

TOPMELDUNG

SPEZIALWOCHE GAS

Internationales Register soll Biogashandel vereinfachen

Olten (energate) - Biogas wird über das europäische Leitungsnetz in immer grösseren Mengen transportiert. Bis heute fehlte allerdings die Möglichkeit, Herkunft und Qualität des Gases in der Lieferkette lückenlos nachzuweisen. Ein Schweizer Unternehmen will nun mit einem internationalen Register Klarheit schaffen. Bis 2030 sollen 30 Prozent der Gasmenge auf dem Schweizer Wärmemarkt durch Biogas ersetzt werden. Doch heute ist für die Verbraucher nicht immer zweifelsfrei nachvollziehbar, ob es sich im Einzelfall nicht doch um Erdgas handelt. Physisch unterscheiden sich die beiden Energieträger nicht voneinander, weshalb die Gaswirtschaft darauf angewiesen ist, alle einzelnen Lieferströme vom Produzenten bis zum Endkunden im Detail zu dokumentieren - auch über Landesgrenzen hinweg.

Antrag an Brüssel vor Einreichung

Die Lösung dieser Problematik könnte aus der Schweiz kommen, genauer gesagt aus dem Zürcher Oberland. Die Gasdirekt AG aus Gossau (ZH) hat 2014 mit dem Projekt des internationalen Biogasregisters begonnen und die Resultate dieser Arbeit vor kurzem in der Biogasregister International AG zusammengeführt. Laut Projektleiter Alex Gautschi war das Unternehmen in der bisherigen Entwicklungsphase ein Kostenträger. Nun werde man es aber als länderübergreifende Branchenlösung am Markt etablieren. "Der Antrag auf Anerkennung in Brüssel wird Ende August 2018 eingereicht", sagt Gautschi. "Gespräche über Mitbeteiligungen durch Branchenteilnehmer in der Schweiz sind seit geraumer Zeit im Gange". Der zweijährige Masterplan sehe vor, dass die Biogasregister International AG in eine neutrale Trägerschaft an die Gaswirtschaft übergehe.

Das Unternehmen soll künftig europaweit und in Echtzeit abbilden, woher die Biogasmengen im Einzelfall stammen und was damit auf dem Transport innerhalb von Europa geschieht. Die physischen Lieferströme werden demnach über Bilanzkreise erfasst und dokumentiert. Technisch funktioniert das Modell mittels Global-Account, welcher über ein Blockchain-System aufgebaut ist. Das Modell komme ohne grossen Papierkrieg aus, sei flexibel und durch externe Gutachter gesichert, sagt Gautschi.

INHALTSVERZEICHNIS

★ TOPMELDUNG

Internationales Register soll Biogashandel vereinfachen	1
---	---

✚ SCHWEIZ

Kaufmann: "Power-to-Gas als Integrator von erneuerbaren Energien"	2
Di Lorenzo: "2-MW-Power-to-Gas-Anlage in Dietikon"	2
Volksinitiative will fossile Kohlenstoffe aus dem Verkehr nehmen	3
Greenpeace: "Schweizer Klimapolitik ein Trauerspiel"	4
Ensi: Hohe Wassertemperaturen kein Sicherheitsproblem für AKW	4
Hitzewelle treibt Nachfrage nach Gas und Kohle	4

✚ DEUTSCHLAND

RWE positioniert sich für den Gas-Switch	5
Eon erholt sich im Vertrieb	5
Eon bei Innogy-Übernahme mit "zahlreichen Optionen"	6
Umweltverbände verlangen Klimaschutz-Sofortmassnahmen	6
Contractingmarkt profitiert von Neubauboom	7
FDP: Wachsende Biogas-Förderkosten eindämmen	7

☉ EUROPA

Polens Strommarkt justiert sich neu	7
Gasunie will bei Marktgebietszusammenlegung mitmachen	8

📈 MARKTDATEN

9

Zoll anerkennt Import-Biogas noch nicht als gleichwertig

Um den Handel lückenlos zu erfassen, werde die Biogasregister AG laut Gautschi den Dialog mit bestehenden nationalen Registern pflegen. Das Geschäftsmodell sehe weiter vor, dass sich neutrale nationale Trägerschaften über Lizenzen beteiligen können. Ist das Register etabliert, dürften sich auch die Marktchancen von Schweizer Anbietern im Ausland verbessern, ist Gautschi überzeugt. "Bis anhin hielt die Schweizer Oberzolldirektion stets fest, dass Bio- und Erdgas nicht zu unterscheiden wäre", sagt er.

Ein Wegfall von Handelsschranken könnte im Schweizer Biogas-Inlandmarkt aber auch einen neuen Preiswettbewerb einläuten. Beim Verband der Biomasse Suisse spricht man in dieser Hinsicht von unterschiedlichen Gefühlslagen: "Es gibt bei unseren Mitgliedern zwei vorherrschende Meinungen", sagt Geschäftsführer Andreas Utiger. Auf der einen Seite stünden Akteure, die den internationalen Handel mit Biogas durch eine

Registerführung stark vereinfacht sähen und davon profitierten. "Auf der anderen Seite stehen inländischen Produzenten, die ihr Erzeugnis zum bestmöglichen Preis absetzen möchten." Da das Schweizer Biogas gut 50 Prozent mehr als gleichwertiges Import-Biogas koste, sähen die Produzenten ihre Preise durch einen verstärkten internationalen Handel gefährdet. /**Yves Ballinari**

SCHWEIZ

SPEZIALWOCHE GAS

Kaufmann: "Power-to-Gas als Integrator von erneuerbaren Energien"

Olten/Zürich (energate) - Die Power-to-Gas-Technologie hat das Potenzial, die Auslandsabhängigkeit der Stromversorgung im Winter zu verringern und die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und der Mobilität voranzutreiben. Warum, darüber schreibt Ronny Kaufmann, CEO der Swisspower AG, in seinem Gastbeitrag für die energate-Spezialwoche Gas.

"Die zunehmende Produktion von fluktuierend anfallender erneuerbarer Stromproduktion stellt das Energiesystem vor grosse Herausforderungen. Bei einem künftigen Anteil der Fotovoltaik an der heutigen Bruttostromerzeugung von 20 Prozent - wie das die Energiestrategie 2050 für das Jahr 2035 vorsieht - wird zu Spitzenzeiten mehr als doppelt so viel Leistung produziert wie bezogen. Ohne entsprechende Speicherlösungen oder andere Massnahmen muss deshalb das Stromnetz, insbesondere in städtischen Gebieten, massiv verstärkt werden. Selbst dann müssten zu Spitzenzeiten immer noch Stromerzeuger abgeregelt werden.

Power-to-Gas kann im Winter helfen

Gleichzeitig werden sich durch den Wegfall der Kernenergie die Stromimportüberschüsse im Winter zunehmend verstärken. Um die Abhängigkeit vom Ausland im Winter zu reduzieren, braucht es saisonale Energiespeicher mit ausreichender Speicherkapazität. Hierzu eignet sich nebst den Pumpspeicherkraftwerken vor allem die bestehende Gasinfrastruktur in Kombination mit der Power-to-Gas-Technologie.

