mean	Low - High
Nord	90,72	90,73	90,41-91,04	137,55	137,62	137,26-137,97	147,77	148,02	147,65-148,39	146,17	146,42	146,05-146,79
Seefeld-Schwedt	87,82	87,89	87,70-88,08	136,43	136,48	136,36-136,59	147,20	147,30	147,00-147,60	145,60	145,70	145,40-146,00
Emsland	90,06	90,04	89,92-90,15	136,99	137,00	136,80-137,20	147,13	147,13	147,03-147,23	142,13	142,13	142,03-142,23
Ost	89,70	89,75	89,50-90,00	137,75	137,75	137,50-138,00	147,80	147,80	147,60-148,00	146,20	146,20	146,00-146,40
Magdeburg	91,32	91,32	91,10-91,54	138,24	138,24	138,11-138,37	149,10	149,05	148,60-149,50	147,50	147,45	147,00-147,90
West	89,82	89,95	89,33-90,56	136,89	137,05	136,01-138,08	146,10	146,20	145,90-146,50	144,50	144,60	144,30-144,90
Südost	90,90	91,16	90,03-92,28	138,16	137,98	137,39-138,57	149,15	149,15	149,10-149,20	147,55	147,55	147,50-147,60
Kölner Bucht	88,66	88,82	88,10-89,53	136,69	136,72	136,30-137,13	146,79	146,85	146,70-146,99	145,19	145,25	145,10-145,39
Rhein-Main	89,52	89,53	89,01-90,05	137,13	137,17	136,81-137,53	147,84	147,88	147,56-148,20	146,24	146,28	145,96-146,60
Süd	87,08	87,13	86,93-87,33	134,52	134,61	134,20-135,01	147,65	147,7	147,50-147,90	146,05	146,1	145,90-146,30
Südwest	87,1	86,82	86,00-87,64	135,15	135,23	134,88-135,57	146,04	146,10	145,90-146,30	144,44	144,50	144,30-144,70

Quelle: Argus Media

Vergleich der Verbraucherpreise in der EU

vom 4. September 2023

	EurosUPER unverbleit		Dieselkraftstoff		Heizöl leicht		Heizöl schwer*, < 1%-S	
	Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/1.000 l		Euro/Tonne	
	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern	ohne Steuern	mit Steuern
Belgien	901,68	1.817,23	963,41	1.891,92	814,41	1.008,00	504,19	520,54
Bulgarien	813,77	1.412,16	837,55	1.401,42	-	-	-	-
Dänemark	1.023,25	2.074,42	1.025,27	1.835,58	1.177,32	1.938,76	648,45	1.094,86
Deutschland	898,11	1.929,00	952,38	1.782,00	832,05	1.158,70	-	-
Estland	933,67	1.796,00	1.020,50	1.671,00	846,17	1.085,00	-	-
Finnland	914,69	2.030,00	1.108,03	2.007,00	1.017,75	1.604,00	-	-
Frankreich	939,50	1.956,96	939,91	1.858,69	940,55	1.316,10	592,11	731,61
Griechenland	892,72	1.994,00	1.002,28	1.769,00	-	-	619,92	667,83
Irland	814,47	1.750,90	873,01	1.721,70	806,15	1.106,90	839,33	1.033,69
Italien	873,62	1.954,47	903,59	1.855,61	929,08	1.625,39	657,61	689,00
Kroatien	846,40	1.628,00	964,20	1.684,00	831,86	1.110,00	804,56	825,80
Lettland	880,75	1.743,83	909,47	1.669,33	909,46	1.194,21	-	-
Litauen	847,71	1.589,59	889,73	1.526,69	804,27	998,75	-	-
Luxemburg	901,67	1.670,00	954,01	1.604,00	831,78	1.042,00	-	-
Malta	586,21	1.340,00	553,02	1.210,00	615,37	1.000,00	-	-
Niederlande	944,22	2.107,00	1.011,29	1.858,00	-	-	-	-
Österreich	849,69	1.696,00	941,28	1.714,00	862,08	1.266,79	613,28	789,00
Polen	829,81	1.489,37	831,06	1.444,36	986,25	1.276,97	654,69	670,14
Portugal	933,82	1.872,00	935,63	1.720,00	924,30	1.714,00	833,89	1.023,68
Rumänien	856,45	1.446,55	921,67	1.489,64	772,18	1.311,74	721,65	740,00
Schweden	907,32	1.796,91	1.313,69	2.069,91	753,82	1.369,97	612,30	963,53
Slowakei	888,85	1.719,00	966,52	1.637,00	-	-	600,22	741,37
Slowenien	792,30	1.554,61	864,90	1.605,86	819,80	1.189,28	-	-
Spanien	958,00	1.731,13	962,17	1.622,82	816,70	1.105,23	631,73	648,73
Tschechien	830,51	1.649,37	894,99	1.582,34	809,12	1.093,08	-	-
Ungarn	1.000,25	1.681,44	1.053,94	1.717,63	1.053,94	1.717,63	1.079,30	1.101,16
Zypern	884,31	1.575,57	971,22	1.644,49	894,09	1.165,63	893,96	911,66
Rang Deutschland	12	7	14	8	12	14	-	-

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

SYNTHETISCHE KRAFTSTOFFE

Wissing-Gipfel zu E-Fuels: Branche will schnelle Lösung für Verbrenner-Zulassungen nach 2035

Verkehrsminister und Vertreter von Regierungen, Wirtschaft und Wissenschaft aus elf Ländern haben sich bei einer unmittelbar vor Start der Automobilmesse IAA Mobility in München organisierten E-Fuels-Konferenz nach Darstellung von Bundesverkehrsminister Volker Wissing (FDP) dazu bekannt, dass verschiedene Antriebstechnologien und Treibstoffe gebraucht würden, um die Klimaschutzziele im Verkehr zu erreichen. Mit der vom Bundesverkehrsministerium initiierten Konferenz wolle Wissing einen internationalen Dialog über die Potenziale von E-Fuels und Strategien für einen Markthochlauf anstoßen und Mitstreiter für die Förderung von E-Fuels gewinnen.

