

Märkte-Roundup

Etwas mehr Erneuerbaren-Strom
Strom zeigt sich weiter befestigt

STROM: Fester hat sich am Freitag der deutsche OTC-Strommarkt gezeigt. Der Montag wurde mit 55,50 Euro je Megawattstunde im Base gesehen, der Peak wurde mit 65,00 Euro gehandelt. Am Donnerstag war der Freitag selbst mit 62,75 Euro in der Grundlast und 74 Euro in der Spitzenlast gesehen worden.

Die gegen die Tendenz rückläufigen Preise sind auf die höhere, gleichwohl noch immer sehr moderate Erneuerbareinspeisung zurückzuführen, die für den Montag erwartet wird. Für den Dienstag prognostizieren die Meteorologen von Eurowind einen Ausreißer nach oben. Dann sollen knapp 25 Gigawatt Erneuerbarenstrom anfallen. Doch schon am Mittwoch ist die Herrlichkeit vorbei. Die Prognose von Eurowind für diesen Tag lautet auf nur noch 8,2 Gigawatt.

Mehr: Seite 2

Top-News

Ökostrom-Herkunftsnachweise
Nachfrageseite ist eher langfristig orientiert

Am 31. Oktober ist die Frist zur Entwertung der Herkunftsnachweise (HKN) für das Jahr 2019 ausgelaufen. In den Monaten davor ist das Interesse an Zertifikaten für das Jahr 2019 merklich gesunken und der Preis entsprechend zurückgegangen, wie MBI TradeNews Energy im Gespräch mit der Handelsplattform enmacc erfuhr.

„Es gab ein paar Unternehmen, die sich überdeckt hatten und Nachweise wieder verkaufen wollten, aber große Volumina wurden nicht mehr gehandelt“, sagt enmacc-Geschäftsführer Volker Puck. Vor dem Auslaufen eines Kontrakts sei am HKN-Markt in vielen Jahren ein Überangebot zu beobachten, das die Preise belastet, so auch dieses Jahr. Für skandinavische Wasserkraft für 2019 mussten zum Auslaufen des Kontrakts etwa 0,10 Euro je Zertifikat gezahlt werden, das Jahr 2020 wird aktuell auf einem ähnlichen Niveau bewertet.

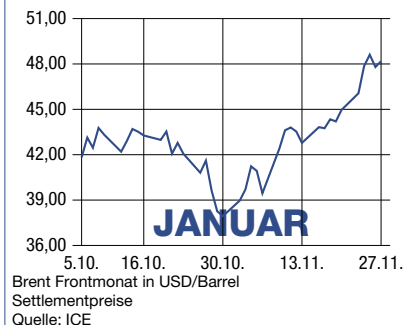
Mehr: Seite 3

Strompreise OTC-Deutschland

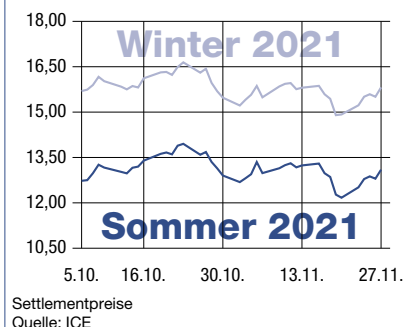
| 27. November 2020 (in EUR/MWh) | Baseload | | Peakload | |
|-----------------------------------|-------------|---------|-------------|---------|
| | Bid/Ask | Veränd. | Bid/Ask | Veränd. |
| Day-ahead | 55,50 | -7,25 | 65,00 | -9,00 |
| Weekend | 39,00-39,45 | - | - | - |
| Week-ahead | 45,85-46,00 | - | 58,00-58,50 | - |
| Dezember 2020 | 40,10-40,20 | +0,30 | 51,85-52,05 | +0,75 |
| Januar 2021 | 42,00-42,20 | +0,65 | 52,65-52,95 | +0,90 |
| Februar 2021 | 43,55-43,70 | +0,70 | 47,80-48,60 | +0,10 |
| März 2021 | - | - | - | - |
| Q1/2021 | 41,50-41,60 | +1,53 | 51,20-51,95 | +0,95 |
| Q2/2021 | 37,85-38,05 | +0,35 | 42,75-43,55 | +0,10 |
| Jahr 2021* | 41,35-41,45 | +0,30 | 49,65-49,90 | +0,65 |
| Jahr 2022* | 44,85-44,95 | +0,30 | 54,55-54,75 | +0,40 |
| Jahr 2023* | 46,35-46,55 | +0,13 | 57,35-57,60 | +1,15 |

Day-ahead: Letzter Preis vor der Börsenauktion. Spot-Preise recherchiert in Händlergesprächen. *Termin-Preise basierend auf MBI-Modell/Marktgebiet Deutschland.