Die Power-to-Gas-Technologie dient nicht aber nur dazu, überschüssige Energie aus der Stromproduktion im Sommer in den Winter zu transferieren, sondern ist auch ein zentraler Pfeiler für die Sektorkopplung und die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und der Mobilität. Das aus überschüssigem, erneuerbarem Strom produzierte Gas kann neben der direkten Rückverstromung auch als CO₂-neutraler Brennstoff oder Treibstoff verwendet werden. Wird das Gas in Wärmekopplungs-Anlagen eingesetzt, wird gleichzeitig Wärme und umweltfreundlicher Strom erzeugt. Damit werden die stark CO₂-belasteten Stromimporte im Winterhalbjahr deutlich

reduziert. WKK-Anlagen können zudem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Winter leisten.

Killerargument "angeblich fehlende Wirtschaftlichkeit"

Das Killerargument gegen die Power-to-Gas-Technologie ist derzeit die angeblich fehlende Wirtschaftlichkeit. Doch Studien zeigen: Power-to-Gas-Anlagen können unter speziellen Voraussetzungen heute schon wirtschaftlich betrieben werden. So zum Beispiel, wenn sich die CO₂-Quelle für die Methanisierung und/oder die Stromproduktion am selben Ort befinden. Letzteres, weil dann das Netzentgelt für den Strombezug entfällt. Die Wirtschaftlichkeit der Technologie - und somit auch die Frage, ob deren Potenzial ausgeschöpft wird - hängt stark von den künftigen politischen Rahmenbedingungen ab. So sind heute einzig Pumpspeicherwerke beim Strombezug vom Netzentgelt befreit, während andere Speicherlösungen davon nicht profitieren können.

Eine grosse Hürde für die Implementierung von schlauen Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung ist das vorherrschende Silo-Denken in Politik und Verwaltung. Deren Vertreter sind sich gewohnt über zeitlich und thematisch mehr oder weniger isolierte Vorlagen zu diskutieren, etwa das Stromversorgungsgesetz, das CO₂-Gesetz und demnächst vielleicht das Gasversorgungsgesetz. Wünschbar wäre hier eine Gesamtsicht des Energiesystems, auch aus regulatorischer Perspektive. Das mag kurzfristig die Komplexität erhöhen, wäre aber langfristig ein grosser Effizienzgewinn." /**Ronny Kaufmann**

SPEZIALWOCHE GAS

Di Lorenzo: "2-MW-Power-to-Gas-Anlage in Dietikon"

Olten/Dietikon (energate) - Unter bestimmten Bedingungen können Power-to-Gas-Anlagen heute schon wirtschaftlich betrieben werden. Diesen Beweis will Limeco in Dietikon zusammen mit acht kooperierenden Stadtwerken erbringen. Wie das Projekt ausgestaltet ist, erklärt der Projektverantwortliche bei Limeco, Thomas Di Lorenzo.

"Die acht Trägergemeinden von Limeco in Dietikon haben sich entschieden zusammen mit acht kooperierenden Stadtwerken, eine Power-to-Gas-Anlage mit zwei MW elektrischer Anschlussleistung zu bauen. Am Standort Dietikon existieren dank der bestehenden Kehrrechtverwertungsanlage (KVA) als Stromquelle und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) als CO₂-Quelle die idealen Voraussetzungen, die Funktionalitäten der Power-to-Gas-Technologie im Dauerbetrieb zu testen und deren Potenzial für die Integration erneuerbarer Energien ins Gesamtsystem zu evaluieren. Das Gesamtsystem kann dank der vorhandenen Kopplung an die Stromerzeugung der KVA und den Verbindungen zu den lokalen Strom-, Gas- und Wärmenetzen energieeffizient betrieben werden.

Ökologischer Mehrwert des CO₂-neutralen Gases

Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen wird aktuell an den Gestehungskosten für die Herstellung eines einspeisefähigen Produktgases beziehungsweise am Wert der allfälligen Rückverstromung gemessen. Power-to-Gas hat jedoch weitere wirtschaftliche Potenziale, die sich heute noch nicht exakt und verlässlich bestimmen lassen. Dazu gehört der ökologische Mehrwert (Premiumprodukt) des CO₂-neutralen Gases, die direkte Nutzung von bestehenden Biogasquellen ohne vorgängige CO₂-Abscheidung (Wegfall der Investition für Gasaufbereitungsanlagen), die Abwärmenutzung in Wärmeverbundsystemen. Ausserdem die Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse, netz- und systemdienliche Leistungen für das Stromnetz, die Vermeidung von Abschaltungen oder Abregulierung von unflexiblen Bandlastproduzenten, die CO₂-Entnahme aus der Umwelt, die flexible Energiespeicherung (von kurzfristig bis saisonal) sowie die Bereitstellung von Residuallast in Kombination mit gasbetriebenen WKK-Anlagen.

"Das Limeco-Projekt wird wichtige Erkenntnisse liefern"

Am Standort von Limeco in Dietikon ist ein wirtschaftlicher Betrieb in zweierlei Hinsicht gegeben. Einerseits wird durch die Umwandlung des Abfallstromes der KVA zu Gas ein Mehrwert generiert. Andererseits ist die CO₂-Quelle im Klärgas der ARA vorhanden und eine technische CO₂-Abscheidung wird hinfällig, weil die eingesetzte Technologie zur Methanisierung das CO₂ zusammen mit dem vorhandenen Methan im direkten Verfahren verarbeiten kann.

Das Limeco-Projekt wird wichtige Erkenntnisse für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen liefern. In den ersten Betriebsjahren wird ein wirtschaftlicher Betrieb ohne Energiespeicherung angestrebt. Sobald es die Rahmenbedingungen ermöglichen, wird das Betriebskonzept zunehmend auf die Verwertung des Überschussstromes und die Bereitstellung von Regelenergie ausgerichtet. Die Zuversicht ist überdies, dass sich andere innovative Energieversorger durch die Erfahrungen bei Limeco inspirieren lassen. Damit die Power-to-Gas-Technologie ihr Potenzial hinsichtlich eines integrierten Energiesystems wirklich entfalten kann, müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit Power-to-Gas-Anlagen künftig den Strom befreit von Netznutzungsgebühren beziehen können." /**Thomas Di Lorenzo**

KLIMAPOLITIK

Volksinitiative will fossile Kohlenstoffe aus dem Verkehr nehmen

Olten/Zürich (energate) - Der Verein Klimaschutz Schweiz beabsichtigt die Lancierung einer Volksinitiative. Sie heisst "Gletscherinitiative" und verlangt, dass spätestens Ende 2050 kein fossiler Kohlenstoff mehr in Verkehr gebracht werden darf. Trotz der "radikalen" Forderung rechnen sich die Initianten durchaus Chancen aus. "Volksinitiativen sind immer wieder

für Überraschungen gut", sagt Mitinitiant und Umweltjournalist Marcel Hänggi auf Nachfrage von energate. Hänggi bezieht seine Zuversicht dabei unter anderem auf vorangegangene Volksabstimmungen im Umweltbereich. "Im Umweltbereich vertritt das Volk oft andere Ansichten als das politische Establishment", führt Hänggi aus. Er verweist dabei unter anderem auf die Alpenschutz- und die Zweitwohnungsinitiative, welche beide trotz gegenteiliger Empfehlung des Bundesrats vom Volk angenommen wurden. Zuversicht gebe aber auch das heisse Wetter: "Mit diesem Sommer dürften sich die Ansichten einiger Leute zur Klimapolitik geändert haben", meint Hänggi.

