



TOP



Die EnWG-Novelle sei das lang ersehnte Aufbruchssignal, sagte Thomas Gößmann beim Thyssengas Dialog in Dortmund. (Foto: FNB Gas)

THYSSENGAS DIALOG

Aufbruchstimmung beim Wasserstoff-Kernnetz

Dortmund (energate) - Mit den Gesetzesplänen für ein Wasserstoff-Kernnetz nehmen auch die Debatten um die richtige Dimensionierung der neuen Infrastruktur Fahrt auf. "Das Wasserstoff-Kernnetz darf nicht zu klein sein, sondern muss von Beginn an vorausschauend und skalierbar geplant werden", erklärte etwa Thomas Gößmann, Vorsitzender der Thyssengas-Geschäftsführung, beim zweiten Thyssengas Dialog in Dortmund. Von Andreas Rimkus, Wasserstoffbeauftragter der SPD-Bundestagsfraktion, erntete er dafür Zustimmung. Das Kernnetz müsse schnell und so groß wie möglich realisiert werden, damit alle Regionen in Deutschland die Chance haben, angeschlossen zu werden. Auch Verteilnetzbetreiber müssten eine Perspektive auf einen Anschluss bekommen. "Ich erwarte 10.000 Kilometer. Unter 8.000 würde ich anfangen, böse zu werden", sagte Rimkus.

"Lang ersehntes Aufbruchssignal"

Gößmann begrüßte, dass das Bundeskabinett mit dem Entwurf der EnWG-Novelle die regulatorischen, kartellrechtlichen und netzplanerischen Grundlagen zum Aufbau des Wasserstoffnetzes vorgelegt hat. Die Idee einer staatlichen Netzgesellschaft für Wasserstoff, die zwischenzeitlich in Regierungskreisen kursierte, ist damit vom Tisch. Stattdessen bekommen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den gesetzlichen Auftrag, ein Kernnetz zu bauen und eine integrierte Netzplanung für Wasserstoff auf den Weg zu bringen. "Wir arbeiten mit Hochdruck daran, dass das Kernnetz

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

Aufbruchstimmung beim Wasserstoff-Kernnetz 1

🏠 POLITIK

Habeck bleibt bei seiner Heizungslinie 2

Gewerkschaften fordern Industriestrompreis von 5 Cent 4

Stahl- und Wasserstoffwirtschaft kritisieren Industriepakt der EU 4

VKU sieht Aufbruchstimmung nach Spitzengespräch im Kanzleramt 5

Von Entspannungssignalen und wahrer Opposition - eine Glosse 5

🏢 UNTERNEHMEN

Leipziger Stadtwerke verkaufen weniger und verdienen mehr 6

VKU-Landesgruppe NRW: Liedtke folgt auf Pehlke 6

⚡ STROM

Steag will Kohleverstromung in Deutschland 2026 beenden 6

Polnischer Offshore-Markt fest in nationaler Hand 7

Hansewerk kündigt Milliardeninvestitionen an 7

EnBW: Neuer Solarpark mit Bürgerbeteiligung 8

"Lokal differenzierte, variable Netzentgelte verhindern Netzenspässe" 8

🔥 GAS & WÄRME

BNetzA: Speicherbewirtschaftung war trotz hoher Preise richtig 9

LNG-Terminal in Stade: Belgien raus, Spanien rein 9

"Solarthermie-Hybridkombinationen nicht benachteiligen" 10

🌟 NEUE MÄRKTE & TECHNOLOGIEN

Backbone One: Strom zum Zahlungsmittel machen 11

"Wir werden noch in diesem Jahr unsere ersten Standorte eröffnen" 11

🇦🇹 ÖSTERREICH

EVN: "Billiganbieter kommen und gehen" 12

Nationalrat beschließt Strompreiskompensation für Unternehmen 13

Energiepreise im April weiter inflationstreibend 13

Verordnung regelt kWh-Verrechnung an heimischen Ladesäulen 14

Ukraine könnte ab 2025 als Gastransitland ganz ausfallen 14

durch die Bundesnetzagentur nach Inkrafttreten des Gesetzes bestätigt werden kann", bekräftigte Gößmann, der auch den Vorstandsvorsitz des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber FNB Gas bekleidet. Mit der Novelle gebe der Bund "das lang ersehnte Aufbruchssignal". Das Kernnetz sei aber nur der erste Schritt für den geplanten Wasserstoffhochlauf, mahnte er. Daneben müssten noch offene Fragen geklärt werden, wie zum Beispiel eine kapitalmarktfähige Finanzierung, die es den FNBs erlaubt, Fremdkapital für die Vorfinanzierung des Netzes einzuwerben.

Roadmap mit sechs Ausbau-Clustern

Dass Thyssengas beim Wasserstoffnetz schon einen Schritt weiterdenkt, machte Arne Dammer, Leiter Strategie und Innovation des Netzbetreibers, deutlich. In den vergangenen Wochen und Monaten habe das Unternehmen in seinem Netzgebiet entlang der H2-Wertschöpfungskette zahlreiche Gespräche mit Erzeugern und Verbrauchern geführt, um eine bedarfsgerechte Netzplanung zu entwickeln. Eine Roadmap mit sechs regionalen Clustern habe sich dabei herausgebildet. "Das Marktpotenzial für Wasserstoff ist vorhanden. Es übertrifft sogar zum Teil unsere Erwartungen deutlich", so Dammer.

Dass die Aufspaltung und Umwidmung der Gasnetze auf Wasserstoff nicht immer ganz einfach ist, schilderte Marc Fiebrandt, Referent Marktentwicklung grüne Gase bei Thyssengas. So gebe es auf der einen Seite künftige Wasserstoffabnehmer, die einen harten Bruch planen und den Betrieb für den Umbau von Gas auf H2 komplett schließen. Andere dagegen wollen lieber schrittweise vorgehen und müssen daher parallel mit Erdgas und Wasserstoff beliefert werden. Eine andere Firma, die für ihre Prozesse auch weiterhin kohlenstoffbasierte Brennstoffe benötigt, könnte vielleicht besser mit einer Umstellung auf Biomethan fahren, führte Fiebrandt aus. Die Versorgung mit mehreren Commodities gleichzeitig müsse so flexibel gestaltet werden, dass die Abnehmer auch auf Preissignale reagieren können.

"Wir wollen gerne ins Gespräch kommen und offen reden", appellierte Fiebrandt an potenzielle Wasserstoffnutzer, auf den Netzbetreiber zuzugehen, auch wenn noch keine konkreten Bedarfe feststehen. Gemeinsam ließen sich Lösungen entwickeln. Wo Bedarfe gebündelt werden können, komme es auch wieder zu Skaleneffekten, die es für alle billiger machen, ergänzte Gößmann.

Warten auf die Fördermittel

Als fortwährendes Hindernis für einen schnellen Wasserstoffhochlauf verwies Katja Brusinski, Project Director Hydrogen der RWE

Generation, auf die Verzögerungen bei der europäischen IPCEI-Förderung. Viele Unternehmen warten hier schon seit Jahren und Monaten auf die behilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission und gehen mit einem vorzeitigen Maßnahmenbeginn ins eigene Risiko. RWE habe für den Standort Lingen die ersten Elektrolyseure bestellt, die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz werde im Sommer erwartet. "Es fehlt eigentlich nur noch die Förderung und so langsam stoßen wir an unsere Grenzen, was die Vorleistung angeht", sagte Brusinski.

SPD-Politiker Rimkus zeigte sich zuversichtlich, dass diese Probleme noch in diesem Jahr gelöst werden können. Noch im Juni werde die delegierte Rechtsakte zur Definition von grünem Wasserstoff verabschiedet. Die nationale Umsetzung im Bundesimmissionsschutzrecht erfolge dann nach der Sommerpause, im September oder Oktober. National sei dann alles geregelt und Bundeskanzler Olaf Scholz setze zugleich alles dran, mit Frankreich eine Einigung in Fragen des Beihilferechts zu finden, sodass die IPCEIs laufen können und die Kommission dann auch sehr schnell entscheiden kann. "Für mich ist klar, wir werden 2023 das Jahr des Wasserstoffs haben und ab nächstem Jahr können dann alle investieren", zeigte sich Rimkus zuversichtlich. /tc
Von Thorsten Czechanowsky

POLITIK

FDP-FRAGENKATALOG

Habek bleibt bei seiner Heizungslinie

Berlin (energate) - In seinen Antworten für die FDP verteidigt das Bundeswirtschaftsministerium im Wesentlichen die Pläne für das Heizungsgesetz. Die FDP hatte dem Ministerium 77 Fragen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) übersandt, welches die Partei in der aktuellen Form kritisch sieht. Dabei geht es etwa um zusätzlichen Strom- oder Netzausbaubedarf für Wärmepumpen, die Kostenbelastung für Hausbesitzer oder den Einsatz von Wasserstoff.



100% ERNEUERBARE FÜR ALLE.

GP JOULE ist in allen Teilen der Energie-Wertschöpfungskette aktiv: von der Erzeugung bis zur Nutzung. Wir beraten, finanzieren, projektieren, bauen und sorgen für den passenden Service. Wir produzieren und vermarkten Wind- und Solarstrom, grünen Wasserstoff und Wärme.

GP-JOULE.DE

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

Die der Redaktion vorliegenden Antworten aus dem Hause Habeck umfassen 45 Seiten. Das Wirtschaftsministerium stellt darin klar, dass es den Ansatz der FDP ablehnt, die Wärmewende allein über einen schnelleren Marktstart des Emissionshandels im Gebäudesektor voranzubringen. Aktuell sind die Preise im Brennstoffemissionshandel noch gedeckelt. Das Wirtschaftsministerium warnt bei einer Freigabe vor einer "sprunghaften Preisentwicklung" und verweist auf Analysen, die von Preisen von 200 bis 300 Euro die Tonne ausgehen. "Dies würde zu Preissteigerungen von Kraft- und Brennstoffen führen, die auf einem ähnlichen Niveau wie in der Energiekrise 2022 lägen", warnte das Ministerium. Es bestehe die Gefahr von sozialen Verwerfungen.