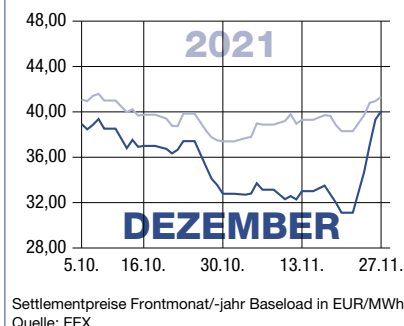
Rohöl (ICE)



Erdgas (ICE-Endex TTF)



Strom (EEX Phelix Base)



Strom (OTC-Deutschland)



Strom

Prognose Einspeisung Wind und Solar Deutschland gesamt in Megawatt

| | 27.11. | 30.11. | 1.12. |
|----------|--------|--------|--------|
| Base | 3.537 | 11.354 | 26.037 |
| Peak | 5.250 | 14.811 | 27.325 |
| Off Peak | 1.825 | 7.899 | 24.749 |

Quelle: Eurowind

MBI Research Strom-Load-Prognose Last in Gigawatt (Tagesdurchschnitt)

| Datum | Aktuell | Vortag | Veränd. |
|------------|---------|--------|---------|
| 27.11.2020 | 61,6 | 61,6 | 0,0 |
| 28.11.2020 | 53,8 | 53,8 | 0,0 |
| 29.11.2020 | 50,2 | 50,1 | 0,0 |
| 30.11.2020 | 61,1 | 61,1 | 0,0 |
| 01.12.2020 | 62,5 | 62,5 | 0,0 |
| 02.12.2020 | 62,6 | 62,6 | 0,0 |
| 03.12.2020 | 62,3 | | |

Quelle: MBI Research, ENTSO-E

Herkunftsnachweise für Ökostrom Wasserkraft in Euro

| Produkt | 27.11. | | 26.11. | |
|--------------|---------|--|--------|--|
| | Schweiz | | | |
| 2021 | 0,59 | | 0,59 | |
| 2022 | 0,68 | | 0,68 | |
| 2023 | 0,78 | | 0,78 | |
| Skandinavien | | | | |
| 2020 | 0,11 | | 0,11 | |
| 2021 | 0,24 | | 0,24 | |
| 2022 | 0,34 | | 0,34 | |
| 2023 | 0,44 | | 0,44 | |
| 2024 | 0,52 | | 0,52 | |

Quelle: enmacc

Herkunftsnachweise für Ökostrom

MBI TradeNews Energy veröffentlicht täglich Preise für Ökostrom-Herkunftsnachweise (siehe oben) in Zusammenarbeit mit der Online-Handelsplattform enmacc.

Fortsetzung Märkte-Roundup

Alle wichtigen Energiemärkte im Blick

„Insgesamt hat sich an den Wetterprognosen im Vergleich zum Donnerstag kaum etwas geändert“, so ein Händler im Gespräch mit MBI TradeNews Energy. Weiterhin ist von wenig Wind und einer recht kühlen Witterung auszugehen.

Am langen Ende legte das Cal 21 um 0,30 auf 41,40 Euro zu. Unterstützt wurde es dabei vom freundlichen Umfeld der Nachbarmärkte. Etwas Unterstützung für den Strommarkt kam auch von den Aktienmärkten. Europas Börsen notierten auch am Freitagmittag bei ruhigem Geschäft mit kleinen Gewinnen. Von der Wall Street fehlten mit dem Thanksgiving-Feiertag am Vortag und dem verkürzten Handel am „Black Friday“ die Impulse. Mit dem Black Friday startet derweil das Weihnachtsgeschäft in die heiße Phase. „Jetzt wird sich zeigen, ob das Weihnachtsgeschäft für den Einzelhandel ein bisher schwieriges Jahr 2020 noch retten kann“, so Thomas Altmann von QC Partner. Für Zurückhaltung sorgt unverändert die aktuelle Corona-Welle. Der DAX notierte in diesem Umfeld 0,3 Prozent höher, für den Euro-Stoxx-50 ging es um 0,4 Prozent auf 3.526 Zähler nach oben.