Den Vorwurf, dass die Initiative zu radikal sei, will Hänggi nicht kommentarlos stehen lassen: "Wir fordern nur das, wozu sich die Schweiz mit der Ratifizierung des Pariser Übereinkommens bereits verpflichtet hat." Die Einfuhr von fossilem Kohlenstoff - also von Erdöl, Erdgas und Kohle und ihren Produkten - ab 2050 zu verbieten, sei letztlich lediglich die Konsequenz aus den Artikeln 4 und 2 des Abkommens. Dieses forderten netto null Emissionen "in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts" und eine Begrenzung der Erwärmung auf "deutlich unter zwei und wenn möglich 1,5 Grad".

"Border Tax Adjustment"

Wie dem vorläufigen Initiativtext zu entnehmen ist, soll für Nachteile, die einheimischen Unternehmen in Folge der Initiative entstehen, ein finanzieller Ausgleich geschaffen werden. Hänggi schlägt hierfür die Einführung einer "Border Adjustment Tax (BAT)" oder ein ähnliches Instrument vor. Das Prinzip hinter der BAT: Verteuert die Initiative die Produktion in der Schweiz gegenüber Ländern ohne oder mit einer schwächeren Klimapolitik, dann werden die Mehrkosten Schweizer Exporteuren beim Export ihrer Ware zurückerstattet. Umgekehrt muss der entsprechende Betrag beim Import aus diesen Ländern entrichtet werden. "Die BAT ist ein Instrument, welches von den meisten Juristen als WTO-konform eingestuft wird", so Hänggi im Gespräch mit energate. Da sie darüberhinaus den Produktionsstandort Schweiz vor ausländischer Konkurrenz schützen und die Abwanderung emissionsintensiver Industrien ins Ausland verhindern würde, so die Hoffnung, steigere sie die Chancen auf Zustimmung. Letztlich Sorge eine BTA dafür, dass auch die Grauemissionen importierter Güter von der schweizerischen Klimapolitik erfasst würden. Somit sei der Vorschlag "schlank, liberal und wirksam", meint Hänggi.

Weniger kompliziert als Energiestrategie

"Die Energiestrategie ist ein riesiges Gesetzespaket", führt Hänggi die Punkte "schlank und liberal" aus und verweist dabei auf Effizienzvorschriften, sektorielle Ziele und Ausbauziele für erneuerbare Energien. "Wir hingegen überlassen es den Nachfragern, wie sie reagieren werden", erklärt Hänggi. Mit dem Vorschlag des Vereins brauche es hingegen nur einen "gewissen Regelungsbedarf" - etwa für ärmere Leute, die sich die Abkehr von einem fossilen Heizsystem nicht leisten könnten./**mg**

KLIMAPOLITIK

Greenpeace: "Schweizer Klimapolitik ein Trauerspiel"

Bern (energate) - Greenpeace-Aktivisten haben vor dem Bundeshaus für einen "effektiven Klimaschutz" demonstriert. Griffige Massnahmen würden immer dringlicher, wie Hitzewelle und Dürre in den vergangenen Wochen deutlich gezeigt hätten, begründete die Umweltorganisation ihre Aktion. Greenpeace präsentierte seine Forderungen in Bern auch vor dem Hintergrund, dass demnächst die Beratungen zum CO₂-Gesetz anstehen. Nach Ansicht der Organisation ist die bisherige Schweizer Klimapolitik "ein Trauerspiel". Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern habe die Schweiz eine der höchsten Ölheizungsichten, den emissionsstärksten Automobilpark und die meisten Pro-Kopf-Flugmeilen. Der Schweizer Finanzplatz verantworte weltweit mehr als 20 Mal so viele Emissionen wie alle Haushalte und Betriebe in der Schweiz jährlich verursachen. Zudem kenne die Landwirtschaft als Verursacherin einer grossen Menge an Treibhausgasen keine Klimaregeln.

"Seit Jahren ist der Treibhausgas-Fussabdruck der Schweizer konstant zu hoch", so Greenpeace Schweiz mit Bezug auf eine Auswertung des Bundesamtes für Statistik. Schweden dagegen habe sich ein Null-Ziel für 2045 gesetzt, Schottland wolle die Inland-Emissionen bis 2030 um 66 Prozent reduzieren, England um 57 Prozent und Holland um 49 Prozent. Greenpeace Schweiz fordert, dass die Treibhausgasemissionen der Schweiz bis spätestens 2050 auf netto Null gesenkt werden. "Auf dem Weg dahin muss unser Land die eigenen Treibhausgasemissionen bis 2030 um 60 Prozent gegenüber 1990 reduzieren", so die Organisation. Weil die Schweiz das globale Problem nicht alleine lösen könne, brauche es zusätzliche Emissionsreduktionen im Ausland und eine angemessene finanzielle Unterstützung für Entwicklungsländer im Kampf gegen Klimaveränderungen.

Zum Thema Klimapolitik, Sommerhitze und Hilfen für die Landwirtschaft hatte sich zuletzt auch GLP-Politiker Jürg Grossen zu Wort gemeldet. Den Ruf nach staatlicher Hilfe für Bauern angesichts der aktuellen Trockenheit erwiderte er auf Twitter: "Es bleibt keine Zeit mehr für reine Pflasterlipolitik. Ich fordere die Bauernvertreter auf, wirksame Klimapolitik zu unterstützen und den Bauern damit langfristig zu helfen. Im Gegenzug bin ich bereit, die Betroffenen umgehend zu unterstützen"./df

KRAFTWERKE

Ensi: Hohe Wassertemperaturen kein Sicherheitsproblem für AKW

Brugg (energate) - Die aktuell hohen Wassertemperaturen aufgrund der Sommerhitze stellen für die Sicherheit der Schweizer AKW kein Problem dar. Das verlautet das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi). "Die Kernkraftwerke müssen beim Betrieb Rücksicht auf die Umwelt nehmen.

Sicherheitstechnisch stellen die Wassertemperaturen keine Gefahr dar", so die Aufsichtsbehörde. Dabei sind die Kühlsysteme der Schweizer Kernkraftwerke unterschiedlich ausgelegt, wie es weiter aus Brugg heisst. So erfolgt die Kühlung in Beznau und Mühleberg mit Flusswasser, in Gösgen und Leibstadt dagegen durch einen Kühlturm. "Steigen die Flusstemperaturen an, sinkt die Kühlleistung", so das Ensi mit Bezug auf Beznau und Mühleberg. Gemäss Aufsichtsbehörde haben die Kernkraftwerke in der Schweiz nachgewiesen, dass sie Wassertemperaturen bis über 28 Grad Celsius beherrschen. "Da die Temperaturen nicht plötzlich steigen, können die Reaktoren rechtzeitig die Leistung reduzieren oder ganz abgefahren werden", so das Ensi weiter. Somit würden hohe Flusstemperaturen kein Sicherheitsrisiko darstellen.