Zu den Teilnehmern zählten auch Staaten mit günstigen Produktionsbedingungen für regenerative Energien. Auf der Einladungsliste standen Tschechien, Japan, Marokko, Brasilien, Portugal, Ungarn, Irland, Mexiko, Litauen und die Schweiz. Eine im Vorfeld der Konferenz zirkulierende gemeinsame Abschlusserklärung, in deren Entwurf die Bedeutung einer „technologieneutralen“ Regulierung besonders betont wurde, verabschiedeten die Teilnehmer am Ende aber nicht.

Wissing sagte, die Vorteile von E-Fuels, etwa ihre Transportierbarkeit und die Möglichkeit, regenerative Energie zu speichern, seien vielleicht unterschätzt worden. Um sie zu nutzen, fehle es noch an „guter internationaler Vernetzung“. Nötig seien etwa globale Standards für die Zertifizierung, für die Qualität und für die Nachhaltigkeit der Kraftstoffe. „Nur dann kann auch ein internationaler Markt entstehen“, sagte Wissing.

E-Fuels für alle Verkehrsträger verfügbar machen

Durch einen solchen Markt und einen klaren rechtlichen Rahmen könnten die „aktuell noch hohen Kosten“ reduziert werden. „Strombasierte synthetische Kraftstoffe sind eine wichtige und notwendige Ergänzung zur Elektromobilität“, sagte Wissing. Sie würden besonders im Flug- und Schiffsverkehr gebraucht, aber sie sollten „für alle Verkehrsträger“ verfügbar gemacht werden.

Monika Griefahn, Chefin des Interessenverbandes eFuel Alliance, begrüßte die Münchner Konferenz-Initiative. Überall auf der Welt steige das Bewusstsein, „dass wir nicht nur Elektronen, sondern auch flüssige und gasförmige Moleküle



Foto: BMDV / Sabine Grothues

brauchen werden, um wirklich klimaneutral zu werden“. Ihr Verband hat allerdings Zweifel, ob dafür in Europa bereits genug getan wird. Bis 2030 hat sich die EU zum Beispiel vorgenommen, in Europa jährlich mindestens 10 Millionen Tonnen „grünen“ Wasserstoff zu produzieren und dieselbe Menge zu importieren.

Dieses Ziel „wird wohl um den Faktor 10 verfehlt“, glaubt Griefahn. Grund: Die Vorgaben der neuen EU-Richtlinie für erneuerbare Energien seien zu restriktiv. Sie gäben etwa vor, dass Wasserstoff nur als grün angerechnet werden darf, wenn der zur Produktion nötige Ökostrom aus neu errichteten Anlagen stamme und in zeitlicher und räumlicher Nähe erzeugt werde. Auch importierter „grüner“ Wasserstoff müsse den EU-Vorgaben entsprechen. Dasselbe gilt laut eFuel Alliance für aus Wasserstoff erzeugte synthetische Kraftstoffe. Würden diese etwa mit in Industrieanlagen aufgefangenem Kohlendioxid hergestellt, müssten diese Anlagen laut EU-Vorgaben einem „effektiven CO₂-Preisungssystem“ unterworfen sein, wie es etwa der EU-Emissionshandel ist.

Lindners Steuerpläne – Gleichstellung von E-Fuels und Autostrom?

Die USA böten mit erheblich weniger Auflagen und enormen Steuervorteilen durch den Inflation Reduction Act (IRA) deutlich günstigere Produktionsbedingungen, ergänzt Ralf Diemer, Geschäftsführer der E-Fuel Alliance. Die EU setze dagegen auf Treibstoffvorgaben – etwa für Schiffe und Flugzeuge –, um Wasser-

stoff und E-Fuels billiger zu machen und die Produktion anzukurbeln. Sie solle daher Einschränkungen vermeiden, die „Skaleneffekte“ verhindern und die Nachfrage dämpfen.

Der Hauptgeschäftsführer des Tankstellen-Mittelstandsverbands Uniti, Elmar Kühn, indes monierte anlässlich der Konferenz, die EU-Kommission werde voraussichtlich erst im November einen Vorschlag für die Neuzulassung von mit eFuels betriebenen Fahrzeugen ab 2035

vorlegen. „Erneut verlieren wir hier kostbare Zeit, obwohl eine zeitnahe Lösung versprochen war“, so Kühn. Investoren benötigten ein „langfristig gesichertes Absatzpotential für diese Kraftstoffe“. Er bekräftigte das Kernargument der Branche, dass über eFuels auch der Fahrzeugbestand – bezahlbar – in die Klimaschutzbemühungen einbezogen werden könne.

Zudem nahm der eFuel Alliance-Geschäftsführer ergänzend Bezug auf die derzeit von Bundesfinanz-

minister Christian Lindner vorangetriebene „steuerliche Begünstigung von eFuels“, bei der die Energie- und Mehrwertsteuer von Kraftstoffen an neuen CO₂-Emissionen ausgerichtet werden solle und nicht mehr am Energiegehalt. „Kommt wie geplant eine Befreiung der Kfz-, Dienstwagen- und Gewerbesteuer für mit eFuels betriebenen Fahrzeugen hinzu, erreichen wir erstmals die Gleichstellung von CO₂-neutralen Kraftstoffen und batterieelektrischen Fahrzeugen“, so Diemer.