Ministerium sieht Technologieoffenheit

Für die Wärmewende sei daher ein Mix an Instrumenten notwendig, sowie dies mit den Vorgaben für neu eingebaute Heizungen im GEG vorgesehen sei. Damit werde sichergestellt, dass die Entscheidung für eine neue Heizung kompatibel mit den Zielen der Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 sei, schreibt das Ministerium. Zugleich verhindere das Gesetzesvorhaben "stranded investments" im Wärmemarkt. Der Entwurf zum GEG ist dabei aus Sicht des Wirtschaftsministeriums auch angemessen technologieoffen ausgestaltet. Beschränkungen geben es lediglich für Biomasse in Neubauten, heißt es in den Antworten. Teile der Energiebranche bewerten indes die Möglichkeiten für Wasserstoff im Gesetz als zu restriktiv.

In seinen Antworten verweist das Bundeswirtschaftsministerium vielfach auf bekannte Zahlen und Daten, etwa aus beauftragten Energieszenarien oder Netzentwicklungsplänen. Demnach kalkuliert das Haus von Minister Habeck mit maximal 18 Millionen Wärmepumpen im Jahr 2045, was einer Leistung von 81.000 MW entspreche.

Wärmepumpen: Netzausbau laut Ministerium nicht zu beziffern

Einen zusätzlichen Netzausbau nur für Wärmepumpen räumt das Ministerium nicht direkt ein. "Insbesondere sind neben dem Wärmepumpenhochlauf auch der Ausbau von Ladeinfrastruktur und

von PV-Anlagen für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs gleichermaßen relevant", heißt es in den Antworten. Den Ausbaubedarf nur für die neue Heizungsarchitektur zu beziffern, sei daher nicht möglich. Das Ministerium räumt aber ein, dass etwa in Mehrfamilienhäusern beim Anschluss einer Großwärmepumpe eine Verstärkung des Stromnetzanschlusses notwendig sein wird.

Interessant sind zwei Positionierungen des Ministeriums zu EU-Regulierungsplänen. Dabei geht es um Pläne der EU-Kommission, mit einer geänderten Ökodesignverordnung den Einbau von Heizkesseln zu verbieten. Zwar sei die Position der Bundesregierung hier noch nicht abgeschlossen, aber "ein generelles Inverkehrbringungsverbot für konventionelle Heizkessel sieht das BMWK kritisch", heißt es in den Antworten. Zugleich geht aus den Ausführungen des Ministeriums aber hervor, dass künftige Effizienzanforderungen nur von Hybridkesseln erfüllt werden können.

Wasserstoffnetze: Ministerium für Unbundling-Ausnahmen

Eine klare Haltung hat das Ministerium bei den Plänen der EU-Kommission, künftig auch Wasserstoffverteilnetzbetreiber zum Entflechten zu verpflichten und damit vom Grundsatz der jetzigen Gasnetzregulierung abzuweichen. Das EU-Parlament hatte sich dafür ausgesprochen, auch beim Wasserstoff Ausnahmen für Verteilnetze beim Unbundling zu behalten. Deutschland habe sich in den Ratsberatungen für die EP-Lösung eingesetzt und "tut dies aktuell wieder im Rahmen der Trilogie, die im Juni beginnen", heißt es in den Antworten.

Weiterhin unklar ist der Zeitplan für die Verabschiedung des Gebäudeenergiegesetzes. Die FDP hatte eine erste Beratung im Bundestag zuletzt verhindert - aufgrund offener Fragen. Bundeswirtschaftsminister Habeck und sein neuer Energiestaatssekretär Philipp Nimmermann haben diese Woche viele Gespräche mit Vertretern der Koalitionsfraktionen, aber auch mit Verbänden der Energie- und Handwerksbranche zum Gesetz geführt - noch mit unklarem Ergebnis. Ein Beschluss des Gesetzes in Bundestag und Bundesrat noch vor der Sommerpause ist aktuell eher unwahrscheinlich. /kw

Von Karsten Wiedemann

IMPRESSUM

Herausgeber & Verlag:

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

Handelsregister: Amtsgericht Essen HRB 24811
Sitz der Gesellschaft: Essen

Geschäftsführung: Marc Hüther, Christoph Krug
Chefredakteur: Christian Seelos

Die gesamte Redaktion finden Sie unter
www.energate.de/redaktion

Kundenservice:

Telefon: +49 201 1022-500
kundenservice@energate.de

Redaktionsanschrift:

Norbertstraße 3-5, D-45131 Essen
Telefon: +49 201 1022-500
redaktion@energate.de

Redaktionsanschrift Berlin:

Jagowstraße 17, D-10555 Berlin
Telefon: +49 30 880013-100

Redaktionsanschrift Schweiz:

Ringstrasse 28, CH-4600 Olten
Telefon: +41 62211-6307
redaktion@energate.ch

Anzeigenverwaltung:

Sebastian Engels
Telefon: +49 201 1022-516

Abonnement: Der energate messenger+ erscheint werktäglich im HTML- und PDF-Format und wird per E-Mail versendet. Das Abonnement kostet zurzeit 189,- € (zzgl. MwSt.) monatlich und beinhaltet ein Add-on nach Wahl. Weitere Add-ons sind hinzubuchbar. Abonnenten haben zusätzlich Zugriff auf das Nachrichtenportal www.energate-messenger.de und die energate-App. Preise für Team- und Unternehmenslizenzen auf Anfrage.

Haftungsausschluss & Copyright: Sämtliche Informationen des energate messenger+ wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des energate messenger+ sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

SUBVENTION

Gewerkschaften fordern Industriestrompreis von 5 Cent

Berlin (energate) - Die Industriegewerkschaften begrüßen die Pläne von Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) für einen subventionierten Strompreis für energieintensive Unternehmen. Allerdings fordern sie eine noch stärkere Absenkung sowie eine längere Laufzeit. Das geht aus einer Stellungnahme der im Bündnis Zukunft der Industrie vertretenen Gewerkschaften zu den Plänen des Wirtschaftsministers hervor, die energate vorliegt. Zu dem Bündnis haben sich Arbeitgeber- und Arbeitnehmerorganisationen sowie das Bundeswirtschaftsministerium zusammengeschlossen.

Strompreis "deutlich zu hoch"

Die Gewerkschaften, darunter die IG Metall, die IG BCE und die Eisenbahngewerkschaft EVG, stellen in dem Papier fest, dass das derzeit hohe Strompreisniveau in Deutschland Investitionen, etwa in Zukunftstechnologien, unrentabel macht. Ohne staatliche Eingriffe werde der inländische Strompreis dauerhaft "deutlich zu hoch sein", heißt es in dem Papier. Der Bundeswirtschaftsminister sieht dies ähnlich und will Unternehmen kurzfristig mit einem Brückenstrompreis von 6 Cent/kWh für 80 Prozent des Verbrauches unterstützen. Langfristig sollen energieintensive Betriebe sich eine günstige Stromversorgung direkt aus Erneuerbarenanlagen sichern, wie aus dem Anfang Mai vorgeschlagenen Konzept hervorgeht.

Die Gewerkschaften begrüßen den Ansatz, fordern aber eine Absenkung der Stromtarife auf 5 Cent/kWh. Auch soll die Vergünstigung nach ihrem Willen für den gesamten Verbrauch gelten. Dies würde die Kosten weiter erhöhen. Minister Habeck kalkuliert aktuell mit einem mittleren einstelligen Milliardenbetrag pro Jahr, die der Bund zur Finanzierung der Maßnahme aufbringen müsste. Anders als der Wirtschaftsminister wollen Gewerkschaften den Brückenstrompreis nicht auf 2030 begrenzen, sondern Ende der Zwanziger bewerten und eventuell bis 2034 zu verlängern.

Standortgarantien

Den vorgesehenen Empfängerkreis wollen die Gewerkschaften gerne ausweiten - und zwar auch auf Unternehmen, die aktuell noch nicht als stromintensiv gelten, aber durch Elektrifizierung von Produktionsprozessen dazu werden. Die Beihilfen müssen aus Sicht der Arbeitnehmervertreter außerdem an Tarifbindungen, Standort- und Beschäftigungsgarantien gebunden sein. Dies sei eine zentrale Voraussetzung und trage wesentlich zur gesellschaftlichen Legitimation der Maßnahme bei, begründen die Arbeitnehmervertreter. Ein Weiterverkauf der Subventionen muss aus ihrer Sicht ausgeschlossen werden.

Bei der Finanzierung der milliardenschweren Beihilfen setzen die Gewerkschaften wie auch Bundeswirtschaftsminister Habeck auf den Wirtschaftsstabilisierungsfonds, über den aktuell die Energiepreisbremsen bezahlt werden. Bundesfinanzminister Christian Lindner (FDP) lehnt dies, wie den gesamten Industriestrompreis, aber ab. Er verweist darauf, dass im Haushalt kein Geld dafür vorhanden ist. Eine Einigung beim Industriestrom innerhalb der Koalition ist daher aktuell nicht absehbar. **/kw**
Von Karsten Wiedemann

DEKARBONISIERUNG

Stahl- und Wasserstoffwirtschaft kritisieren Industriepakt der EU

Brüssel (energate) - Die europäische Stahlindustrie und die europäische Wasserstoffindustrie sind unzufrieden mit dem "Net Zero Industry Act" (NZIA). Das wurde deutlich auf einer Konferenz des europäischen Verbands der Stahlindustrie, Eurofer. Das Netto-Null-Industrie-Gesetz hatte die EU-Kommission im März als Antwort auf den US-Inflation Reduction Act (IRA) vorgelegt. "Dieser Cocktail kann nicht funktionieren, um unsere globale Wettbewerbsfähigkeit zu garantieren", sagte Geert Van Poelvoorde, Eurofer-Vizepräsident und CEO von Arcelor Mittal Europe. Das gesamte regulatorische Rahmenwerk stimme nicht.



**Uniting Our Energy:
Business & Brand**

WINGAS & astora
werden Teil der
Marke SEFE.