Insbesondere jene Kernkraftwerke, die nicht über einen Kühlturm verfügen, wärmen den Fluss mit dem zurückgeführten Kühlwasser leicht auf. Die Gewässerschutzgesetzgebung schreibt vor, welche Bedingungen dabei eingehalten werden müssen. Bei höheren Flusstemperaturen im Sommer kann gemäss Behördenangaben die Situation eintreten, dass die Kernkraftwerke ihre Leistung reduzieren müssen, um diese Bedingungen einzuhalten. Vollzugsbehörde ist das Bundesamt für Energie (BFE). Das Bundesamt für Umwelt (Bafu) berät das BFE insbesondere, ob allenfalls Massnahmen gegen zu hohe Flusstemperaturen ergriffen werden sollen.

Angesichts der hohen Temperaturen müssen Kraftwerke nicht nur in der Schweiz ihre Leistung drosseln, wie etwa in Beznau und Mühleberg, auch in Deutschland wird das Kühlwasser zum Problem. So hat die Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg Ende Juli wasserrechtliche Ausnahmegenehmigungen für Rhein und Neckar erteilt. Statt bis auf 28 Grad darf die Wassertemperatur an der Einleitungsstelle auf 28,5 Grad ansteigen. Unter anderen nutzten dies das Grosskraftwerk Mannheim und das Kernkraftwerk Philippsburg. Vorsorgliche Antragsteller, darunter das RDK Karlsruhe oder das Heizkraftwerk Stuttgart-Münster am Neckar, sollen ebenfalls eine Genehmigung "auf Widerruf" erhalten./df/mt

ELCOM-BERICHT

Hitzewelle treibt Nachfrage nach Gas und Kohle

Bern (energate) - Die Hitzewelle treibt die Nachfrage nach Kohle und Gas in die Höhe. Das hänge damit zusammen, dass Kernkraftwerke ihre Leistung weiterhin einschränken müssten, schreibt die Elcom in ihrem wöchentlichen Terminmarktbericht. Kohle und Gas seien daher gestiegen. Zudem würden tiefe Flusstände Schiffe zwingen, ihre Kohlefracht zu reduzieren. Kraftwerksbetreiber müssten daher einen aggressiveren Einkauf tätigen, um die Versorgung zu garantieren. Der Kontrakt Cal19 Base für den Schweizer Markt stieg im Wochenvergleich um 0,98 Prozent auf 50,68 Euro/MWh. Leichte Entspannung gab es beim Schlussquartal Q4/18 mit einem Minus von 0,38 Prozent auf 64,81 Euro/MWh. Der September-Kontrakt kostete 53,18 Euro/MWh - ein Plus von 1,39 Prozent./df

DEUTSCHLAND

INTERVIEW MIT ROGER MIESEN, RWE GENERATION

RWE positioniert sich für den Gas-Switch

Essen (energate) - Gas spielt für den RWE-Konzern eine wichtige Rolle. Das Unternehmen, das das viertgrößte Gaskraftwerkspportfolio in Europa betreibt, erwartet, dass mit dem Ende der Kernkraft und dem Kohleausstieg Gas zunehmend die volatile Versorgung mit Ökostrom absichern muss. "Schauen wir uns die Landschaft in 20 oder 30 Jahren an, gibt es vor allem Erneuerbare, Biomasse und Gas", sagte Roger Miesen, Vorstandschef von RWE Generation, im Gespräch mit energate. Die benötigten Backup-Kapazitäten werden sich mengenmässig nicht grundsätzlich ändern, ist er überzeugt. "Die Frage ist aber, wie viel Gas und welche Kraftwerkstypen werden gebraucht", so Miesen.

Es geht Richtung Gas

Die Antwort hängt aus RWE-Sicht davon ab, wie sich der Umbau des fossilen Backups vollzieht. Der Konzern, der Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von rund 9.000 MW betreibt, hält einen gleitenden Kohleausstieg für angezeigt und wahrscheinlich. "Der Ausstieg hat längst begonnen", so Miesen. Die Produktion der Kohlekraftwerke wird bis 2030 deutlich zurückgehen und bis 2050 gegen null gehen. Ersetzt werden können sie durch Gaskraftwerke und perspektivisch auch Speicher. Je später die Kohleanlagen den Markt verlassen, desto günstiger wird die Option Speicher.

"Wenn Kraftwerke nicht viel laufen, werden keine grossen GuD-Anlagen gebaut", sagte Miesen weiter. Sinnvoller seien dann flexible und offene Gasturbinen oder Gasmotoren ohne Wärmeauskopplung. Diese kosten in etwa halb so viel wie GuD-Kraftwerke. Wenn man die Kohle dagegen jetzt ganz rausnimmt, müsste sie durch teure GuD-Gaskraftwerke ersetzt werden. "Es macht viel mehr Sinn, dieses Geld in den Ausbau der Erneuerbaren und der Netze zu investieren", so sein Argument gegen einen schnellen Kohleausstieg.

Bei einem wirtschaftlich sinnvollen Übergang werde sich ein Backup-System von etwa 80.000 MW aus Bestandskraftwerken, offenen Gasturbinen, Speichern und Gasmotoren und Biomasse herauschälen. "Dann wird ziemlich viel Gas im System sein", so Miesen. Bei der Frage Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmechanismus bleibt er gelassen. "Sicher ist, dass die Kraftwerke gebraucht werden - daher werden sie dafür bezahlt werden müssen, dass sie bereitstehen. Entweder gibt es Mittel aus einem Kapazitätsmechanismus, dann gibt es weniger aus dem Strommarkt, oder umgekehrt", meinte er.

Kaufen oder Bauen

"Wir können uns vorstellen, in Grossbritannien und Deutschland die Gaskapazitäten kurzfristig zu erweitern - die Frage

ist nur: zukaufen oder neu bauen", führte der RWE-Manager weiter aus. Für Zukäufe spreche, "dass sie derzeit günstiger sind als Neubauten". Es gebe mehrere Wettbewerber, die aus der Produktion aussteigen wollen. "Wir schauen uns das an, aber vorsichtig. Wir wollen nicht zu viel bezahlen", so Miesen. Der Engpass bei Zukäufen seien nicht die finanziellen Mittel, sondern der Mangel an wirtschaftlich attraktiven Projekten.

Auch bei Neubauten, wie den vier Netzstabilisierungsanlagen, die die Netzbetreiber in Süddeutschland ausgeschrieben haben, wirft RWE den Hut in den Ring. "Wir bieten für mehrere Standorte: Gundremmingen, Karlstein-Dettingen und Biblis. Das werden aber keine GuD-Kraftwerke sein, sondern kleine, flexible Anlagen." Auch wenn die Wirtschaftlichkeit derzeit für kleine Gasturbinen spreche, neue GuD-Kraftwerke traut sich RWE auch zu. "Wenn die Politik oder der Markt signalisieren, dass GuD benötigt werden, prüfen wir auch solche Projekte", sagte Miesen. /gk

HALBJAHRESBILANZ

Eon erholt sich im Vertrieb

Essen (energate) - Der Energiekonzern Eon hat im ersten Halbjahr dank höherer Erträge im Vertrieb seine Bilanz gestärkt. Für die ersten sechs Monate 2018 weist das Essener Unternehmen ein bereinigtes Ebit von 1,9 Mrd. Euro aus, was einem Plus von zehn Prozent gegenüber dem Vorjahreswert entspricht. Der bereinigte Konzernüberschuss belief sich auf 1,05 Mrd. Euro (+ 19 %). Finanzvorstand Marc Spieker sprach im Rahmen einer Telefonkonferenz von einem "stabilen, fast unspektakulären Ergebnis". Er verwies insbesondere auf Fortschritte im Vertrieb, den Eon als Geschäftsfeld Kundenlösungen bezeichnet. Dort stieg das Ebit gegenüber dem Vorjahreszeitraum um acht Prozent auf 477 Mio. Euro. Zugleich erhöhte der Konzern seine Kundenbasis um 100.000 Haushaltskunden, in Deutschland kamen im ersten Halbjahr rund 50.000 Kunden hinzu. "Wenn sich der Trend fortsetzt, dann ist das eine relevante Entwicklung im Marktanteil", gab Spieker sich optimistisch. Im Laufe des vergangenen Geschäftsjahrs hatte Eon noch 200.000 Kunden im deutschen Markt eingebüsst.