CO2: Auch der CO2-Markt verbuchte am Freitag moderate Gewinne und setzte damit die Aufwärtsbewegung der vergangenen Tage fort. Gegen 15.16 Uhr zeigte sich der Dec-20-Kontrakt mit einem Plus von 0,14 auf 28,24 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt nicht unbeträchtliche 23,8 Millionen Zertifikate. Das bisherige Tageshoch, das bereits vor 10.00 Uhr erreicht worden war, lag bei 28,67 Euro, das Tief bei 27,88 Euro war nur knapp zwei Stunden später erreicht. Innerhalb dieser kurzen Spanne hatte der Markt rund 80 Cent verloren, möglicherweise ein Zeichen dafür, dass die Luft auf dem aktuellen Preisniveau dünn geworden ist und viele Anleger ihre Gewinne sichern wollen. Am Nachmittag legte der CO2-Markt allerdings wieder zu und arbeitete sich auf positives Ter-

rain zurück. Bei der Auktion von 2,593 Millionen Zertifikaten hatte sich am Vormittag ein marktnaher Preis von 28,23 Euro ergeben. Die Cover Ratio lag bei 1,65.

ERDGAS: Auch Erdgas zeigte sich am Freitag befestigt. Am niederländischen TTF gewann der Day-ahead 0,50 auf 14,60 Euro je Megawattstunde. Der Dezember erhöhte sich um 0,43 auf 14,50 Euro und das Cal 21 um 0,30 auf 13,85 Euro. Am deutschen NCG legte der Day-ahead um 0,43 auf 14,38 Euro zu, der Dezember stieg um 0,61 auf 14,45 Euro. Zu der Aufwärtsbewegung beigetragen hat ein Streik des Sicherheitspersonals der norwegischen Gasverarbeitungsanlage Nyhamna, die ab 28. November auf unbestimmte Zeit geschlossen wird. Nyhamna bezieht Gas aus den Feldern Aasta Hansteen und Ormen Lange. Die Minderlieferung beträgt laut Gassco 50 Millionen Kubikmeter täglich.

KOHLE: Das ARA-Kohlefrontjahr zeigte sich gegen den Trend der Energiemärkte am Freitagnachmittag marginal leichter mit einem Rückgang von 0,05 auf 60,15 US-Dollar je Tonne. Der Energieträger notiert damit aber immer noch über der magischen Marke von 60 US-Dollar und hat in den vergangenen Tagen eine beeindruckende Rallye gezeigt. ARA-Kohle profitiert derzeit von den niedrigen Lagerbeständen in Rotterdam und der hohen Nachfrage nach fossil produziertem Strom aufgrund der schwachen Erneuerbareneinspeisung und der niedrigen Temperaturen, so ein Händler.

ERDÖL: Erdöl der Sorte Brent zeigte sich etwas befestigt. Der Januar-Termin wies gegen 16.00 Uhr ein Plus von 0,13 auf 47,93 US-Dollar je Barrel auf. In den USA waren wegen des Feiertags Thanksgiving am Vortag auch am Freitag viele Handelstische nicht besetzt, so dass nur wenig Impulse aus dem US-Geschäft registriert wurden.

Claus-Detlef Großmann
MBI/cdg/27.11.2020

Fortsetzung von Seite 1

„HKN-Markt nicht aus dem Auge verlieren“

Das Jahr 2024 liegt im Vergleich dazu aktuell bei etwa bei 0,54 Euro. Grundsätzlich sei zu beobachten, dass die Nachfrageseite sich mit HKN eher auf langfristige Sicht eindeckt und nicht kurzfristig. Üblicherweise würden die Zertifikate 1,2 oder sogar 3 Jahre im Voraus gekauft, hieß es dazu. Dennoch raten die Marktexperten von enmacc dringend dazu, den Markt täglich im Blick zu behalten, und sich nicht nur sporadisch über die Preisentwicklungen zu informieren. „Auch wenn man sich gerade nicht eindecken will, sollte man auf jeden Fall wissen, was am Markt passiert“, so Puck weiter.