Van Poelvoorde erwähnte das Auslaufen der freien Zuteilung der CO₂-Zertifikate 2034 und bezweifelte unter anderem das Funktionieren des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) sowie die für die Dekarbonisierung der Stahlindustrie verfügbaren Mengen an grünem H₂. Das Hauptproblem sei der Zeitrahmen für die Dekarbonisierung, für die die Stahlindustrie jetzt Investitionen im Umfang von 30 Mrd. Euro tätigen müsse. Gleichzeitig werde die Industrie von den immer höheren CO₂-Kosten "stranguliert", ohne staatliche Beihilfen zu bekommen, weil die EU-Wettbewerbsbehörde diese nicht erlaube. "Unsere CO₂-Kosten sind höher als unser Investitionsbedarf in saubere Technologien", sagte Van Poelvoorde.

Sind acht Netto-Null-Technologien zu wenig?

Jorgo Chatzimarkakis, CEO von Hydrogen Europe, beschuldigte die EU-Kommission, grünen Wasserstoff in der EU teuer zu halten, damit er in der EU produziert und nicht importiert werde. Er erwähnte die H₂-Anlage "Neom" in Saudi-Arabien, die 2026 in Betrieb gehen und dann täglich 600 Tonnen grünen H₂ produzieren soll. Der könne billig in Form von Ammoniak per Schiff in die EU transportiert werden. Allerdings gehe das nicht, da Ammoniak nicht in der Erneuerbarenrichtlinie gelistet sei. Sollte der H₂ in Europa hergestellt werden, müssten die Grünstromkriterien geändert werden. Auch kritisierte Chatzimarkakis am NZIA, dass nur acht saubere strategische Technologien gelistet seien, für die der Aufbau von Produktionskapazitäten erleichtert werden soll.

Bei den acht Technologien handele es sich um Schlüsseltechnologien, die noch in dieser Dekade im großen Maßstab in der EU entwickelt werden müssten, sagte Ruud Kempener, Mitglied im Kabinett von EU-Energiekommissarin Kadri Simson, auf Nachfrage von energate. Der für das NZIA-Dossier zuständige Berichterstatter im EU-Parlament, Christian Ehler (CDU), fordert hingegen, alle sauberen Technologien unter den NZIA hat fallen lassen - sofern sie die EU-Taxonomiekriterien erfüllen. Die Festlegung der acht Technologien sei ein "Trade-off" zwischen Fokussierung und Geschwindigkeit gewesen, sagte Kerstin Jorna, Direktorin der Industrieabteilung der EU-Kommission (DG GROW). Die strategischen Technologien sind Photovoltaik, Windkraft, Speicher, Wärmepumpen und Geothermie, Elektrolyseure und Brennstoffzellen, Biogase, CCS und Netztechnologien. /rl

Von Rainer Lütkehus

ALLIANZ FÜR TRANSFORMATION

VKU sieht Aufbruchstimmung nach Spitzengespräch im Kanzleramt

Berlin (energate) - Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) zieht ein positives Fazit aus dem Spitzengespräch der "Allianz für Transformation" im Bundeskanzleramt. Es herrsche die notwendige Aufbruchstimmung, die für die Energiewende benötigt werde, sagte VKU-Vizepräsident Patrick Hasenkamp im Anschluss. "In den vergangenen Monaten hat die Politik wichtige Weichen gestellt, zum Beispiel mit der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren bei Windkraftanlagen", sagte Hasenkamp. Damit

könne der Ausbau an Fahrt aufnehmen. An anderen Stellschrauben lasse sich indes noch drehen, etwa wenn es um Finanzierungshilfen, Investitionsattraktivität und Planungssicherheit gehe.

Im Mittelpunkt des dritten Treffens der Allianz für Transformation stand die Frage, wie sich der Erneuerbarenausbau und der Umbau der Wirtschaft hin zur Klimaneutralität beschleunigen lässt. Eingeladen hatte Bundeskanzler Olaf Scholz (SPD), teilgenommen haben unter anderem Wirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne), Umweltministerin Steffi Lemke (Grüne) und Arbeitsminister Hubertus Heil (SPD). Darüber hinaus waren Vertreterinnen und Vertreter aus Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und Zivilgesellschaft eingeladen.

Monitoring des Erneuerbarenausbaus erforderlich

Laut Bundesregierung bestand Einigkeit, dass weitere Schritte unternommen werden müssten, um Deutschlands Wandel hin zur Klimaneutralität zu beschleunigen. Dazu gehöre ein Monitoring des Erneuerbarenausbaus, bessere Planungssicherheit für Unternehmen sowie die Gewinnung zusätzlicher Fach- und Nachwuchskräfte. Zugleich müsse sichergestellt werden, dass Energie bezahlbar und sicher bleibe. Verabredet wurde auch, ein deutsches "Innovationssystem" zu schaffen. Als ein solches wird ein Netzwerk von Institutionen bezeichnet, das Innovationen anstoßen und fördern soll. Die "Allianz für Transformation" ist ein im Koalitionsvertrag beschlossenes Dialogformat. Das nächste Treffen ist für den Oktober geplant. /ck

Von Carsten Kloth

BERLINER WOCHE (KW 22)

Von Entspannungssignalen und wahrer Opposition - eine Glosse

Berlin (energate) - Friede, Freude, Eierkuchen ist das noch nicht, keine Frage. Aber im Heizungsstreit gibt es erste Entspannungssignale. Wirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) zeigt sich kompromissbereit und schlägt Änderungen am Gebäudeenergiegesetz vor. Auch die 77 Fragen, die die FDP an das Wirtschaftsministerium geschickt hat, hat er beantwortet. Kann sein, dass dies einigen FDP-Politikern nicht reicht - unabhängig davon, wie viele Fragen bereits im Vorfeld beantwortet waren. Grand Signore Wolfgang Kubicki und Rebel without a cause Frank Schäffler beharren auf 101 Fragen. Aber irgendein Fachpolitiker aus der eigenen Partei erklärt es ihnen vielleicht.

Die Bild-Zeitung sieht die FDP indes schon einknicken - wenn auch zunächst beim "zweiten Heiz-Hammer". Hier geht es um das Gesetz für kommunale Wärmeplanung, das eng mit dem Gebäudeenergiegesetz zusammenhängt. Sinnvoll erscheint es allemal, die beiden Gesetze zu verknüpfen und parallel auf den Weg zu bringen: Wenn die Verbraucherinnen und Verbraucher wissen, ob bei Ihnen beispielsweise Fernwärme geplant ist, ist die Entscheidung für oder gegen eine Wärmepumpe einfacher. Dazu braucht es natürlich Informationen und Daten über die Heiz-Situation vor Ort

- beziehungsweise eine "Heiz-Polizei", wie Bild warnt. Aber das Gesetz ging jetzt trotzdem aus der Ressortabstimmung in die Verbändeanhörung. Normalerweise ein Zeichen, dass sich die Ressorts beziehungsweise die Koalitionspartner geeinigt haben.

Ein Deja-vu

Oder doch nicht? Inhaltlich gebe es noch keine Einigung, hieß es aus Lindners Finanzministerium. FDP-Rebell Schäffler sprach gar von einer "Falschmeldung" und wusste von nichts. Ein Deja-vu: Auch beim GEG mäandern die Liberalen zwischen Regierungs- und Oppositionspolitik. Die andere Opposition, die Union, wartet indes sehnsüchtig, die "Heiz-Hämmer" im Parlament kritisieren zu dürfen. Damit wäre sie - zumindest was den Zeitplan angeht - wiederum ganz auf Linie von SPD und Grünen, die beide Gesetze noch vor der Sommerpause verabschieden wollen. Ist die FDP also die einzig wahre Oppositionspartei?

Der nächste Streit ist jedenfalls schon in der Pipeline: Finanzminister Lindner macht den anderen Ministerien nun Sparvorgaben. Im Februar gab es diesbezüglich schon einen legendären Briefwechsel zwischen Habeck und Lindner. "Wir bitten Sie, keine weiteren öffentlichen oder internen Vorfestlegungen zu treffen", bat der Wirtschaftsminister den "geehrten Kollegen". Nun also die Aufforderung aus dem Finanzministerium, mit dem vorgegebenen Budget zu planen. Klingt ein wenig nach Klimaschutz-Sofortprogramm, das das Verkehrsministerium bekanntlich nicht auflegen möchte. Apropos Verkehrssektor: Auch das Klimaschutzgesetz hat noch Zoff-Potenzial. Und das Tempolimit. Und die Autobahnen. Und die geplante Euro-7-Regulierung der EU... Aber das würde jetzt zu weit führen. /ck

Von Carsten Kloth

UNTERNEHMEN

GESCHÄFTSBERICHT

Leipziger Stadtwerke verkaufen weniger und verdienen mehr

Leipzig (energate) - Die Leipziger Stadtwerke haben im vergangenen Jahr ihr Ergebnis vor Gewinnabführung verbessert. Dieses stieg von 71,2 Mio. Euro um 17 Prozent auf 83,1 Mio. Euro. Dabei sank der Absatz im gleichen Zeitraum deutlich.

Der Stromabsatz ging um 22 Prozent auf 14,7 Mrd. kWh zurück, wobei der Absatz an Endkunden um 16 Prozent auf 1,1 Mrd. kWh anstieg. Noch stärker rückläufig präsentierte sich der Gasbereich, hier waren auch die Endkunden betroffen: Der Verkauf brach von 14,7 Mrd. kWh um fast 40 Prozent auf 9,0 Mrd. kWh ein. Der Fernwärmebereich verzeichnete mit 1,4 Mrd. kWh ebenfalls Verluste (-11 %). Der Umsatz verdoppelte sich im Berichtszeitraum hingegen nahezu auf 3.712 Mio. Euro (+ 88 %)

Die Leipziger Stadtwerke trugen mit ihrem Ergebnis wesentlich zum konsolidierten Konzernergebnis der Leipziger Gruppe bei. Dieses

sank von 41 Mio. Euro auf 12 Mio. Euro im Jahr 2022. Volkmar Müller, kaufmännischer Geschäftsführer der Leipziger Gruppe, begründete dies mit gestiegenen, zum Teil außerplanmäßigen Abschreibungen und steigenden Zinsaufwendungen. Bei den Investitionen ergibt sich hingegen ein gegenläufiges Bild. Während die Gruppe ihre Investitionen insgesamt um 22 Mio. auf 353 Mio. Euro steigerte, sanken die der Stadtwerke Leipzig auf 141 Mio. Euro (2021: 154 Mio. Euro). /sd
Von Stefanie Dierks

PERSONALIE

VKU-Landesgruppe NRW: Liedtke folgt auf Pehlke

Mönchengladbach/Düsseldorf (energate) - Der Vorstandssprecher der Stadtwerke Krefeld (SWK), Carsten Liedtke, ist neuer Vorsitzender der VKU-Landesgruppe NRW. Die Wahl erfolgte einstimmig, teilte der Stadtwerkeverband VKU mit. Liedtke, der bislang einer der stellvertretenden Vorsitzenden der NRW-Landesgruppe war, folgt in neuer Position auf Guntram Pehlke. Mit dem altersbedingten Ausscheiden als Vorstandsvorsitzender der Dortmunder Stadtwerke (DSW21) ende auch dessen Tätigkeit für den VKU, erklärte der Verband. Neu als Stellvertreterin Liedtkes wählte die VKU-Landesgruppe Heike Heim, neue Vorstandsvorsitzende der DSW21 - ebenfalls einstimmig. Weiterer Stellvertreter ist wie bisher Andreas Schwarberg, Geschäftsführer der Stadtwerke Solingen.