Rückläufiger Absatz bei Strom und Gas

Spieker räumte allerdings weiterhin ein, dass Eon im Kundengeschäft eine "hohe Wettbewerbsintensität" spüre. Dies schlägt sich nieder in rückläufigen Absatzzahlen. So ging der Stromabsatz um drei Prozent auf 19,3 Mrd. kWh zurück. Der Gasabsatz lag gar mit 19,0 Mrd. kWh 26 Prozent unter Vorjahresniveau. Hier verweist Eon auch auf witterungsbedingte Rückgänge. Dass Eon in dem Segment dennoch höhere Erträge erwirtschaften konnte, führt der Konzern auf gestiegene Bruttomargen zurück.

Im Netzgeschäft, das erneut mehr als die Hälfte des Konzernergebnisses beisteuerte, hielt Eon Kurs. Das bereinigte Ebit lag mit 1,07 Mrd. Euro in etwa auf Vorjahresniveau. Das Geschäfts-

feld der erneuerbaren Energien steigerte das Ergebnis um 15 Prozent auf 236 Mio. Euro. Zur Begründung verwies Finanzvorstand Spieker auf die Inbetriebnahme neuer Windparks - etwa den britischen Offshore-Windpark "Rampion". Entsprechend stieg auch die erzeugte Strommenge auf 7,8 Mrd. kWh (+ 18,2 %). Das Ergebnis im Nicht-Kerngeschäft, das insbesondere die Kernkrafttochter Preussen Elektra und das türkische Erzeugungsgeschäft beinhaltet, stieg um neun Prozent auf 224 Mio. Euro. Hier profitierte Eon davon, dass die Verluste im Kraftwerksgeschäft in der Türkei auf 20 Mio. Euro (-69,7 %) deutlich zurückgingen.

Uniper-Verkauf hilft bei Schuldentilgung

Eon-Finanzchef Spieker betonte zudem Fortschritte, die der Konzern bei der Entschuldung gemacht habe. Im Vergleich zum Jahresende 2017 sei die Netto-Verschuldung um 18 Prozent auf rund 15,9 Mrd. Euro zurückgegangen. Eon kam dabei insbesondere der Erlös aus der Uniper-Beteiligung zugute, die der Konzern im Juni für rund 3,8 Mrd. Euro an den finnischen Fortum-Konzern verkauft hatte. Für das Gesamtjahr rechnet das Eon-Management mit einem bereinigten Konzern-Ebit von 2,8 bis 3 Mrd. Euro und einem bereinigten Konzernüberschuss von 1,3 bis 1,5 Mrd. Euro./rb

TRANSAKTION

Eon bei Innogy-Übernahme mit "zahlreichen Optionen"

Essen (energate) - Der Eon-Konzern sieht sich trotz der verfehlten 90-Prozent-Schwelle beim Erwerb der Innogy-Anteile für die geplante Übernahme gut gerüstet. "Uns stehen weiterhin zahlreiche Optionen für die rechtliche Integration nach dem Closing zur Verfügung", sagte Finanzvorstand Marc Spieker anlässlich der Präsentation der Eon-Halbjahresbilanz. Als Beispiele nannte er einen Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag oder auch "unterschiedliche Wege einer Konzernverschmelzung". Noch sei es aber zu früh, darüber abschliessend zu entscheiden, so Spieker.

Squeeze-Out-Verfahren nicht möglich

Die Transaktionspläne von Eon und RWE sehen vor, dass Eon in einem ersten Schritt, die RWE-Tochter Innogy übernimmt, bevor die Geschäftsfelder auf die beiden Konzerne aufgeteilt werden. Dazu haben sich Eon und RWE auf eine Übernahme der Innogy-Anteile von 76,8 Prozent verständigt. Den übrigen Innogy-Aktionären unterbreitete Eon parallel ebenfalls ein Angebot, das allerdings nur Inhaber von weiteren 9,4 Prozent der Aktien annahm. Damit blieb Eon knapp unterhalb der Schwelle von 90 Prozent der Innogy-Anteile, die dem künftigen Mehrheitseigner ein vergleichsweise einfaches Squeeze-Out-Verfahren ermöglicht hätte. Ein aufgestocktes Angebot an die verbliebenen Innogy-Aktionäre schloss Spieker aus: "Dazu gibt es überhaupt keine Veranlassung."

Kartellrechtliche Freigabe für Mitte 2019 erwartet

Derweil warten Eon und RWE immer noch auf den Beginn des Kartellverfahrens, das die gesamte Transaktion unter wettbewerblichen Aspekten absegnen soll. "Wir können davon ausgehen, dass die Anmeldung formal im vierten Quartal erfolgen wird", umriss Spieker den Zeitplan. Dass die Eröffnung des Verfahrens sich über Monate hinziehe, sei aber "im Rahmen des Üblichen". Solche umfangreichen Verfahren hätten in der Regel einen langen Vorlauf. Derzeit liefen die Gespräche mit den Fallbearbeitern der EU-Wettbewerbsbehörde. "Es werden Datenbedürfnisse abgeglichen", beschrieb Spieker den aktuellen Stand. Mit der kartellrechtlichen Freigabe der Transaktion rechnen die beiden Konzerne Mitte 2019./rb

HITZEWELLE

Umweltverbände verlangen Klimaschutz-Sofortmassnahmen

Berlin (energate) - Anlässlich der Hitzewelle in Deutschland mahnen Umweltverbände eine ambitioniertere Klimapolitik an. So fordern WWF und Germanwatch in einem gemeinsamen Papier Sofortmassnahmen der Bundesregierung für mehr Klimaschutz. Dazu gehöre eine baldige Umsetzung der im Koalitionsvertrag zugesagten Steuerförderung für die energetische Gebäudesanierung. Ausserdem müsse der Auftrag der Kohlekommission derart geändert werden, dass Deutschland seine angestrebte CO₂-Reduktion um 40 Prozent durch eine schnelle Rückführung der Kohleverstromung zumindest bis 2022 erreicht.