Foto: bft

Wichtig sei es, E-Fuels „auch als Ergänzung zur Elektromobilität im Straßenverkehr zu sehen“, so bft-Chef Duraid El Obeid, der an der Konferenz teilnahm (l., hier mit Bundesverkehrsminister Wissing).

INTERVIEW / LADEINFRASTRUKTUR

„Wir warten bis zu einem Jahr auf die Genehmigung eines Netzanschlusses“

Rauno Fuchs, Vice President Government Affairs bei dem Münchner Ladesäulenbetreiber JOLT Energy, spricht im EID-Interview über ineffiziente Vergabeverfahren für Ladestandorte, Informationsdefizite der Kommunen im Bereich der Elektromobilität – und eine Selbstverpflichtung des Infrastrukturanbieters.

VON DOMINIK HEUEL

EID: Herr Fuchs, JOLT Energy hat kürzlich in den Medien auf politische und regulatorische Hemmnisse bei der Umsetzung von städtischen Ladesäulen-Projekten hingewiesen, etwa im Bereich der Vergabeprozesse. Was genau bemängeln Sie?

Fuchs: Zum einen sind da die überbordenden und langsamen Vergabeverfahren. Gut, damit muss man leben. Wenn man sich aber ansieht, dass die meisten Vergaben exklusiv an die lokalen Stadtwerke erfolgen, muss man die Entscheidungsoffenheit bei der Vergabe in Frage stellen. Viele Kommunen vergeben die Umsetzung der gesamten städtischen Ladeinfrastruktur für acht oder mehr Jahre. Damit werden Monopole geschaffen, die zu einem langsamen und unwirtschaftlichen Ausbau führen. Die Leidtragenden sind die Kundinnen und Kunden und am Ende die Stadt selbst, die ihre Ausbau- und Klimaziele nicht erreicht.

EID: Was wäre aus Ihrer Sicht die bessere Lösung?

Fuchs: Wir plädieren für eine wiederkehrende, ausschreibungsfreie Vergabe von Standort-Kontingenten, auf die sich Firmen frei bewerben können, etwa für einzelne Stadtteile oder Quartiere. Bei der Vergabe von Standorten für Wind- und Solarkraftwerken ist das bereits Standard.

EID: Worin sehen sie da die Vorteile?

Fuchs: Eine kleinteiligere Vergabep Praxis würde sehr viel schneller zu sinnvollen privatwirtschaftlichen und marktgerechten Lösungen führen und damit auch die Stadtwerke entlasten. Die besitzen meist nicht die Kapazitäten, um eine effiziente Ladeinfrastruktur zu schaffen. Entsprechend weit unten steht das Thema auf ihrer Prioritätenliste. Außerdem würden kürzere Vergabezeiträume Raum für technische Innovationen in der Zukunft schaffen, statt bestehende Strukturen zu zementieren.

EID: Sie fordern eine Dreimonatsfrist für Netzanschlüsse. Wie sind bislang Ihre Erfahrungen?

Fuchs: Die Beantragung von Netzanschlüssen ist meist ein langwieriger Prozess, der sich schnell mal über ein Jahr oder länger hinzieht. Gelegentlich klappt es mit der Genehmigung aber auch innerhalb einiger Wochen. Dafür sind wir den jeweiligen Stadtwerken immer dankbar. Im Durchschnitt dauert es aber bundesweit acht Monate. Für ein Unternehmen wie unseres, das auf Agilität und schnelle Umsetzung angewiesen ist, bedeutet das eine extreme planerische und finanzielle Belastung.

EID: Sind diese Probleme bei den Kommunen nach Ihrer Einschätzung ausreichend bekannt?

Fuchs: Es gibt dort durchaus ein wachsendes Bewusstsein für die Bedeutung einer gut ausgebauten Ladeinfrastruktur und für die Notwendigkeit schneller Prozesse. Gleichzeitig stellen wir fest, dass dort oft nur wenig Wissen über Elektromobilität und Ladetechniken besteht – insbesondere in Bezug auf die Unterschiede zwischen Arten der Ladetechnologie wie Wechselstrom-, Gleichstrom- und Schnellladen. Da wird vieles durcheinander geworfen oder ist völlig unbekannt. An diesem Punkt sehen wir uns selbst gefordert, bessere Aufklärungsarbeit zu leisten.

EID: Wie wollen Sie vorgehen?

Fuchs: Wir schlagen die Einführung von regionalen Round Tables vor, an denen Kommunen, Stadtwerke und Ladenetzbetreiber teilnehmen. Hier könnten alle Beteiligten offen und in einem geschützten Rahmen über die Probleme sprechen und gemeinsam Lösungen erarbeiten. Diese Form des Dialogs könnte dazu beitragen, das vorherrschende Informationsdefizit zu beseitigen.

Außerdem könnten in solchen Runden klare und verbindliche Zeitpläne



Foto: Jolt

Rauno Fuchs ist Vice President Government Affairs bei JOLT Energy. In dieser Funktion ist er bundesweit für die Beziehungen zu Politik und Verwaltung verantwortlich und ein Experte für die Zusammenarbeit zwischen Wirtschaft, Politik und Verwaltung.

und Verantwortlichkeiten festgelegt werden, was die Bearbeitung von Anträgen für Netzanschlüsse und die Umsetzung von Schnelllade-Projekten angeht.