Anlässlich seiner Wahl betonte Liedtke die zentrale Rolle der Kommunalwirtschaft bei der Dekarbonisierung und dem dafür erforderlichen Umbau der Energiewirtschaft. "Dazu gehört für mich ganz zentral die kommunale Wärmeplanung als entscheidender Baustein für die Wärmewende und der schnelle Ausbau der Erneuerbaren: Beides muss parallel und praxistauglich angegangen werden", betonte der SWK-Vorstandssprecher. Die Landesgruppe NRW ist mit rund 345 Mitgliedsunternehmen die größte Einheit im VKU. /rb
Von Rouben Bathke

STROM

KOHLEAUSSTIEG

Steag will Kohleverstromung in Deutschland 2026 beenden

Essen (energate) - Die Steag soll bis zum Jahreswechsel den Besitzer wechseln. Der US-amerikanische Thinktank IEEFA fürchtet, der anstehende Eigentümerwechsel könnte den Kohleausstieg Deutschlands verwässern und so die Klimaziele des Bundes bis 2030 gefährden. Der Vorwurf: Der Steag fehle ein konkreter Plan, um seine heimische Kraftwerksflotte mit insgesamt 4.100 MW deutlich vor 2038 stillzulegen. Das Unternehmen widerspricht: "Wir haben uns 2026 als konkretes Zieldatum für den konzernerneigten Kohleausstieg gesetzt", sagte ein Konzernsprecher zu energate.

Dazu verwies der Sprecher auf den jüngst erschienen ersten Nachhaltigkeitsbericht des Unternehmens, der in englischer Sprache vorliegt. Darin nennt die Steag erstmals offiziell das Jahr 2026 als Zielpunkt. Das Ausstiegsdatum stelle eine zentrale Marke dra auf dem Weg, die direkten CO₂-Emissionen bis 2040 auf null zu reduzieren, heißt es in dem Bericht. Im Detail sollen sechs der sieben Kohlekraftwerke, die der Konzern als Alleineigner in Deutschland betreibt, bis Mitte 2026 stillgelegt werden. Der siebte und jüngste Meiler, Walsum 10, soll demnach auf einen klimaschonenderen Brennstoff umgerüstet werden. Allerdings stehen diese Pläne unter dem Vorbehalt, dass der Bund einzelne Anlagen mit Blick auf die Energiekrise in die Notfallreserve versetzt.

Krise als Hemmschuh des Kohleausstiegs

Ohnedies sieht sich die Steag durch die geopolitischen Verwerfungen des vergangenen Jahres beim hauseigenen Kohleausstieg zurückgeworfen. "Ohne den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine wäre Steag schon Ende 2022 weitgehend aus der Kohleverstromung in Deutschland ausgestiegen", stellte der Sprecher klar. "Entgegen unserer Planung haben wir die Anlagen mit Blick auf die Krise und auf ausdrücklichen Wunsch der Politik weiterbetrieben, um einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten", betonte er. Dies bedeute jedoch keinesfalls eine Abkehr von der Kohleausstiegsstrategie des Unternehmens, fügte er an.

NGO: Ausstiegsdatum sollte verbindliche Verkaufsbedingung sein

IEEFA steht für Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Die US-amerikanische Nichtregierungsorganisation aus Lakewood in Ohio wird von der deutschen Denkfabrik Agora Energiewende in ihrem Partnernetzwerk geführt. Die Amerikaner fürchten, dass "der Steag-Käufer die Lebensdauer der Kohleflotte bis zu ihrer Zwangstilllegung maximal verlängern könnte", sprich bis zum Jahr 2038. Der US-Thinktank fordert daher, das vorzeitige Ausstiegsziel als Bedingung an den laufenden Verkauf zu knüpfen. Das Stadtwerke-Konsortium KSBG als Verkäufer will den Verkauf bis Ende 2022 vollziehen. /pa

Von Philip Akoto

AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Polnischer Offshore-Markt fest in nationaler Hand

Warschau (energate) - Im polnischen Markt für Offshore-Windenergie kommen vor allem landeseigene Akteure zum Zug. In den sechs Ausschreibungen, deren Ergebnisse das polnische Ministerium für Infrastruktur nun bekanntgab, waren erneut hauptsächlich heimische Unternehmen erfolgreich. Die Offshore-Projekte, die nun auf den sechs ausgeschriebenen Flächen umgesetzt werden dürfen, entfallen mit Energa (2 Zuschläge), Orlen (drei Zuschläge) und PGE allesamt auf polnische Bieter. Bereits im vergangenen Jahr hatte das Ministerium im Rahmen einer Ausschreibung fünf Lose in der Ostsee verteilt. Dabei gingen ein Konsortium der beiden Energiekonzerne PGE und Tauron sowie

der Energieversorger Enea aus Poznan erfolgreich hervor. Auch der deutsche Energiekonzern RWE hatte sich über seine polnische Tochter Cormano beteiligt, ging aber leer aus.

PGE übertrifft eigene Ziele

PGE hatte sich für sein Projekt in der jüngsten Ausschreibungsrunde, Baltica 2, den dänischen Marktführer Ørsted an Bord geholt. Die nun bezuschlagte Fläche grenzt direkt an ein Areal, auf dem PGE und Ørsted ein weiteres Projekt planen. Beide Vorhaben zusammen sollen ein Volumen von 2.500 MW erreichen. Insgesamt geht der Energiekonzern PGE, der bis vor wenigen Jahren vollständig auf Kohle gesetzt hat, als großer Gewinner aus den Ausschreibungen hervor. Das Unternehmen hatte sich an acht Ausschreibungen mit eigenen Geboten beteiligt - und konnte fünf für sich entscheiden. Damit hat PGE die eigenen Ziele beim Ausbau der Offshore-Windkraftkapazitäten bereits übertroffen, wie der Vorstandsvorsitzende Wojciech Dabrowski betonte. Mit den jüngsten Zuschlägen hat sich das Unternehmen 7.300 MW an Kapazitäten in der Ostsee gesichert, die strategischen Ziele sehen aber ein Volumen von 6.500 MW bis 2040 vor.

Orlen gibt sich selbstbewusst

Auch der polnische Mineralölkonzern Orlen, der ähnlich wie PGE eine ehrgeizige Dekarbonisierungsstrategie verfolgt, darf sich als Gewinner fühlen. Ebenso wie PGE hat das Unternehmen mit Hauptsitz in Plock fünf Zuschläge erhalten. Orlen peilt bis 2030 die Marke von 9.000 MW an und hat nach eigenen Angaben mehr als 5.000 MW in konkreter Planung. "Die Orlen-Gruppe ist das am besten vorbereitete Unternehmen in Polen, um Großinvestitionen in der Offshore-Windindustrie zu realisieren", zeigte sich CEO Daniel Obajtek überzeugt. Er verwies insbesondere auf die Erfahrungen, die Orlen beim Projekt "Baltic Power", ein Joint Venture mit dem Investor Northland Power, und dem Bau des ersten polnischen Offshore-Installationsterminals gesammelt hat.

Orlen errichtet im Hafen von Swinoujscie (Swinemünde) das erste Installationsterminal für Offshore-Windparks, der Bau soll voraussichtlich zwischen 2024 und 2025 abgeschlossen sein. Das Terminal wird in erster Linie dem Projekt Baltic Power von Orlen dienen, soll aber auch anderen Entwicklern und späteren Investitionen zur Verfügung stehen. /Aleksandra Fedorska

NETZAUSBAU

Hansewerk kündigt Milliardeninvestitionen an

Quickborn (energate) - Mit der Transformation des Energiesystems nehmen auch die Anforderungen an die Strom- und Gasnetze deutlich zu. So steigt die Spitzenlast im Gebiet der Schleswig-Holstein (SH) Netz, einer Gesellschaft der Hansewerk-Gruppe, bis 2030 voraussichtlich um den Faktor 2,5 auf 5.000 MW. Das bringt die Netzkapazität an ihre Grenzen und zwingt das Unternehmen zu Rekordinvestitionen.

1,25 Mrd. Euro bis 2025

Im laufenden Jahr investieren die Unternehmen der Hansewerk-Gruppe nach eigenen Angaben rund 420 Mio. Euro, wobei der Großteil (362 Mio. Euro) im Zusammenhang mit Anschluss und Transport von erneuerbaren Energien stehen. Neben SH Netz gehören unter anderen Gasnetzbetreiber Hansegas aus Mecklenburg-Vorpommern und Elbenergie aus Nordniedersachsen sowie der Hamburger Wärmenetzbetreiber Hansewerk Natur zur Unternehmensgruppe. Im nächsten Jahr soll die Investitionssumme der Gruppe bei über 404 Mio. Euro liegen, und 2025 werden es deutlich mehr als 422 Mio. Euro im gesamten norddeutschen Raum sein, kündigte Hansewerk an. Insgesamt sollen demnach in den nächsten Jahren 1,25 Mrd. Euro in Netzausbau und Instandhaltung fließen.