"Überfällig ist zudem die im Koalitionsvertrag angekündigte Sonderausschreibung von acht Gigawatt erneuerbaren Energien bis 2020", erklärte Germanwatch-Geschäftsführer Christoph Bals. Schliesslich drängen WWF und Germanwatch auf ein verbindliches Klimaschutzgesetz, das die Weichen für den Strukturwandel in den Sektoren Energie, Verkehr und Landwirtschaft stelle. Im Energiebereich gehöre dazu insbesondere ein Kohleausstieg bis 2030.

BUND: Tempolimit wieder auf die Agenda

Auch der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) verlangt von der Bundesregierung "umfassende Klimanothilfemassnahmen". "Eine politische Sommerpause kann sich die Bundesregierung nicht leisten. Jetzt müssen Lösungen präsentiert werden, wie Deutschland seinen immensen CO₂-Ausstoss in den Bereichen Energie, Verkehr und Landwirtschaft reduziert", sagte der BUND-Vorsitzende Hubert Weiger. Auch er sieht in der Abschaltung von Kohlekraftwerken die "am schnellsten wirksame Massnahme". Zudem gehöre die Reduktion des Energieverbrauchs wieder "ernsthaft" auf die politische Agenda. Dazu könne beispielsweise ein Tempolimit auf Autobahnen beitragen./cs

VFW IN ZAHLEN

Contractingmarkt profitiert von Neubauboom

Hannover (energate) - Die Contracting-Branche hat im Jahr 2017 an Umsatz zugelegt. Bei der Zahl der abgeschlossenen Verträge fiel die Steigerung aber geringer aus als im Vorjahr, teilte der Verband für Wärmelieferung (VFW) mit. Die jährliche Erhebung des Contracting-Verbandes unter seinen Mitgliedern zeige bei den Vertragszahlen eine Steigerung um vier Prozent auf 57.500 abgeschlossene Verträge. Der Jahresumsatz erhöhte sich von 2,77 Mrd. Euro im Jahr 2016 auf 3,1 Mrd. Euro im Jahr 2017 und damit um zwölf Prozent. Bei 85 Prozent der Projekte handelte es sich um ein Energieliefer-Contracting. Acht Prozent entfielen auf das Einspar-Contracting, zwei Prozent auf technisches Anlagenmanagement und ein Prozent auf das Finanzierungs-Contracting. Die CO₂-Entlastung der Massnahmen liegt bei schätzungsweise rund fünf Mio. Tonnen im Jahr.

In der Wohnungswirtschaft hat sich laut VFW der Neubauboom fortgesetzt. Der Neubausektor machte im Jahr 2017 fast 50 Prozent der umgesetzten Contracting-Projekte aus. Im Jahr 2015 lag dieser Wert noch bei rund 20 Prozent. Im Wohnungsbestand sei dagegen eher ein Rückgang der Zahlen zu beobachten. Das liege unter anderem an der Unsicherheit durch die oft wechselnde Rechtslage und an Problemen im Umgang mit Netzbetreibern in Kundenanlagen. VFW-Geschäftsführer Tobias Dworschak sieht erheblichen Nachholbedarf im Gebäudebestand und hebt ein weiteres Hemmnis hervor: "Im Bereich der Wärmelieferverordnung spielen das aktuelle Zinsniveau und die aktuellen Energiepreise eine wesentliche Rolle. Es ist kaum einzusehen, dass der Erfolg der Wärmewende dauerhaft von derlei Faktoren abhängen soll." Eine Chance, die Bedingungen für Energiedienstleistungen zu verbessern, biete die anstehende Anpassung des Mietrechts./tc

FLEXIBILITÄTSPRÄMIE

FDP: Wachsende Biogas-Förderkosten eindämmen

Passau/Berlin (energate) - Die FDP beklagt die wachsende EEG-Förderung für flexible Biogasanlagen. So seien die Kosten für die sogenannte Flexibilitätsprämie von 0,6 Mio. Euro im Jahr 2012 auf 56,5 Mio. Euro im Jahr 2016 angestiegen, kritisierte der energiepolitische Sprecher der FDP-Bundestagsfraktion, Martin Neumann, in der "Passauer Neue Presse". Er verwies dabei auf eine Antwort der Bundesregierung auf eine Anfrage seiner Fraktion. Danach sind für die Flexibilitätsprämie insgesamt inzwischen Förderzahlungen von 122 Mio. Euro angefallen. "Die Bundesregierung muss stärker als bislang darauf achten, dass so wenig wie möglich Mitnahmeeffekte entstehen, die die Kosten für die Energiewende weiter nach oben treiben", so der FDP-Politiker. Hintergrund der Kritik dürfte sein, dass die

Bundesregierung den bestehenden Deckel zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Zuge des angedachten "100-Tage-Gesetzes" anpassen und den Anlagenbetreibern dadurch mehr Investitionssicherheit gewähren will. Bestandteil des Gesetzes soll aber auch sein, dass der Deckel für die Förderung flexibler Biogasanlagen von 1.350 auf 1.100 MW sinken soll. Union und SPD streiten sich jedoch noch um die Details./cs

EUROPA

HINTERGRUND

Polens Strommarkt justiert sich neu

Berlin (energate) - Kein anderer Energiemarkt in der EU ist so stark von der Kohle dominiert wie der polnische. Mehr als zwei Drittel des Stroms kommen aus Stein- und Braunkohlekraftwerken. Doch es zeichnet sich ein Wandel ab. Regulatorische Änderungen, insbesondere aus Brüssel, verändern die Rahmenbedingungen und könnten der Ausgangspunkt für den langfristigen Umbau des Energiesystems sein. Grund genug für die Unternehmensberatung Enervis in Kooperation mit Warschauer Rechtsanwaltskanzlei Solivan eine aktuelle Analyse für den polnischen Strommarkt vorzulegen. Darin untersuchen die Autoren Chancen und Risiken für Investitionen in neue Erzeugungsanlagen.

"Lange Zeit war der polnische Strommarkt ein Synonym für Kohle", sagte Christian Schnell, Studienautor von Solivan. Doch mit den verschärften EU-Emissionsstandards und der Reform des EU-Emissionshandelssystems (ETS) könne die Dominanz der Kohlekraftwerke bald ein Ende finden. Das könne auch nicht die Einführung des neuen Kapazitätsmechanismus Ende 2018 verhindern, so Schnell. Vielmehr verstärke es die Entwicklung. Bis zuletzt hatte sich Polen gegen die jüngste ETS-Reform gewehrt, scheiterte aber vor dem Europäischen Gerichtshof. Mit der Reform will die EU die Preise für CO₂-Emissionszertifikate stärken, was ihr bislang auch gelungen ist. Seit Jahresanfang klettern die Preise im EEX-Handel nach oben, sie lagen zuletzt konstant bei über 17 Euro/Tonne. Für das Jahr 2023 wurde bereits die 20-Euro-Marke geknackt.

Keine Kohlekraftwerke mehr, Kernenergie mit Fragezeichen

Unter Druck geraten dadurch CO₂-intensive Kohlekraftwerke, weshalb die polnische Politik hier auch keine grosse Zukunft mehr sieht. Zwar erteilten im April die staatlichen Energieunternehmen Energa und Enea den Zuschlag für den Bau eines 1.000-MW-Kohlekraftwerks an den Technologiekonzern GE. Doch Energieminister Krzysztof Tchorzewski hatte bereits im Vorfeld angekündigt, dass dies der letzte neue Kohlemeiler in Polen sein soll. Anders sieht es bei der Kernenergie aus. Bislang befindet sich im polnischen Kraftwerkspark kein kommerzieller Atommeiler, doch seit Jahren läuft die

Suche nach einem geeigneten Standort - bislang ohne Erfolg. Neuen Auftrieb könnten die Pläne durch die genehmigten Beihilfen für die Kernenergie bekommen. Das Europäische Gericht hatte selbige im Fall des britischen Meilers "Hinkley Point C" jüngst anerkannt.