EID: Herr Fuchs, wir danken Ihnen für das Gespräch.

HINTERGRUND

JOLT Energy ist ein „Charge Point Operator“ (CPO) mit Hauptsitz in München. Das Unternehmen errichtet und betreibt ultraschnelle Ladestationen für Elektroautos. An diesen Säulen können Fahrzeugbesitzer in fünf Minuten eine Reichweite von 100 km aufladen. Installiert werden die Säulen in städtischen Räumen, vor allem an Tankstellen und auf Parkplätzen von Supermärkten, Baumärkten oder etwa bei Schnellrestaurants.

Dank eines Batteriepuffers genügt für die HPC-Ladesäulen (High Power Charging) ein Anschluss an das Niederspannungsnetz, wodurch aufwändige Baumaßnahmen entfallen. Das Geschäftsmodell von JOLT basiert im Wesentlichen auf dem Stromverkauf. Da sich das Ladenetz aber auch als intelligenter und flächendeckender Energiespeicher nutzen lässt, plant JOLT, zukünftig auch netzdienliche Systemdienstleistungen anzubieten.

KRITISCHE ROHSTOFFE

Energiewende als Haupttreiber bei Nachfrage kritischer Rohstoffe

Nach der IEA hat zuletzt auch die International Renewable Energy Agency (IRENA) eine Studie zur Rolle kritischer Rohstoffe für die weltweite Transformation der Energieversorgung vorgelegt. Darin wird die Energiewende als ein Haupttreiber der Nachfrage nach mehreren kritischen Rohstoffen gesehen. Die Transformation ist durch hohe Ressourcen-Intensität gekennzeichnet. Derzeit entfällt noch der Großteil der Nachfrage an kritischen Rohstoffen auf Anwendungen, die nicht mit der Energiewende verknüpft sind. Allerdings ist damit zu rechnen, dass der Bedarf an vielen dieser Materialien mit wachsender Nutzung erneuerbarer Energien zur Deckung der steigenden Strom- und Wasserstoff-Nachfrage künftig stark zunehmen wird. Es besteht deshalb die Sorge, dass im Zuge der Energie-Transformation die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen gegen eine Abhängigkeit von kritischen Mineralien eingetauscht wird.

Unterschiede in den Risiken zwischen fossilen Energien und kritischen Mineralien für die Energiewende

Allerdings werden die Risiken bei der Versorgung mit fossilen Energien und der Versorgung mit kritischen Rohstoffen für die Energiewende unterschiedlich bewertet. So könnten bereits errichtete erneuerbare Energieanlagen weiter betrieben werden, selbst wenn die Versorgung mit kritischen Rohstoffen unterbrochen würde. Daher besteht das mit Unterbrechungen bei der Versorgung kritischer Mineralien verbundene Risiko – anders als bei fossilen Energien – nicht in einer Beeinträchtigung des laufenden Betriebs bereits errichteter Anlagen. Allerdings könnte es zu einer Ausbremsung im Tempo bei der Umsetzung der Energiewende kommen.

Nach Auffassung von IRENA besteht kein Mangel an Reserven von kritischen Rohstoffen, die für die Energiewende benötigt werden. Die Reserven sind weit verteilt und eröffnen Möglichkeiten zur Diversifizierung des Abbaus und der Verarbeitung der Materialien. Allerdings entfällt derzeit ein Großteil der weltweiten Produktion der für die Energiewende benötigten Rohstoffe auf eine begrenzte Zahl von Entwicklungs- und Schwellenländern. Angesichts der als begrenzt angesehenen Möglichkeiten zur Steigerung von Abbau und Raffinierung dieser Materialien dürfte es kurz- bis mittelfristig zu Marktbeschränkungen kommen, die teils auf unzureichende Investitionen in vorgelegte Aktivitäten zurückzuführen sind.

Starke geographische Konzentration des Abbaus und der Verarbeitung kritischer Rohstoffe – Restriktionen im internationalen Handel

Die Bergbau- und Verarbeitungslandschaft kritischer Mineralien ist geografisch konzentriert, wobei eine ausgewählte Gruppe von Ländern eine dominierende Rolle spielt. Beim Abbau kritischer Mineralien nehmen Australien (Lithium), Chile (Kupfer und Lithium), China (Graphit, seltene Erden), die Demokratische Republik Kongo (Kobalt), Indonesien (Nickel) und Südafrika (Platin) eine führende Stellung ein. Der Konzentrationsgrad ist in der Verarbeitungsphase noch deutlich größer als im Bergbau – gekennzeichnet durch eine noch stärker ausgeprägte Marktstellung von China.

Die geographische Konzentration bei der Produktion von kritischen Mineralien unterlegt IRENA mit folgenden Zahlen: Von der globalen Bergbau-Aktivität entfallen bei Kobalt 70 Prozent auf die Demokratische Republik Kongo. Die zehn wichtigsten Förderstaaten für Kupfer sind Chile (23,6 Prozent), Peru (10 Prozent), Kongo (10 Prozent), China (8,6 Prozent), USA (5,9 Prozent), Russland (4,5 Prozent), Indonesien (4,1 Prozent), Australien (3,7 Prozent), Sambia (3,5 Prozent) und Mexiko (3,3 Prozent). China dominiert bei Dysprosium (48,7 Prozent), Graphit (64,6 Prozent) und Neodym (45,8 Prozent). Bei Iridium und Platin besteht eine Abhängigkeit von Südafrika in Höhe von 88,9 Prozent bzw. 73,6 Prozent. Größte Förderstaaten für Lithium sind Australien (46,9 Prozent), Chile (30,0 Prozent), China (14,6 Prozent) und Argentinien (4,7 Prozent). Die Anteile bei Mangan verteilen sich mit 35,8 Prozent auf Südafrika, mit 22,9 Prozent auf Gabun, mit 16,4 Prozent auf Australien und mit 4,9 Prozent auf China. Das Ranking bei Nickel wird von Indonesien angeführt (48,8 Prozent) – gefolgt von den Philippinen (10,1 Prozent) und Russland (6,7 Prozent).