Verbrauchs- und erzeugungsseitige Ursachen Laut Berechnungen von SH Netz sind die wachsende Nachfrage nach Elektrowärmepumpen sowie Lademöglichkeiten für E-Autos die zentrale Ursache für diesen Anstieg. "Wir sehen hier vor allem einen sehr großen Ausbaubedarf im Bereich der Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze, die in den Städten und Gemeinden als Kabel verlegt werden", erläuterte Matthias Boxberger, Vorstandsvorsitzender der Hansewerk-Gruppe. Auch auf der Erzeugerseite steigen die Anforderungen an die Netzkapazität deutlich. Wurden 2019 noch knapp 3.000 Anträge auf Anschluss einer PV-Anlage bei SH Netz gestellt und bearbeitet, so lag diese Zahl drei Jahre später bei 18.300. 2023 seien es bereits über 12.500 Anmeldungen. Bleibe die Nachfrage so stark, ist 2023 mit einem Anstieg auf 30.000 Anträge zu rechnen - also eine Verzehnfachung gegenüber 2019. /am

Von Artjom Maksimenko

PROJEKTENTWICKLUNG

EnBW: Neuer Solarpark mit Bürgerbeteiligung

Allmendingen/Stuttgart (energate) - Der Energiekonzern EnBW ergänzt einen neuen Solarpark in Baden-Württemberg um eine Bürgerbeteiligung für die Anwohner. Das Projekt in der Gemeinde Allmendingen (Alb-Donau-Kreis) kommt auf eine Leistung von 13 MW und ist seit Februar am Netz, wie die EnBW jetzt mitteilte. Das Unternehmen rechnet mit einem Jahresertrag von 14 Mio. kWh. Die Bevölkerung der Gemeinde kann sich an dem Projekt beteiligen. Mit der offiziellen Inbetriebnahme des Solarparks am 30. Juni 2023 soll ein fünfjähriger Zeichnungszeitraum beginnen. Beteiligungen können in Form qualifizierter Nachrangdarlehen von wenigstens 500 Euro erworben werden. Das Darlehen werde über eine Laufzeit von 7 Jahren mit 5,75 % verzinst. Die technische Betriebsführung des Solarparks sowie die Abwicklung des Beteiligungsverfahrens übernimmt die EnBW selbst. /lp

Von Leonard Preißler-Buchta

INTERVIEW MIT MAREIKE HERRNDORFF, AGORA ENERGIEWENDE "Lokal differenzierte, variable Netzentgelte verhindern Netzengpässe"

Berlin (energate) - Die Redispatchmaßnahmen kosten jedes Jahr Milliarden Euro. Eine Reform der Netzentgelte könnte laut Denkfabrik Agora Energiewende diese Kosten senken, die Stromnetze entlasten und die Nutzung von Windstrom effizienter gestalten. Über die Details dieser Reform sprach energate mit Mareike Herrndorff, Projektmanagerin Strom bei Agora Energiewende.

energate: Frau Herrndorff, mit einer "kleinen Reform" will Agora die großen Herausforderungen der Windstromabregelung und Netzauslastung lösen. Wie genau funktioniert das?

Herrndorff: Stunde um Stunde werden in Norddeutschland Windanlagen abgeregelt, weil Netzengpässe verhindern, dass der Strom in vollem Umfang zu Verbraucherinnen und Verbrauchern transportiert werden kann. Das ist ineffizient und teuer, da Anlagenbetreiber - und das ist aus verschiedenen Gründen sinnvoll - eine Vergütung erhalten, auch wenn ihr Windrad aufgrund eines Netzengpasses abgeregelt wird. Im Jahr 2021 summierten sich diese Entschädigungszahlungen auf rund 2,3 Mrd. Euro, Tendenz steigend. Neben einem zügigen Netzausbau ist es dringend notwendig, Stromangebot, -nachfrage und Netzkapazitäten besser aufeinander abzustimmen.

energate: Was ist für eine solche Abstimmung notwendig?

Herrndorff: Hierfür ist ein Preissystem erforderlich, das sowohl den Großhandelsstrompreis als auch die Engpasssituation im Netz abbildet. Daher ist unser Vorschlag, dass die Bundesnetzagentur lokal differenzierte, variable Netzentgelte einführt, die in Zeitfenstern mit viel Windstromerzeugung und Netzengpässen günstiger ausfallen als in Zeiten ohne Engpässe. Für eine schnelle und relativ einfache Einführung eignen sich Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung - das sind in der Regel Gewerbe- und Industriebetriebe mit einem Verbrauch von über 100.000 Kilowattstunden im Jahr.

Konkret würde die Verbrauchspreiskomponente der Netzentgelte, der sogenannte Arbeitspreis, für diese Vielverbraucher in Zeiten und Regionen vergünstigt werden, in denen ansonsten erneuerbare Energien abgeregelt würden. Die preisgünstigen Zeiten werden am Vortag anhand einer Abregelungsprognose festgelegt. Verbraucher, die ihre Stromabnahme daran anpassen, profitieren - aber auch die Gemeinschaft der Stromkundinnen und -kunden: Netzengpässe - und damit kostspielige Entschädigungszahlungen und weitere Netzengpassmanagementmaßnahmen - nehmen ab.

energate: Neben den vorgeschriebenen flexiblen Stromtarifen ab 2025 scheinen zeitvariable Netzentgelte eine logische Ergänzung zu sein, doch wie aufwendig wäre ihre Umsetzung?

Herrndorff: Schon heute setzen Netzbetreiber komplexe Anforderungen an die Netzentgeltabrechnung erfolgreich um. Gewerbetunden mit registrierender Leistungsmessung werden anhand ihrer Benutzungsstundenzahl dynamisch in der dafür vorgesehenen Netzentgeltkategorie abgerechnet. Auch die Abrechnung zeitlicher Komponenten, wie die Konzessionsabgabe für Schwachlastzeiten, ist gängige Praxis.

Wir schlagen zunächst die Einführung für ebendiese Großverbraucher vor, da ihr Verbrauch bereits viertelstündlich gemessen wird. Damit besteht die notwendige Grundlage für die Abrechnung und Bilanzierung. Die Wind- und Engpassprognose, auf deren Basis reduzierte Netzentgelte angeboten werden, müsste zusätzlich in die Abrechnungssysteme importiert werden.

Eine schrittweise Erweiterung von variablen Netzentgelten auf andere Kundengruppen bietet sich mit der beschleunigten Einführung von Smart Metern an. Viele unserer europäischen Nachbarn setzen schon heute auf ein solches Modell.

energate: Wie bewerten die Netzbetreiber diesen Vorstoß?

Herrndorff: Die Einführung von variablen Netzentgelten macht ein Anpassen der Abrechnungssysteme bei den Netzbetreibern erforderlich. Unter Umständen können vereinzelt auch unerwünschte Effekte auftreten. Zum Beispiel, wenn durch die Lastverschiebung neue Engpässe im Verteilnetz auftreten. Hierfür sind eine angemessene Kalibrierung und Parametrierung der Netzentgelte erforderlich. Für eine erfolgreiche Umsetzung gilt es, Praxiserfahrungen auszuwerten und eventuell Anpassungen vorzunehmen.

Die Fragen stellte Artjom Maksimenko.

GAS & WÄRME

GUTACHTEN

BNetzA: Speicherbewirtschaftung war trotz hoher Preise richtig

Bonn (energate) - Die Bundesnetzagentur (BNetzA) stellt sich per Gutachten hinter Trading Hub Europe. Marktteilnehmer hatten dem Gasmarktgebietsverantwortlichen vorgeworfen, den Markt ohne Rücksicht auf die Preise zur Füllung der Speicher leergefegt zu haben. Folge waren im Sommer 2022 Preisspitzen von über 300 Euro/MWh. Das 85-seitige Papier kommt jetzt zu dem Ergebnis, dass THE kaum Spielraum hatte durch die im Speichergesetz vorgesehenen Füllstandvorgaben und die technischen Restriktionen der Speicher. "Eine Beeinflussung der Spotpreise allein und ausschließlich durch die THE-Käufe ist nicht festzustellen", resümieren drei Energieexperten der Aachener Unternehmensberatung BET und Prof. Justus Haucap der Düsseldorf Competition Economics, der früher Mitglied der Monopolkommission war.

Auch dass THE keine Termingeschäfte zur Absicherung der Preise geschlossen hat, wird im Markt kritisiert. Wegen des inzwischen stark gefallen Preisniveaus unter 25 Euro/MWh wird THE das eingespeicherte Gas nur mit großem Verlust verkaufen können. In der Folge hat sich die Gasspeicherumlage mehr als verdoppelt auf 0,1450 Cent/kWh, was ohne Verlängerung des Gasspeichergesetzes und der Verteilung auf einen längeren Zeitraum hätte noch teurer für die Kunden ausgehen können.

Empfehlung zur Terminvermarktung

Das Gutachten gibt daher Empfehlungen zur künftigen Gasspeicherbewirtschaftung. Die Mengen sollten besser zeitgleich auf Termin weitervermarktet werden, um das Risiko sich ändernder Gaspreise zu minimieren. Zur Einordnung: THE hatte vor der Gaskrise nur im Spotmarkt gehandelt, weil das Unternehmen nur für die Regelernergie zuständig war. Erst im Oktober 2022 erhielt es dann Zugang zum Terminmarkt an der EEX, den es aber nicht voll nutzen konnte. Die Sicherheitsanforderungen sind im gesicherten börslichen Handel kostenintensiv, im ungesicherten OTC-Handel herrschen dagegen Ausfallrisiken. In Abstimmung mit dem Bundeswirtschaftsministerium und der Netzagentur fiel die Entscheidung gegen den Terminhandel. Zu groß war das Risiko durch die "massiven Verwerfungen" im Gasmarkt als Folge des Ukrainekrieges, heißt es in dem Papier.

Auf der Seite der Einspeicherung bescheinigt das Gutachten ebenfalls wenig Spielraum für THE. Angesichts der politischen bzw. gesellschaftlichen Notwendigkeit der Speicherbefüllung und aufgrund faktischer Restriktionen (etwa der möglichen Füllgeschwindigkeit) konnten Käufe faktisch kaum verschoben werden. Eine gewisse Preisbeeinflussung war "im Grunde unvermeidlich".