Erneuerbare nehmen Fahrt auf

Fortgeschritten ist in Polen der Ausbau der erneuerbaren Energien. So befinden sich die ersten Offshore-Windparks in der Umsetzung. Die beiden Projekte mit insgesamt 1.200 MW Leistung gehen 2022 ans Netz, für weitere Vorhaben laufen Ausschreibungen. Kürzlich wurde ausserdem der erste polnische Windpark an Land fertiggestellt, dessen Finanzierung auf einem Power Purchase Agreement (PPA) basiert. Und auch die Ausschreibungen für Fotovoltaik und Biomasse nehmen laut Enervis Fahrt auf. "Diese Treiber bereiten den Boden für grosse Veränderungen im polnischen Energiesektor, die den Rahmen für konventionelle und erneuerbare Stromerzeugung neu justieren und Möglichkeiten für neue Investitionen eröffnen", so Studienautor Tim Steiner von Enervis./as

INTEGRATION

Gasunie will bei Marktgebietszusammenlegung mitmachen

Groningen/Berlin (energate) - Die niederländische Gasunie Transport Service (GTS) will den virtuellen Handelspunkt TTF in das gemeinsame deutsche Marktgebiet integrieren.

Mehrere Quellen bestätigen unabhängig voneinander, dass GTS den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern Anfang Juli ein erstes Grundkonzept für das Projekt namens "Triceps" übermittelt hat. Die geplante Zusammenlegung der beiden deutschen

Marktgebiete Gaspool und Netconnect Germany (NCG) habe bei Gasunie Analysen über die Möglichkeiten einer Marktintegration mit Deutschland ausgelöst, hat GTS-Geschäftsführer Bart Jan Hoevers offenbar seinen deutschen Kollegen in einem Schreiben erläutert.

Mit einer solchen Integration würde der grösste und liquides-te europäische Markt geschaffen, der für Gasproduzenten als Handelsmarkt sehr attraktiv sei, schreibt GTS in seiner Projektskizze. Für Deutschland habe das Projekt den besonderen Charme, dass die L-Gas-Risiken durch die Integration der niederländischen Mischanlagen und L-Gas-Speicher gelöst würden. GTS schlägt allerdings keine vollständige Zusammenlegung, sondern eine Handelsregion vor. Dabei würde die Integration der Hubs erfolgen, aber die nationalen Bilanzierungssysteme blieben erhalten.

Rätselraten über Motivation

Weder die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber noch GTS kommentieren den Vorschlag. Auf Anfrage teilte GTS sogar mit, das Unternehmen könne einen solchen Vorschlag nicht bestätigen. Mehrere Quellen sagen aber, das Bundeswirtschaftsministerium und die Bundesnetzagentur seien bereits informiert. Aus dem Umfeld der Fernleitungsnetzbetreiber ist informell unterdessen zu hören, der Vorschlag komme überraschend und zur Unzeit. Die deutsche Marktgebietszusammenlegung sei komplex genug, noch mehr Komplexität sei nicht hilfreich. Zudem rätseln Marktteilnehmer über das Motiv von GTS. Sie erinnern daran, dass die Niederländer vor einigen Jahren eine Beteiligung am damaligen "HIP-Projekt", das auf die Zusammenlegung des belgischen Marktgebietes mit dem NCG-Marktgebiet abzielte, explizit ablehnten. Zu gross erschienen damals scheinbar die Verwerfungen durch einen Wegfall der Transportentgelte an den Grenzübergangspunkten./hl

Der ener|gate messenger
Schweiz für alle:

Mit den günstigen Team-
und Unternehmenslizenzen
Geld sparen!

ener|gate
messenger.ch

täglich.
aktuell.
informiert.

MARKTDATEN

Mehr unter www.energate-messenger.ch

AUF EINEN BLICK | Aktuelle Kurse

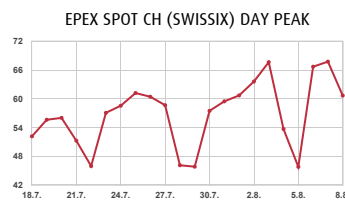
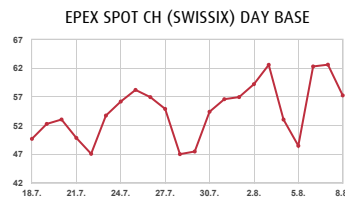
Index	Kurs	+/-	+/- in %	Währung
EPEX SPOT CH (SWISSIX) Base	57,07	-0,19	-0,33%	EUR/MWh
EPEX SPOT CH (SWISSIX) Peak	61,94	1,26	2,08%	EUR/MWh
EPEX SPOT Phelix Day Base	55,06	-1,05	-1,87%	EUR/MWh
EPEX SPOT Phelix Day Peak	60,18	2,35	4,06%	EUR/MWh
OTC-NGC Day-Ahead	-	-	-	€/MWh
CO ₂ -Allowances 2018	-	-	-	€/Tonne
Global Coal Index	-	-	-	\$/Tonne
Referenzkurs EUR/CHF	1,15	0,00	0,12%	CHF
Referenzkurs EUR/USD	1,16	0,00	-0,11%	USD

* Quelle OTC Daten: Spectron

STROM EPEX SPOT Schweiz | 09.08.2018

Stunde	Preis (Euro/MWh)	Umsatz (MWh)
1	52,43	2.258
2	50,52	2.177
3	49,45	2.005
4	47,80	1.972
5	47,47	2.046
6	49,46	2.232
7	55,40	2.804
8	64,03	3.143
9	66,53	3.331
10	66,49	3.466
11	65,28	2.991
12	64,95	2.776
13	62,16	2.876
14	60,09	2.652
15	57,38	3.152
16	57,80	3.627
17	58,83	3.034
18	60,72	3.256
19	62,05	3.480
20	61,04	3.679
21	58,19	3.272
22	55,03	2.796
23	50,71	2.648
24	45,98	3.128
		68.799

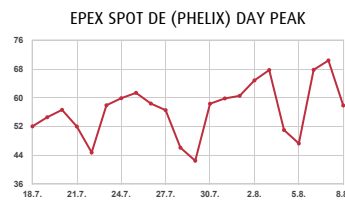
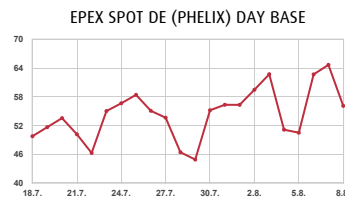
EPEX SPOT Schweiz in €/MWh |