Die Bergbauindustrie wird von wenigen staatseigenen oder staatskontrollierten sowie von multinationalen Unternehmen dominiert, die in mehreren Staaten tätig sind und über die Ressourcen und Fähigkeiten verfügen, die für die Entwicklung komplexer Gruben erforderlich sind. So kontrollieren nach den Analysen von IRENA die fünf größten Bergbauunternehmen 61 Prozent der Lit-



Foto: Adobe Stock

hiumproduktion und 56 Prozent der weltweiten Kobaltproduktion.

An der weltweiten Verarbeitungskapazität hält China 70 Prozent bei Kobalt, 42,3 Prozent bei Kupfer, 100 Prozent bei Dysprosium und Graphit, 58 Prozent bei Lithium, 93 Prozent bei Mangan, 88 Prozent bei Neodym sowie 23,9 Prozent bei Nickel. Des Weiteren gibt es eine Dominanz einzelner Staaten bei der Verarbeitung von Iridium, Platin und Nickel. Dies gilt für Südafrika bei Iridium (90,0 Prozent) und bei Platin (71,2 Prozent) sowie für Indonesien bei Nickel (39,8 Prozent).

Der globale Handel unterliegt bei einer Vielzahl kritischer Rohstoffe Export-Restriktionen. Die mit Export-Restriktionen belegten Anteile am Welthandel werden für Platin mit 92 Prozent, für Germanium mit 91 Prozent, für Kobalt mit 84 Prozent, für Palladium mit 82 Prozent, für Nickel mit 68 Prozent, für Phosphate mit 65 Prozent und für Seltene Erden mit 59 Prozent beziffert. Bei Lithium und Graphit werden dagegen mit 6 Prozent beziehungsweise 3 Prozent nur geringe Einschränkungen genannt.

SVR für Abschluss neuer Abkommen mit kritische Rohstoffe produzierenden Staaten

Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR) hat in dem am 14. Juli vorgelegten Policy Brief zum US Inflation Reduction Act (IRA) für eine Vertiefung der Kooperation im Rahmen der Minerals Security Partnership plädiert. Dieser Initiative gehören die USA, die Europäische Union sowie weitere entwickelte Volkswirtschaften an. Die EU sollte, so der SVR, dazu beitragen, die Versorgung mit kritischen Rohstoffen sicherzustellen und zu diversifizieren. Ferner sollten neue Abkommen mit Staaten geschlossen werden, die über kritische Rohstoffe verfügen oder diese verarbeiten. (hws) ●

INTERNATIONAL

Großbritannien: Streit um Kapitalreserven der Haushaltsversorger

Ofgem, der britische Regulator für die Energiewirtschaft, bereitet eine so genannte Mindest-Kapitalreserveausstattung für die Haushaltsversorger des Landes vor. Sie soll im März 2025 in Kraft treten. Die dann vorgeschriebene Mindest-Kapitalreserve beläuft sich auf 115 Pfund oder umgerechnet knapp 134 Euro je Haushaltskunde. Begründet wird diese Maßnahme mit den hohen Kosten, die finanzielle Zusammenbrüche von Haushaltsversorgern der Branche auferlegen und die in Zukunft durch diese spezielle Reserve besser abgesichert werden sollen. Die zurückliegenden Plei-

ten, die großenteils auf die Folgen des Ukrainekriegs für die Energieversorgung zurückgehen, haben die Branche je Haushaltskunde mit 94 Pfund oder umgerechnet knapp 110 Euro belastet.

Gegen die Einführung der Mindestreserve-Kapitalausstattung zieht nun ein mittelgroßer Versorger – Utilita mit rund 800.000 Haushaltskunden – zu Felde. Das Unternehmen argumentiert, dass die neue Regelung einschließlich ihrer Begleitvorschriften die Aufnahme von Kapital speziell für kleinere und mittlere Energieversorger fast unmöglich machen dürfte. Im Einzelnen wird darauf abgeho-

ben, was geschieht, wenn der einzelne Versorger nicht die Mindestreserve von 115 Pfund hält. In einem solchen Fall der Unterdeckung der Reserve muss der jeweilige Versorger dem Regulator einen Plan unterbreiten, was geschehen soll, um die volle Deckung zu gewährleisten. Ist der Regulator damit nicht zufrieden, dann kann er schlimmstenfalls sowohl das Anwerben neuer Kunden verbieten als auch die Dividendenzahlung des Unternehmens stoppen. Utilita sieht das als existenzgefährdend an, weil es die Aufnahme von neuem Kapital so schwierig mache. (odr) ●

 KURZ NOTIERT**Teststrecke für Oberleitungs-Lkw in Hessen ist erweitert**

Die Teststrecke für Oberleitungs-Lkw auf einem Abschnitt der Autobahn 5 in Südhessen ist erweitert worden. Nun können die Hybridfahrzeuge insgesamt zwölf Kilometer elektrisch fahren und Strom beziehen. 