Markt richtet es

Diese Ansicht teilt auch die Bundesnetzagentur: "Es war richtig, dass wir im vergangenen Sommer schnell gehandelt haben und alles darangesetzt haben, die Gasspeicher für den Winter zu füllen", sagte Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur bei der Veröffentlichung des Gutachtens. Für diesen Sommer deute im Moment vieles darauf hin, dass es ausreichend Anreize gibt für eine marktliche Befüllung der Speicher. **/mt**

Von Michaela Tix

HEH-BETEILIGUNG

LNG-Terminal in Stade: Belgien raus, Spanien rein

Stade (energate) - Der spanische Fernleitungsnetzbetreiber Enagas steigt beim LNG-Terminal im Industriepark Stade ein. Die zehn Prozent übernimmt das Unternehmen vom belgischen Netzbetreiber Fluxys, wie der Projektierer Hanseatic Energy Hub GmbH (HEH) bekannt gab. Bis zur finalen Investitionsentscheidung im Laufe des Jahres 2023 hätten die Parteien Stillschweigen über die Vertragsdetail vereinbart.

Enagas ist der zweitgrößte Netzbetreiber Europas und verfügt bereits über Betriebserfahrungen mit vier Regasifizierungsanlagen in Spanien. "Enagas teilt nicht nur unsere Vision, sondern trägt mit umfassender technischer Expertise dazu bei, dass wir sie zügig und verlässlich Realität werden lassen", sagte Johann Killinger, HEH-Geschäftsführer und Inhaber der Buss Group. Der bisherige Minderheitsgesellschafter Fluxys habe seine Anteile "im Zuge einer strategischen Neuausrichtung" verkauft. Weitere Gesellschafter des HEH sind neben der Hamburger Buss-Gruppe, die Partners Group sowie der Chemiekonzern Dow, der Wasserstoff für seinen Standort in Stade braucht und Abwärme für die Regasifizierung des LNG liefert.

Terminal fast ausgebucht

In einer ersten Phase wird HEH zunächst eine der fünf von der deutschen Regierung gecharterten schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten (FSRU) betreiben. Ab dem Jahr 2027 soll das feste Terminal an Land in Betrieb gehen und neben LNG auch Bio-LNG und synthetisches Erdgas (SNG) importieren. Das Investitionsvolumen beziffert HEH auf eine Mrd. Euro, bereits im April hatte HEH ein Konsortium unter der Leitung des spanischen Generalunternehmers Tecnicas Reunidas für den Bau ausgewählt.

Nachdem die Konzerne EnBW und Sefo das Terminal mit insgesamt 10 Mrd. Kubikmetern zu 75 Prozent ausgebucht haben, dürfte die Investitionsentscheidung nur noch Formsache sein. Die Buchungsvereinbarungen erlauben eine Umstellung auf den Import von Ammoniak. Diese Option wird EnBW voraussichtlich ziehen wollen. Das Unternehmen plant unter anderem in Baden-Württemberg neue Gaskraftwerke, die schon Mitte der 2030er Jahre auf Wasserstoff umgestellt werden sollen. /mt

Von Michaela Tix

GASTKOMMENTAR VON CHARLOTTE BRAUNS, BSW

"Solarthermie-Hybridkombinationen nicht benachteiligen"

Berlin (energate) - Das sogenannte "Heizungsgesetz" (GEG) wird gerade von allen Seiten heiß diskutiert: Vor allem der Fakt, dass mindestens 65 Prozent der Wärme nach einem Heizungstausch erneuerbar sein müssen. Vom Zwang zur Wärmepumpe ist die Rede, von der Solarthermie wird leider selten gesprochen.

Ein Gastkommentar von Charlotte Brauns, Bundesverband Solarwirtschaft (BSW)

Selbstverständlich ist es immer möglich, Solarthermie ergänzend zu den weiteren Erfüllungsoptionen aus dem GEG einzusetzen. Dies ist immer sinnvoll, denn jede eingesparte Kilowattstunde im Sommer hilft über den Winter. Im Klartext: Das

Gas, das wir im Sommer nicht verbrennen, zum Beispiel, um zu duschen, kann für den Winter eingespeichert werden. Allerdings wird der zusätzliche Nutzen, den die Solarenergie (sei es Solarthermie oder Photovoltaik zur Warmwasserbereitung) bringt, im GEG-Entwurf gar nicht gewürdigt. Wer seine Wärmepumpe mit 100 Prozent Netzstrom betreibt, hat das Gesetz genauso erfüllt wie jemand, der sein Warmwasser den ganzen Sommer über solarthermisch erwärmt und somit die Wärmepumpe ausgeschaltet lassen kann.

Solarthermie hilft Biogas sparen

Solarthermie ist ein Effizienzbooster und Kostendämpfer für alle auf dem Markt befindlichen Heizsysteme. Da sie jedoch in vielen Fällen alleine die 65 Prozent nicht erreichen kann - weil der Wärmebedarf des Gebäudes zu hoch ist, weil die Dachfläche nicht ausreicht oder durch Photovoltaik teilweise bereits belegt ist, weil kein Platz für einen ausreichend großen Wärmespeicher vorhanden ist - braucht sie eine zweite Technologie. Im Fall der Wärmepumpe oder auch des Anschlusses an ein Wärmenetz ist die Solarthermie für die Erfüllung des GEG nicht notwendig, diese schaffen die Anforderung auch so.

Es gibt jedoch durchaus Heizsysteme, in denen die Solarthermie tatsächlich das "Zünglein an der Waage" für die 65 Prozent-Anforderung ist, nämlich die Kombination aus (Bio)gas und Solarthermie, perspektivisch unter Umständen auch Wasserstoff und Solarthermie. Denn je mehr Solarthermie im Heizsystem kostenlose Wärme liefert, desto weniger Biogas oder H2 wird benötigt, um auf insgesamt 65 Prozent regenerative Wärme zu kommen.

Kombinationen aus Biogas und Solarthermie werden benachteiligt

Die Solarthermie wird im Gebäudeenergiegesetz richtigerweise als eine der möglichen Erfüllungsoptionen genannt. Bei den aufgezählten Solarthermie-Hybrid-Optionen, die von einer aufwendigen und kostenintensiven Nachweispflicht nach DIN V 18599 befreit sind, fehlen allerdings weitere sinnvolle Solarthermie-Hybridvarianten etwa mit (Bio)gas oder mit einer Lüftungswärmerückgewinnung. Wer eine derartige Technologiekombination wählen möchte, muss den Solaranteil unter dieser DIN-Norm aufwendig belegen, was in aller Regel das kostspielige Hinzuziehen eines Energieberaters erforderlich macht.

Bei der Solarthermie-(Bio)gas-Kombination fehlt eine vergleichbar einfache Berechnungsformel des Solaranteils, wie sie bei der Wärmepumpe-Gas-Kombination gewährt wird. Dies dürfte ihr den Marktzugang weitgehend verbauen, wenn der Gesetzesentwurf an dieser Stelle nicht nachgebessert wird. Um eine angemessene Gleichbehandlung beider Hybridvarianten zu gewährleisten, schlägt der BSW eine vereinfachte und transparente Berechnungsformel vor, die sich zwar eng an der DIN V 18599 anlehnt, die jede:r Heizungsbauer:in jedoch leicht selbst anwenden kann.



PLATTFORMÖKONOMIE

Backbone One: Strom zum Zahlungsmittel machen

Wien (energate) - Das österreichische Start-up Backbone One betritt mit einer Geschäftsidee den Markt, die den Energieträger Strom vollkommen neu interpretiert. Das junge Unternehmen hat sich zum Ziel gesetzt, über eine App Strom aus der Eigenerzeugung als Zahlungsmittel zu etablieren. "Wir wollen so etwas wie das Paypal der erneuerbaren Energien sein", erklärte Gründer Andre Felker im Gespräch mit energate. Beispielhaft beschreibt er folgende Anwendungsfälle: Ein Verbraucher besucht eine Fast-Food-Kette und bezahlt seine Mahlzeit via App mit Kilowattstunden aus der Solaranlage vom eigenen Dach. Oder: Der Verbraucher zahlt direkt den Kredit für seine Solaranlage anteilig mit der produzierten Energie zurück. "Solche Transaktionsmodelle soll unsere Plattform abbilden können, sodass erneuerbare Energien eine eigene Währung werden", so Felker. Das Markenzeichen "Energy as a Currency" (EaaC) hat sich Backbone One bereits schützen lassen.

B2B-Ansatz als Einstieg

Die vergangenen drei Jahre haben Felker und sein Team damit verbracht, die entsprechende Plattform in ihren Grundzügen zu entwickeln. Nun ist Backbone One so weit, um eine erste Stufe der eigenen Geschäftsidee zu zünden. Dabei ist den Köpfen hinter Backbone One bewusst, dass ein solch komplexes Unterfangen nicht im Alleingang zu machen ist, das Unternehmen setzt daher auf Kooperationen. Der Einstieg in das Ökosystem "Energie als Zahlungsmittel" soll nun mit einem B2B-Ansatz gelingen. "Mit dem Produkt Renablr wollen wir Unternehmen jeglicher Art zu Energieversorgern für ihre Kunden oder auch Mitarbeiter machen", erklärt Felker das Konzept.

Als Analogie zieht er die White-Label-Dienstleister heran, mit denen Einzelhändler und Supermarktketten in den Vertrieb von Handy-Tarifen eingestiegen sind. Backbone One strebt jedoch nicht an, selbst die energiewirtschaftlichen Prozesse und Bilanzkreisbewirtschaftung im Hintergrund eines Tarifs abzuwickeln. Dazu setzt das Unternehmen auf Partner aus der etablierten Versorgungswirtschaft. "Unser Geschäftsmodell ist ein Angebot an Unternehmen wie Banken, Retailer, Real Estate und weitere auf der einen, Energieversorger auf der anderen Seite, gemeinsam mit uns aktiv zu werden", beschreibt es Felker.

White-Label-Angebot in Planung

Die Plattform soll also als Verbindungsstück zwischen beiden Seiten dienen und Backbone One für jede kWh, die über die Plattform läuft, ein kleines Entgelt in die Kassen spülen - klassisch im Stile der Plattformökonomie. Nach Angaben des Gründers führt Backbone One bereits Gespräche mit Energieunternehmen in verschiedenen Ländern Europas. Auch ein White-Label-Angebot für Versorger ist in Planung. Teil des "Renablr"-Konzepts ist es auch,

dass Lizenznehmer ihre eigenen Solaranlagen - falls vorhanden - in das Produkt mit einbinden. "Das klingt banal, es gibt aber in Europa de facto kein ähnliches Modell", so Felker.