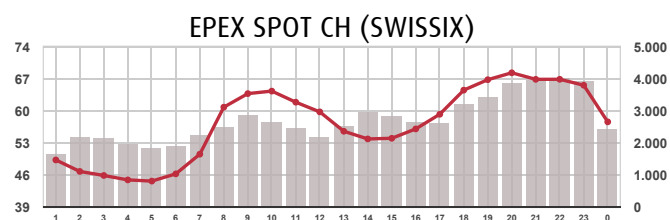
STROM EPEX SPOT DE/AT | 09.08.2018

Stunde	Preis (Euro/MWh)	Umsatz (MWh)
1	50,57	20.346
2	47,47	21.107
3	46,14	21.099
4	45,07	21.400
5	45,08	21.889
6	47,76	21.332
7	55,50	21.763
8	64,11	24.019
9	65,08	24.966
10	64,88	26.517
11	64,67	28.307
12	64,59	31.085
13	62,77	31.184
14	60,00	31.370
15	57,56	30.251
16	56,03	28.789
17	54,39	26.780
18	56,54	25.051
19	58,76	23.718
20	56,90	23.686
21	52,36	21.992
22	50,00	23.450
23	49,54	25.519
24	45,78	27.207
		602.827

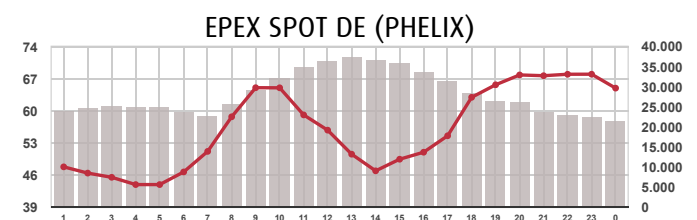
EPEX SPOT DE/AT in Euro/MWh |



EPEX SPOT Stundenverlauf Schweiz (Euro/MWh) / Umsätze (MWh) |



EPEX SPOT Stundenverlauf DE/AT (Euro/MWh) / Umsätze (MWh) |



Strompreise Termin EEX - Phelix Future | Preis vom 08.08.2018

Produkt	Base			Peak		
	Preis (Euro/MWh)	Umsatz (MWh)	Anzahl der Geschäfte	Preis (Euro/MWh)	Umsatz (MWh)	Anzahl der Geschäfte
Aug 18	52,32	-	-	59,02	-	-
Sep 18	50,05	-	-	59,10	-	-
Okt 18	51,00	18.625	2	60,30	-	-
Nov 18	53,69	-	-	68,82	-	-
Dez 18	48,86	-	-	64,61	-	-
Jan 19	51,56	-	-	66,63	-	-
Feb 19	52,97	-	-	67,72	-	-
Q4/18	51,16	-	-	64,51	-	-
Q1/19	49,95	-	-	63,15	-	-
Q2/19	40,65	-	-	47,50	-	-
Q3/19	41,58	-	-	48,96	-	-
Q4/19	47,67	-	-	61,31	-	-
Q1/20	47,74	-	-	60,60	-	-
Q2/20	37,78	-	-	45,48	-	-
2019	44,95	-	-	55,20	-	-
2020	42,23	-	-	52,93	-	-
2021	41,50	-	-	52,18	-	-
2022	43,08	-	-	54,28	-	-
2023	43,93	-	-	55,08	-	-

EEX PHELIX FUTURES SEP 18 2018 BASE



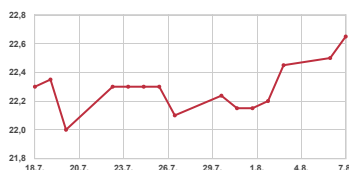
EEX PHELIX FUTURES JAHR 2019 BASE



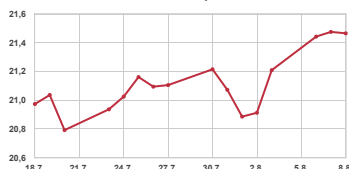
Gaspreise Marktgebiet NCG Netconnect Germany (Spectron) | Preis vom 07./08.08.2018

NCG vom 07.08.	Bid	Ask
	Euro/MWh	
Day-Ahead	22,60	22,70
Weekend	22,40	22,50
September	22,63	22,73
Q4/18	23,15	23,25
Winter 18	23,35	23,45
Sommer 19	20,40	20,50
Kalender 2019	21,50	21,60
Kalender 2020	20,00	20,10

NCG DAY AHEAD



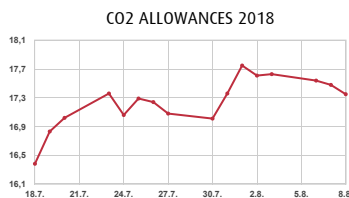
NCG KALENDERJAHR 2019



Öl in \$/Barrel | Preis vom 07.08.2018



CO₂ in €/Tonne | Preis vom 08.08.2018



IMPRESSUM

Herausgeber & Verlag:

ener|gate gmbh
Norbertstrasse 5
D-45131 Essen

Geschäftsführung:

Marc Hüther, Dirk P. Lindgens

Chefredakteur:

Christian Seelos

Redaktion Schweiz:

Dennis Fischer, Mario Graf

Fachlicher Beirat:

Vorsitz: Prof. Dr. Stephanie Teufel
Mitglieder: Daniel Aebli, Hansueli Bircher, Dr. Matthias Bölke, Lorenz Bösch, Markus Burger, Daniela Decurtins, Dr. Roman A. Dudenhausen, Dr. Armin Eberle, Michael Frank, Frédéric Gastaldo, Christian Grasser, Dr. Patrick Hofer-Noser, Ronny Kaufmann, Peter Lehmann, Kurt Lüscher, Dr. Tobias Reichmuth, Reto Rigassi, Dr. Jörg Spicker, Dr. Walter Steinmann, Martin Tschirren

Redaktionsanschrift Schweiz:

Ringstrasse 28, CH-4600 Olten
Telefon: +41 (0) 62.211.6307
Telefax: +41 (0) 62.211.6309
redaktion@energate.ch

Redaktionsanschrift Deutschland:

Norbertstrasse 5, D-45131 Essen
Telefon: +49 (0) 201.1022.500
redaktion@energate.de

Redaktionsanschrift Deutschland, Büro Berlin:

Joachimsthaler Str. 20, D-10719 Berlin
Telefon: +49 (0) 30.364100.401

Anzeigenverwaltung:

Sebastian Engels
Telefon: +49 201 1022-516
Uwe Mark
Telefon: +49 201 1022-542
anzeigen@energate.de

Kundenservice:

Telefon: +41 (0) 62.211.6308
Telefax: +41 (0) 62.211.6309
kundenservice@energate.ch

Abonnement: Der ener|gate messenger Schweiz erscheint werktäglich im PDF-Format und wird per E-Mail versendet. Das Abonnement kostet zurzeit 249,- CHF (zzgl. USt.) monatlich und beinhaltet zusätzlich den Vollzugriff auf unsere Internetplattform www.energate-messenger.ch mit zusätzlichen Nachrichten und Marktdaten (jeweils inklusive Archiv bzw. Historien) sowie Tools. Preise für Team- und Unternehmenslizenzen auf Anfrage.

Haftungsausschluss & Copyright: Sämtliche Informationen des ener|gate messengers Schweiz wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des ener|gate messengers Schweiz 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.

Handelsregister:

Amtsgericht Essen HRB 24811

Sitz der Gesellschaft:

Essen