Kohlenwasserstoff-Spezialitäten: HCS Group geht an ICIG

Die Akquisition umfasst das gesamte operative Geschäft der **HCS Group**, einschließlich der Marken Haltermann Carless, Electrical Oil Services (EOS) und ETS Racing Fuels. HCS ist damit Teil der ICIG, einer Industrieholding in Privatbesitz mit einem Gesamtumsatz von 3,6 Milliarden Euro. 

EEX führt neue weltweite CO₂-Preisindizes ein

Mit den neuen **EEX Global Carbon Indizes (GCI)** wird eine neue Index-Familie geschaffen und der **EEX GCI Core** und der **EEX GCI Extended** neu eingeführt, teilte die Leipziger Energiebörse mit. Sie sollen einen „umfassenden Überblick über die weltweiten Emissionshandelsmärkte“ geben. 

Stadtwerke Garbsen starten neue Vertriebsmarke

In Kürze wollen die **Stadtwerke Garbsen** mit „purpur-energy“ eine digitale Vertriebsmarke starten. Für die Erprobung der Geschäftsmodelle setzt man auf eine Cloud-Plattform des IT-Spezialisten **Lynqtech**. 

Hagel leitet Unternehmenskommunikation & Energiepolitik bei Trianel

Der 43jährige leitet seit September die Presse- und Öffentlichkeitsarbeit sowie die energiepolitischen Aktivitäten bei **Trianel**. Er war zuletzt Repräsentant der **RWE AG** in Berlin. 

Infrastrukturdienstleister EQOS Energie erhält Auftrag für Ultranet-Abschnitt

Wenige Tage nachdem **ÜNB TransnetBW** den Planfeststellungsbeschluss für das Gleichstromprojekt Ultranet erhalten hat, ist nun ein erster Auftrag für die Bauausführung an **EQOS Energie** vergeben worden. 

Neuer technischer Geschäftsführer bei Stadtwerken Schwerin

Hanno Nispel vertritt in der Position nun die Themen Technik, Fernwärme, Strom- und Gasnetze sowie Wasser. Er war zuvor Geschäftsführer der **Wasserversorgungs- und Abwasserentsorgungsgesellschaft Schwerin (WAG)**, dessen Mehrheitsgesellschafter die **Stadtwerke Schwerin** sind. 

Zolar-Studie zum Start der Kombi-Förderung PV, Speicher und Ladestation

Laut der Studie des PV-Unternehmens **Zolar**, nach der derzeit auf jedes privat genutzte E-Auto in Deutschland 2,07 private Solaranlagen kommen, planen derzeit rund 31,5 Prozent der Solaranlagenkäufer auch die Anschaffung eines E-Autos. 

AvD und Süwag kooperieren bei Elektromobilitäts-Angeboten

Konkret erhalten laut einer aktuellen Vereinbarung **AvD**-Mitglieder einmalig 100 Freiminuten bei Abschluss eines Basisvertrages für die Nutzung des E-Roller-Sharing-Angebots der **Süwag**. 

Mainova steigt mehrheitlich bei PV-Projektentwickler Solea ein

Man wolle das „Geschäftsfeld und Know-how im Wachstumsmarkt der Erneuerbaren Energien signifikant ausbauen“, begründet man bei der Frankfurter **Mainova** die Investi-

tion in das 30-Mitarbeiter-Unternehmen aus dem bayerischen Plattling. 

Bundesnetzagentur genehmigt weiteren Ultranet-Abschnitt

TransnetBW kann den 42 Kilometer langen Freileitungsabschnitt der Ultranet-Stromautobahn – zwischen Mannheim-Wallstadt und Philippsburg – bauen. Die **Bundesnetzagentur** genehmigte den so genannten „Abschnitt B1“, für den bereits bauvorbereitende Maßnahmen begonnen hatten. 

Sunfire erhält Förderung für Aufbau von Elektrolyse-Fertigung

In den Aufbau der Fertigung will **Sunfire** – mit Unterstützung durch Bundesmittel – in Dresden und am nordrheinisch-westfälischen Standort Solingen rund 400 Millionen Euro investieren. In Sachsen will Sunfire Elektrolyseure in zwei Formen herstellen – in Alkali- und Hochtemperatur-Technologie. In NRW ist eine Produktion für alkalische Elektrolyseure geplant. 

E.ON sichert sich mit grünen Anleihen Vorfinanzierung für 2024

Der Essener **E.ON**-Konzern hat zwei Anleihetranche mit einem Gesamtvolumen von 1,5 Milliarden emittiert. Mit den grünen Bonds sollen nachhaltige Projekte für die Energiewende finanziert werden. 

SWAV-Einstieg bei Warsteiner WVG-Vertrieb in trockenen Tüchern

Die **Stadtwerke Arnsberg Vertriebs- und Energiedienstleistungs GmbH**, kurz: **SWAV**, hat 80 Prozent der Anteile an den Vertriebsaktivitäten der **Warsteiner Verbundgesellschaft (WVG)** übernommen. Die Stadt Warstein behält laut der frisch unterzeichneten Verträge 20 Prozent der Anteile. 