Derzeit bereitet Backbone One gemeinsam mit einer europäischen Bank einen ersten Mitarbeiterarif auf Basis des Renablr-Konzepts, der kurz darauf zu einem Kundentarif erweitert werden soll. Im Herbst soll der Launch eines ähnlichen Produkts mit Partnern aus dem Einzelhandel folgen. Gerade für den Handel oder Supermärkte hält Felker das Angebot für attraktiv, um die Kundenbindung zu erhöhen. "Hast du erst mal über einen Stromtarif einen Vertrag mit einem Kunden, hast du ganz andere Möglichkeiten, eine Verbundenheit aufzubauen", argumentiert Felker. Zudem geht er davon aus, dass gerade Supermärkte auf ihren Flächen die Eigenerzeugung ausbauen werden, "Es wird in Zukunft keinen größeren Supermarktparkplatz ohne Solar-Überdachung mehr geben", zeigte er sich überzeugt.

Speicher in der Rolle von Bankkonten

Das White-Label-Angebot für einen Stromtarif soll den Weg ebnen zu einer ganzheitlichen Zahlungsplattform. Als weitere Entwicklungsstufe denkt Backbone One an Peer-to-Peer-Modelle und in einem Zwischenschritt auch an die Integration von Speichern in das System. "In unserem Modell übernehmen Speicher perspektivisch die Rolle von Bankkonten, auf denen Kunden ihre Energie zwischenspeichern können", umschreibt Felker die Vision. Mit Speichern hat er in der Vergangenheit bereits Erfahrungen gesammelt. Vor der Gründung von Backbone One war er bis Ende 2018 Vertriebsvorstand des österreichischen Batteriespeicherherstellers Kreisel Electric.

Bisher hat Backbone One zwei Finanzierungsrunden hinter sich, wobei das Unternehmen keine Angaben zur Höhe der Investitionssummen macht. Beteiligt ist unter anderem ein deutscher Fonds der Investmentgesellschaft Goetzpartners. Auch der österreichische Staat hält über ein Investmentvehikel einen Anteil. /rb

Von Rouben Bathke

3 FRAGEN AN MAARTEN JASPERS, MILENCE

"Wir werden noch in diesem Jahr unsere ersten Standorte eröffnen"

Amsterdam (energate) - Milence, ein im Juli 2022 von Daimler Truck, der Traton Group und der Volvo Group gegründetes Joint Venture für den Aufbau von LKW-Ladeinfrastruktur, will zunächst 1.700 Ladepunkte errichten. Das Unternehmen, das anfangs unter dem Namen "Commercial Vehicle Charging Europe" firmierte, will unter der Marke "Milence" ein europaweites öffentliches Ladenetz für LKW und Busse schaffen. energate befragte dazu CTO Maarten Jaspers.

energate: Herr Jaspers, wo stehen Sie heute, ein knappes Jahr nach der Unternehmensgründung, bei der Erreichung der selbst gesteckten Ziele?

Jaspers: Zunächst einmal recht herzlichen Dank dafür, dass Sie sich an uns gewandt haben. In den letzten Monaten haben wir uns schwerpunktmäßig vor allem darauf konzentriert, uns auf die große Markteinführung vorzubereiten. Wir sind jetzt am Ende dieser Vorbereitungsphase angelangt und gehen davon aus, dass wir noch in diesem Jahr unsere ersten Standorte eröffnen und in Betrieb nehmen werden.

energate: Um LKW schnell zu laden, sind hohe Leistungen nötig. Wie verhindern Sie, dass es zu Problemen im Stromnetz kommen wird?

Jaspers: Grundsätzlich gehen wir nicht davon aus, dass es mit unserem Stromnetz Probleme geben wird. Es mag zwar durchaus sein, dass wir an einem bestimmten Ort zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr Strom benötigen, als im Netz verfügbar ist, arbeiten aber bereits daran, dieses (potenzielle) Problem zu beheben. So zum Beispiel können wir den Netzanschluss durch die Installation und den Betrieb eines Batterie-Energiespeichersystems (Battery Energy Storage System, BESS) ausgleichen. Dieses BESS kann vorübergehend die zusätzlich benötigte Energie während eines Ladevorgangs liefern und zwischen den Sitzungen und über Nacht wieder aufladen. Darüber hinaus prüfen wir auch intelligente Lademöglichkeiten. Nicht alle LKW benötigen immer die volle Leistung oder müssen vollständig aufgeladen werden. Wir glauben, dass wir durch smarte Lösungsansätze die LKW versorgen können, während wiederum der Netzbetreiber nach und nach einen noch größeren Netzanschluss aufbauen kann.

energate: Im Schwerlastverkehr konkurrieren Technologien wie Brennstoffzelle und Batterie um die Technologieführerschaft in der Verkehrswende. Wie bewerten Sie die Situation, etwa auch im Vergleich zum PKW-Segment?

Jaspers: Niemand kann in die Zukunft schauen. Von daher ist eine definitive Antwort auf Ihre Frage natürlich äußerst schwierig. Es ist wahrscheinlich, dass beide Lösungen in Zukunft nebeneinander existieren werden. Betrachtet man die gesamte Kette von der Energiequelle bis zum angetriebenen Rad ("Well-to-Wheel"), so ist die Energieeffizienz von batteriebetriebenen Fahrzeugen besser als die von Wasserstoffvarianten, was sie zumindest in dieser Hinsicht zu einer logischeren Wahl macht. Wasserstoff eignet sich dagegen besser für Anwendungen im Stillstand. Auf dem Markt für PKW dominieren batteriebetriebene Fahrzeuge, und es ist unwahrscheinlich, dass sich dies in Zukunft ändern wird. Die Technologie für den batterieelektrischen LKW-Markt ist ausgereifter und breiter angepasst. Die Ladetechnologie und die entsprechenden E-LKW sind jetzt da, während Wasserstoff noch ein paar Jahre brauchen wird, um sich wirklich zu etablieren. Wir werden sehen, wie sich der Markt entwickelt.

Die Fragen stellte Daniel Zugehör.

ÖSTERREICH

LIEFERVERTRÄGE

EVN: "Billiganbieter kommen und gehen"

Maria Enzersdorf (energate) - In Niederösterreich kehrt nach der Kündigung hunderttausender Energieverträge die große Mehrheit der Endkunden zur EVN zurück. Der Versorger hatte sich im März wegen der unklaren Rechtslage gezwungen gesehen, rund 270.000 Haushalten den Tarif "Optima Klassik" für Strom und Gas zu kündigen. Zeitgleich mit dieser Kündigung hat die EVN einen neuen Vertrag mit fixen Preisen für zwölf Monate angeboten. Verbunden war der historische Schritt mit einer Informationskampagne vor Ort in rund 500 niederösterreichischen Gemeinden.

"Mehrere tausend Antwortschreiben täglich"

Über 200.000 Haushalte haben dem neuen Tarif für Strom und Gas inzwischen zugestimmt. In unsicheren Zeiten würden Menschen "stabile Preise von einem verlässlichen Partner" bevorzugen, erklärte die EVN dazu. Das Unternehmen rechnet mit weiteren Zusagen in letzter Minute. "Aktuell landen jeden Tag mehrere tausend Antwortschreiben in unserem Postzentrum", so Unternehmenssprecher Stefan Zach. In den vergangenen Wochen hatten Vergleichsportale für Energiepreise den Endkunden empfohlen, sich nach preiswerteren Anbietern umzuschauen. Die EVN gibt sich bei diesem Punkt erwartungsgemäß skeptisch: Ein vertragsloser Zustand sei zu vermeiden und die Entwicklung der Preise vor dem kommenden Winter offen.

Im neuen Tarif "Optima Garant Natur 12" gibt es beim Strom einen monatlichen Grundpreis von 4,80 Euro und einen Verbrauchspreis von 31,80 Cent/kWh. Beim Gastarif beträgt der Grundpreis ebensoviel, dazu kommt ein Verbrauchspreis von 14,10 Cent/kWh. Für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Strom und 15.000 kWh bei Gas ändere sich "praktisch nichts", so die EVN.

Rechtslage für Versorger unklar

Zahlreichen Versorgern macht derzeit die unklare Rechtslage bei den Lieferbedingungen zu schaffen. Die EVN und andere mussten ihre Lieferbedingungen an den Österreichischen Strompreisindex (ÖSPI) und den Österreichischen Gaspreisindex (ÖGPI) koppeln, der an Großhandelspreise gebunden ist. Gegen diese Preisgestaltung richten sich inzwischen zahlreiche Klagen. Andere Versorger berufen sich bei ihren Lieferbedingungen auf das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (Elwog §80 2a) und ernten ebenfalls Kritik. Die Arbeiterkammer hatte etwa mehrmals mit Klagen gedroht und Mitte Mai tatsächlich eine Musterklage gegen die Tiroler Tiwag eingebracht. Für mehr Klarheit soll ein Rechtsgutachten im Auftrag von Oesterreichs Energie sorgen, das in den nächsten Wochen vorliegen soll.

Schieflage gegenüber "Billiganbietern"

Die EVN ortet auch eine gewisse Ungerechtigkeit im Hinblick auf Lieferanten, die sich am Spotmarkt eindecken. Sie werben den etablierten Versorgern hunderttausende Kunden ab - lassen diese aber in Krisenzeiten "im Regen stehen". So waren im Jahr 2020 insgesamt 62 Lieferanten für Strom und Gas am Endkundenmarkt aktiv - im Vorjahr blieben nach Ausbruch der Energiekrise nur mehr zwölf übrig. Andere haben sich vom Markt zurückgezogen und ihren Kunden teils widerrechtlich gekündigt.