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

Personen



Foto: VTG

Alberto Nobis

Alberto Nobis wird neuer CEO bei VTG

Beim Transportlogistiker VTG mit Hauptsitz in Hamburg, der auch im Energiesektor stark aktiv ist, startet zum 1. Oktober 2023 **Alberto Nobis** als neuer CEO. Nobis bringe „jahrzehntelange Führungserfahrung gepaart mit einer beeindruckenden Erfolgsbilanz in der Logistikbranche mit“, begründet man bei VTG die Berufung. Der designierte CEO kommt von DHL, wo er den Unternehmensbereich DHL Express betreute – zunächst im Finanzbereich, später in der globalen CFO-Position. Schließlich wechselte er in Geschäftsführerpositionen auf lokaler, regionaler und dann globaler Ebene. Zuletzt war Nobis bis Sommer 2023 CEO bei DHL Express Europa. Nobis wird bei VTG mit den Geschäftsführungskollegen **Mark Stevenson** und **Sven Wellbrock** zusammenarbeiten.

Neue Finanz-Chefin für Iqony

Bei der ‚grünen‘ Steag-Tochter Iqony gibt es einen Wechsel in der Geschäftsführung. **Susanne Pietsch** ist zur neuen Fi-



Foto: Iqony

Susanne Pietsch

nanzgeschäftsführerin (CFO) bestellt worden. Die derzeitige Leiterin des Finanzbereichs bei Iqony übernimmt die Aufgaben von **Ralf Schmitz**, der als Chief Transformation Officer (CTO) noch in der Geschäftsführung verbleibt, bis der laufende Steag-Verkauf abgeschlossen ist. Ende August war bekannt geworden, dass das Essener Unternehmen für 2,6 Milliarden Euro an die spanische Asterion Industrial Partners geht. Nach dem Closing wird Schmitz die Steag wie vorgesehen verlassen.

Pietsch ist die erste Frau, die in die Geschäftsführung des Energiekonzerns berufen wurde. Sie war im März wieder zu Iqony bzw. Steag zurückgekehrt, nachdem sie von März 2022 bis März 2023 Geschäftsführerin bei AOK Systems war. Zuvor war sie ab 2011 in verschiedenen Leitungsfunktionen im Finanzbereich der Steag tätig.

Im Frühjahr dieses Jahres kehrte sie zu Iqony zurück, um übergangsweise die Leitung des Finanzbereichs zu übernehmen und Ralf Schmitz als CFO abzulösen. Dieser hatte seit Juli 2021 interimistisch zunächst bei der Steag und seit Anfang 2023 dann bei Iqony den Transformations- und Verkaufsprozess vorbereitet und umgesetzt. (eid) ●

UNTERNEHMEN

SW Münster verkaufen Glasfaser-Geschäft

Die Stadtwerke Münster haben ihre fünfzigprozentige Beteiligung an dem niederländischen Glasfaserunternehmen NDIX verkauft. Der Verkauf diene „der strategischen Neuausrichtung unseres Beteiligungsportfolios“, so Stadtwerke-Chef Sebastian Jurczyk. „Beim Glasfaserausbau konzentrieren wir uns künftig auf das Stadtgebiet von Münster, mit dem Fokus

auf den Privatkundenbereich – dafür haben wir im Mai unsere eigene Glasfaser-Beteiligungsgesellschaft mit dem Investor Palladio gegründet“, so Jurczyk. Auch die übrigen, niederländischen NDIX-Gesellschafter haben ihre Anteile abgegeben. Neue alleinige Eigentümerin wird die niederländische Relined, die zum Netzbetreiber TenneT gehört. (dhe) ●

Termine

► 26. – 27. September 2023

Future Mobility Summit – FMS.23

Berlin und digital

Der Kongress der Mobilitätsentscheider bietet eine Dialogplattform zur Zukunft von Mobilität und Nachhaltigkeit. Es markiert gleichzeitig den Startschuss für eine langfristig angelegte Themenplattform und regelmäßige Formate wie Talks, Podcasts und Studienveröffentlichungen.

Anmeldung: <https://veranstaltungen.tagesspiegel.de>

► 21. – 23. November 2023

Wärmeversorgung der Zukunft

Dortmund

Unter dem Titel „HEATEXPO, Fachmesse für die Wärmeversorgung der Zukunft“ startet die Messe Dortmund eine neue Fachmesse, die alle Themenfelder des gesamten Wärmesektors abbilden soll. Im Fokus stehen nachhaltige Energieversorgung, Infrastruktur und Transportnetze, Wärme- und Kälteleistungen sowie Services, die Digitalisierung der Wärme, Entwicklung und Investition. Angesprochen sind unter anderem Stadtwerke, Kommunen, Anlagenbetreiber, Architekten und Planer sowie Immobilienunternehmen und Investoren.

Anmeldung: www.heat-expo.de

► 7. Dezember 2023

EWI-Energietagung

Köln

Die EWI-Energietagung feiert 2023 ihr 75-jähriges Bestehen und wird wie die erste „Energiewirtschaftliche Arbeitstagung“ unter dem Titel „Wirtschaftliche und rechtliche Grundfragen der Energiewirtschaft“ stattfinden. Als Redner erwartet werden unter anderem NRW-Ministerpräsident Hendrik Wüst, Covestro-CTO Thorsten Dreier, rhenag-Vorständin Catharina Friedrich sowie Reint E. Gropp vom Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle.

Anmeldung: www.ewi.uni-koeln.de/de/ewi-energietagung

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 Abonentenservice:

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

Unternehmenslizenzen

Digital/Print:
lizenzen@dvvmedia.com

Bezugsbedingungen und -gebühren:

Erscheinungsweise wöchentlich.

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

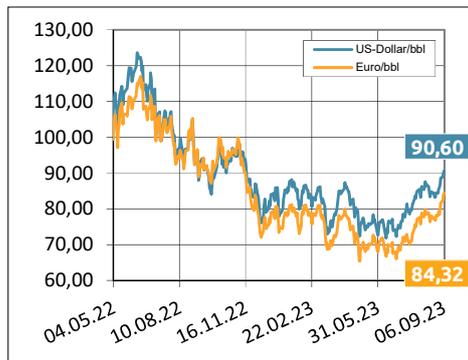
Bezugsgebühren: Abonnement Gesamtausgabe jährlich EUR 1.179,- zzgl. MwSt. als digitales E-Paper, mit Zugang zur Website www.eid-aktuell.de, zum Energie-Gesamtarchiv sowie den täglichen EID-Daily News per E-Mail. Bei zusätzlichem Printbezug: Inland jährlich EUR 1.419,- inkl. Porto zzgl. MwSt.; Ausland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

Gültig ist die Vertriebspreisliste vom 01.01.2023.

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

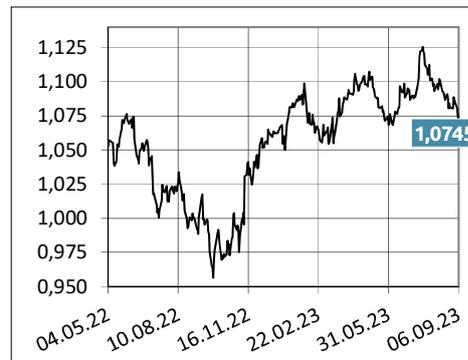
Charts

Rohöl Brent Frontmonat



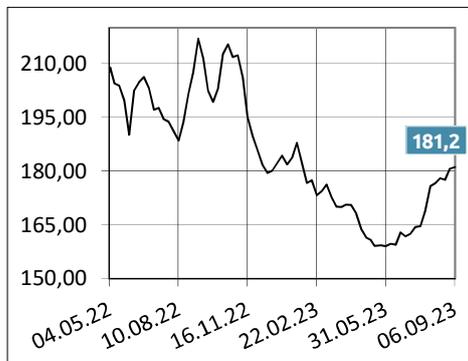
Euro-Fixing

US-Dollar/Euro



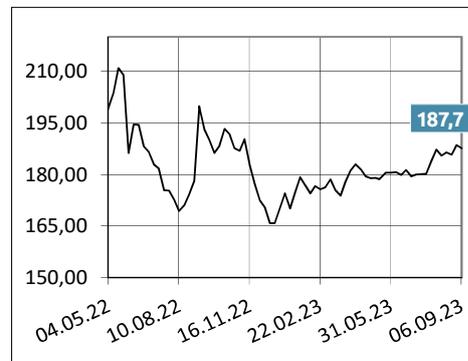
Diesel

Cent/l



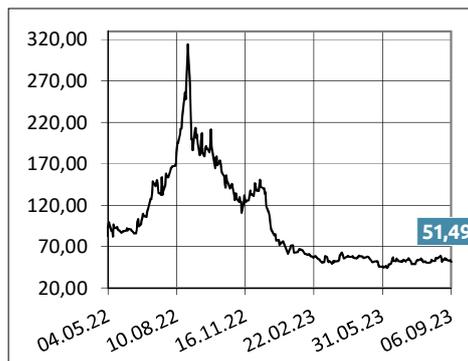
Eurosuper E10

Cent/l



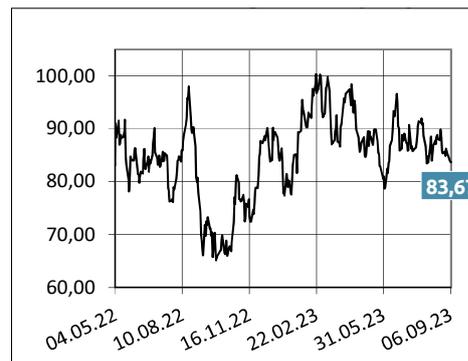
Gas Frontjahr

Euro/MWh



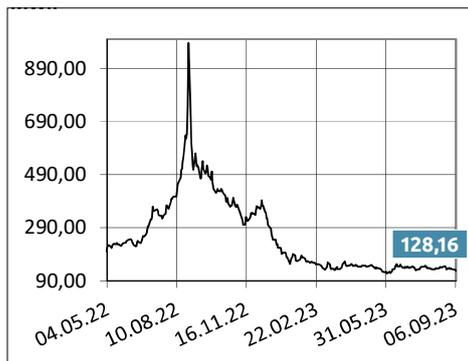
EU-Emissionsberechtigungen

Euro/EUA



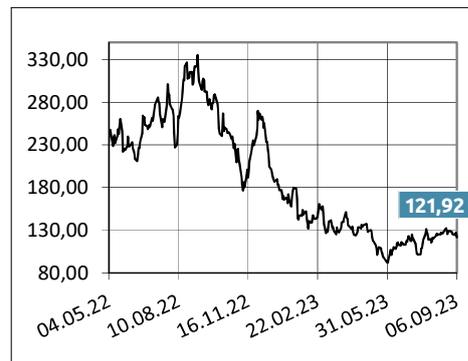
Strom Frontjahr base

Euro/MWh



Kohle-Terminmarktnotierungen

US-Dollar/Tonne



EID Nutzerlizenzen:
Teilen Sie Ihr Wissen!
Jederzeit und an jedem Ort

Zusätzliche Leser
zu Ihrem bestehen-
den Abo – sichern
Sie sich attraktive
Rabatte!

Digitale Fachmedien:

Wissensvorsprung per E-Paper für alle Mitarbeiter.

www.eid-aktuell.de/digitale-lizenzen

EiD Energie
Informationsdienst