Städtische und Landesversorger haben diese Kunden zurückgenommen, die EVN beispielsweise in den vergangenen Monaten zusätzlich rund 40.000 Haushalte. Allerdings mussten die etablierten Versorger für die Wechselkunden mitten in der Krise zusätzliche Energiemengen zu hohen Preisen am Markt beschaffen. Trotzdem lautet der Kommentar der EVN zu diesem Thema: "Billiganbieter kommen und gehen." /pm

Von Peter Martens

TEUERUNG

Nationalrat beschließt Strompreiskompensation für Unternehmen

Wien (energate) - Der Strompreiskostenausgleich für energieintensive Unternehmen ist beschlossen. Mit der Zustimmung von ÖVP, Grünen sowie FPÖ und Neos wurde das Gesetz im Nationalrat angenommen. Es sieht eine Kompensation für die hohen Strompreiskosten des Jahres 2022 über die CO₂-Kosten vor, teilte der Pressedienst des Parlaments mit. Die Förderung soll - bezogen auf den Handel mit EU-Emissionszertifikaten - 75 Prozent der tatsächlich anfallenden indirekten CO₂-Kosten des Vorjahres umfassen.

Zugutekommen soll dies Unternehmen aus den Sektoren Holz- und Papierherstellung sowie Metall- und Chemikalienerzeugung. Die Unternehmen müssen dafür einen anlagenspezifischen Jahresstromverbrauch von mehr als einer GWh im Kalenderjahr nachweisen. Die Förderung soll dann für den darüberhinausgehenden Jahresstromverbrauch gewährt werden, hieß es. Für die Maßnahme sind 233 Mio. Euro budgetiert.

"Besonders entscheidend für Standort"

Finanzminister Magnus Brunner (ÖVP) bezeichnete die Strompreiskompensation für den Standort Österreich als "besonders entscheidend". Insbesondere energieintensive Industriebetriebe seien stark von der Teuerung betroffen und hätten Nachteile gegenüber der Konkurrenz aus anderen Staaten, die bereits Maßnahmen zur Strompreiskompensation gesetzt haben.

Die SPÖ verweigerte dem "unsozialen Gesetz" ihre Zustimmung. Einmal mehr denke die Regierung nur an die Unternehmen und nicht an die Menschen im Land, kritisierte SPÖ-Energiesprecher Alois Schroll. Die FPÖ stimmte dem Gesetz zwar zu, forderte aber eine komplette Abschaffung der CO₂-Bepreisung.

IV fordert Verlängerung bis 2030

Die Industriellenvereinigung (IV) begrüßte das Gesetz, da damit ein "eklatanter" Wettbewerbsnachteil für die heimischen Unternehmen gegenüber der Konkurrenz in und außerhalb Europas behoben werde. Wichtig sei aber eine Verlängerung der Maßnahme bis 2030, um den Unternehmen Planungssicherheit zu geben, meinte die IV. /af
Von Alexander Fuchssteiner

TEUERUNG

Energiepreise im April weiter inflationstreibend

Wien (energate) - Die steigenden Energiepreise wirken weiter inflationstreibend. Im April kletterte der Energiepreisindex (EPI) um gut zwei Prozent im Vergleich zum Vormonat. Im Jahresvergleich verzeichnen die Energiepreise ein Plus von fast 15 Prozent, teilte die Österreichische Energieagentur (AEA) mit. Auch im Zweijahresvergleich verzeichneten alle Energieträger deutliche Preiszuwächse. So stiegen die Strompreise durchschnittlich um 15 Prozent im Vergleich zum April 2021. Die niedrige Steigerung ist laut AEA vor allem auf die Entlastungsmaßnahmen auf Bundes- und Landesebene zurückzuführen. Im Gegensatz dazu stiegen die Preise für Erdgas im selben Vergleichszeitraum durchschnittlich um das Dreifache (200 %).

Stärkster Anstieg für Erdgas seit Jahresbeginn

Für April steigen die Gaspreise im Vergleich zum Vormonat um 11 Prozent - der stärkste Anstieg im Monatsvergleich seit Anfang des Jahres. Grund für den Preissprung sind die Preisanpassungen einiger großer Versorger, erklärte die AEA. Zeitgleich sinken die Strompreise am Großhandelsmarkt weiter. Im Jahresvergleich bleibt bei den Gaspreisen ein Plus von 72 Prozent. Die Haushaltspreise für Strom und Fernwärme bleiben im Monatsvergleich unverändert. Im Jahresvergleich liegen die Strompreise aber um knapp sechs Prozent, jene für Fernwärme um stolze 90 Prozent höher. Nach einem Herbst und Winter ohne nennenswerten Wettbewerb unter den Energieanbietern starte das Frühjahr 2023 aber wieder mit attraktiveren Angeboten für Endkunden und -kündinnen, informierte die Energieagentur.

Holzpellets im Vergleich günstig

Heizöl zeigte sich im April um knapp vier Prozent günstiger als noch im März. Dennoch haben die Preise das Vorkrisenniveau nicht ganz erreicht, ergänzte die AEA. Im Jahresvergleich bleibt bei den Heizölpreisen ein Minus von gut 15 Prozent. Die Preise für Holzpellets sinken im April um acht Prozent gegenüber dem Vormonat. Im Jahresvergleich bleibt ein Plus von 19 Prozent. Dennoch seien Holzpellets im Vergleich mit anderen Energieträgern günstig, ergänzte die Energieagentur. Die Preise für Brennholz sind im Monatsvergleich um 0,5 Prozent gesunken, aber im Jahresvergleich um 58 Prozent gestiegen. /af

Von Alexander Fuchssteiner

ELEKTROMOBILITÄT

Verordnung regelt kWh-Verrechnung an heimischen Ladesäulen

Wien (energate) - Rechtlich gesehen ist der Weg für die kWh-Verrechnung an E-Ladestationen in Österreich frei. Denn seit 1. Juni gilt eine neue Verordnung des Bundesamts für Eich- und Vermessungswesen für die "Messung von elektrischer Energie in Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge". Damit hat der Gesetzgeber nun die Rechtsgrundlage geschaffen, damit an heimischen Ladesäulen nach kWh verrechnet werden darf, teilte der Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ) mit.

Damit sei die Verordnung ein bedeutsamer Schritt hin zu einer transparenten und gerechten Preisgestaltung, sagte BEÖ-Vorsitzender Andreas Reinhardt. Bedauerlich sei jedoch, dass in der Verordnung keine praktikable Lösung für die bestehende Ladeinfrastruktur festgelegt wurde. Hier liege es nun an den Unternehmen, Wege zu finden, um einer kWh-Verrechnung nachzukommen, so Reinhardt.

Umrüstung von Bestandsanlagen "Herkulesaufgabe"

Heimische Mobilitätsclubs wie ÖAMTC, ARBÖ und EMC, aber auch Ladestationenbetreiber wie Smatrics, hatten seit längerem auf die Rechtsgrundlage für eine kWh-Verrechnung an Ladestationen gepocht. Im Interview mit energate bezeichnete der Smatrics-CEO, Hauke Hinrichs, die Umrüstung von Bestandsanlagen für eine kWh-Verrechnung aber als "Herkulesaufgabe". **/af**

Von Alexander Fuchssteiner

GASVERSORGUNG

Ukraine könnte ab 2025 als Gastransitland ganz ausfallen

Wien (energate) - Für Österreich könnte Russland als Gaslieferant ab Ende des Jahres 2024 ganz wegbrechen. Für die heimische Gasversorgung ist Gas aus Russland bis heute, allen Bemühungen um andere Lieferquellen zum Trotz, von entscheidender Bedeutung. Doch offenbar will die Ukraine den bis Dezember 2024 geltenden Durchleitungsvertrag mit Gazprom nicht verlängern. Das erklärte Gerhard Roiss, früherer Konzernchef der OMV, in der ORF-

Sendung "ZiB2". Der ukrainische Vizeminister für Energie habe ihm, Roiss, jüngst mitgeteilt, die Ukraine werde den Vertrag mit dem russischen Gasriesen Gazprom auslaufen lassen. Den Namen des Vizeministers nannte Roiss nicht. Amtierender Energieminister der Ukraine ist Herman Haluschtschenko.

Ukraine: Täglich hohe Transitgebühren von Gazprom

An den Gasimporten nach Österreich hatte Russland im heurigen Frühjahr einen Anteil von 74 Prozent. Vor dem Ukrainekrieg lag dieser Wert bei 80 Prozent. Restliches Gas und Flüssiggas kommt aktuell aus Norwegen, Nordafrika und Zentralasien. Für Russland wiederum ist die Ukraine trotz des Krieges das zentrale Transitland für die Gasexporte nach Europa. Auch bekommt Kiew von Gazprom dafür täglich Transitgebühren in Millionenhöhe.

Zwei unterschiedliche Vorschläge von ÖVP und Grünen

Finanzminister Magnus Brunner (ÖVP) hatte vergangenen Dezember die Gründung einer staatlichen Koordinierungsstelle für den Gaseinkauf vorgeschlagen. Diese neue Instanz bräuchte keine hohe Startfinanzierung und sollte den Gashandel koordinieren, um die Anteile aus nichtrussischen Lieferquellen zu erhöhen. Die Risiken für die Republik wären gering. Daraufhin ließ Energieministerin Leonore Gewessler (Grüne) bis zum Frühjahr einen Gegenvorschlag erarbeiten: Die Sparte der OMV für Gashandel solle vorübergehend verstaatlicht werden und die Republik dann die finanziellen Risiken beim Gaseinkauf tragen. Das Ziel wäre auch hier ein höherer Anteil nichtrussischer Lieferquellen.

Neos: Keine Vorbereitung auf einen Lieferstopp

Kritik am bisherigen Kurs kommt von der Oppositionspartei Neos. "Im November hieß es noch großspurig von der Energieministerin, dass Österreich einen großen Schritt aus der russischen Gasabhängigkeit gemacht habe. Tatsache ist aber: Österreich ist immer noch abhängig und erpressbar", so Klubobfrau Beate Meisl-Reisinger. Die Europaabgeordnete Claudia Gamon erklärte dazu, die Regierung habe das Land nicht ausreichend auf einen Gasstopp vorbereitet und diesbezügliche Vorschläge der EU nicht beachtet. Brüssel hatte unter anderem vorgeschlagen, die Erneuerbaren schneller auszubauen und mehr Gas einzusparen. **/pm**

Von Peter Martens