Da das Kaufinteresse wie beschrieben eher langfristig ausgerichtet ist, habe es nach dem Auslaufen auch keine gesteigerte Nachfrage nach dem Kontrakt 2020 gegeben, hieß es weiter. Im Allgemeinen sei der Markt für Herkunftsnachweise ein sich untertäglich kaum bewegender Markt. Durch politische, regulatorische Einflüsse, sowie Niederschlagsprognosen, bzw. Abweichungen von der jährlichen Norm oder andere Nachrichten kann die Volatilität jedoch recht plötzlich massiv ansteigen und starke, auch kurzfristige Trendbewegungen sind keine Seltenheit. Dementsprechend sei es wichtig die HKN-Märkte im Tagesgeschäft nicht aus den Augen zu verlieren, auch wenn die Handelsfrequenz deutlich geringer ausfällt als für Strom oder Gas. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf an Ökostrom-Herkunftsnachweisen, denn in Deutschland dürfen Energieversorger Strom nur als solchen aus Erneuerbaren Energien ausweisen, wenn sie für die gelieferte Menge auch HKN im Herkunftsnachweisregister entwertet haben. Das Umweltbundesamt ist für die Erstellung, für die Übertragung exportierter bzw importierter HKN sowie für die Entwertung der zur Stromkennzeichnung verwendeten Zertifikate zuständig.

Marie-Thérèse Pfefferkorn
MBI/map/27.11.2020

Windenergie-auf-See-Gesetz

Bundesrat billigt schnelleren Offshore-Ausbau

Der Bundesrat hat grünes Licht für den schnelleren Ausbau von Offshore-Windparks gegeben. Eine Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes sieht vor, das Ausbauziel von derzeit 15 auf 20 Gigawatt im Jahr 2030 zu erhöhen. Danach soll die Kapazität noch weiter steigen.

Dazu sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. So ist das Bundesverwaltungsgericht künftig erstinstanzlich für Klagen gegen die Planfeststellung von Offshore-Anbindungsleitungen zuständig. In einer früheren Fassung sah der Gesetzentwurf noch vor, Betreiber von Meereswindparks bei möglichen Null-Cent-Angeboten - bei denen also die Projektierer keine staatliche Förderung mehr beantragen - an den Kosten der Netzanbindung zu beteiligen. Der Passus wurde nach Protest aus der Industrie geändert, nun soll das Los entscheiden. Zugleich

aber soll verhindert werden, dass künftig nur noch Null-Cent-Gebote abgegeben werden. Dazu soll der Wert bei der Ausschreibung künftig auf Grundlage ökonomischer Berechnungen anhand der Technologiekosten sowie unter Berücksichtigung der kostenrelevanten Eigenschaften der auszuschreibenden Flächen festgelegt werden.

MBI/DJN/map/27.11.2020

Geschäftsführer

Jesberger verlängert bei TransnetBW bis 2026

Der Aufsichtsrat des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW hat auf seiner jüngsten Sitzung den Vertrag mit Michael Jesberger (57) vorzeitig verlängert. Jesberger wird bis 2026 als Mitglied der Geschäftsführung weiter das Ressort „System- und Anlagenbetrieb“ verantworten, wie das Unternehmen mitteilte. Er war zuvor für ABB, RWE, Siemens und Tennet tätig.

MBI/aul/27.11.2020

Spark und Dark Spreads Deutschland Grundlast

Wochendurchschnitt und Veränderung gegenüber Vorwoche, in EUR/MWh

| 48. KW 2020 | Dirty Spark | Veränd. | Clean Spark | Veränd. | Dirty Dark | Veränd. | Clean Dark | Veränd. |
|--------------|-------------|---------|-------------|---------|------------|---------|------------|---------|
| Day ahead | 25,33 | 17,59 | 13,89 | 17,21 | 35,65 | 16,22 | 12,01 | 15,44 |
| Frontmonat | 10,88 | 1,81 | -0,55 | 1,43 | 22,46 | 1,88 | -1,18 | 1,10 |
| Frontquartal | 11,28 | 0,69 | -0,15 | 0,31 | 20,73 | -1,41 | -2,91 | -2,19 |
| Frontjahr | 12,70 | 0,74 | 1,27 | 0,36 | 21,37 | -0,58 | -2,27 | -1,36 |

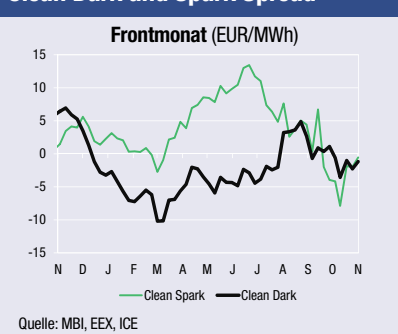
Annahmen:

Wirkungsgrad Gas 49,13%, Kohle 38%

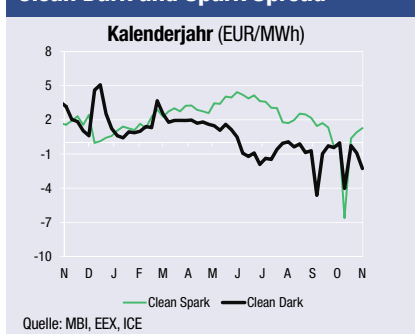
CO₂-Emissionen Gas 0,411 t/MWh, Kohle 0,85 t/MWh

Quellen: MBI, EEX, ICE

Clean Dark und Spark Spread



Clean Dark und Spark Spread



OVG Hamburg

Vattenfall legt Revision gegen Moorborg-Urteil ein

Vattenfall will die Kühlung des Kraftwerks Moorborg mit Elbwasser gerichtlich durchsetzen. „Wir haben gegen das Urteil des OVG in Sachen Durchlaufkühlung fristwahrend Revision eingelegt, um uns alle rechtlichen Optionen offen zu halten“, bestätigte der Energiekonzern am Freitag auf Anfrage von MBI TradeNews Energy. Das Oberverwaltungsgericht Hamburg hatte im September entschieden, dass das Steinkohlekraftwerk nicht mit durchlaufendem Elbwasser gekühlt werden darf und damit dem BUND recht gegeben, der gegen die Durchlaufkühlung geklagt hatte. MBI/map/27.11.2020

752-Megawatt-Projekt

Windpark Borssele 1 & 2 vollständig in Betrieb

Ørsted hat den Offshore-Windpark Borssele 1 & 2 vollständig in Betrieb genommen. Der Windpark hat eine Kapazität von 752 Megawatt und ist damit laut Unternehmensangaben der größte Offshore-Windpark in den Niederlanden und der zweitgrößte in Betrieb befindliche Offshore-Windpark der Welt. Borssele 1 & 2 liefert genug Ökostrom, um eine Million niederländische Haushalte mit Strom zu versorgen.

Borssele 1 & 2 ist der erste Offshore-Windpark von Ørsted in den Niederlanden. „Wir sind stolz darauf, dass wir dieses groß angelegte Projekt für saubere Energie während der COVID-19-Pandemie fristgerecht und innerhalb des Budgets abgeschlossen haben und dabei unseren Schwerpunkt auf Gesundheit und Sicherheit beibehalten haben“, so Henrik Poulsen, CEO und Präsident von Ørsted. 1991 baute das Unternehmen in Dänemark den weltweit ersten Offshore-Windpark. Seitdem hat Ørsted mehr als 25 Offshore-Windparks in Europa, im asiatisch-pazifischen Raum und in Nordamerika gebaut und betreibt diese. MBI/cdg/27.11.2020

Frankreich

Regierung will offenbar Arenh-Regime reformieren

Die französische Regierung will sich von der EU-Kommission grünes Licht für eine Reform des Arenh-Regime geben lassen, das den Energielieferanten derzeit erlaubt, sich Atomstrom von EDF zu Festpreisen zu sichern. Das berichtet die französische Tageszeitung Liberation. Die Reform würde den Preis für den von EDF an seine Konkurrenten weiterverkauften Strom erhöhen. Laut französischen Medienberichten will sich die französische Regierung mit der Kommission auch über den Umstrukturierungsplan des Unternehmens einigen.

So soll EDF um drei Divisionen herum neu organisiert werden - EDF Green, EDF Blue und EDF Azur. Ein Drittel des Kapitals der „grünen“ Aktivitäten würde an der Börse gelistet werden, während EDF Azur, die die Wasserkraftwerke betreibt eine Tochtergesellschaft von EDF Blue werden würde, zu der auch die Kernkraft gehört. Die französische Wirtschaftszeitung Les Echos berichtete jedoch, dass der Plan noch geprüft werde und dass andere Optionen auf dem Tisch lägen. Die Aktien von EDF stiegen am Freitag nach den Medienberichten sprunghaft an MBI/DJN/cdg/27.11.2020

EUA Primärmarktauktion DE

| EEX-Spotmarkt | 27.11. | 20.11. |
|-------------------------|-----------|-----------|
| Auktionsmenge (EUA) | 2.593.000 | 2.593.000 |
| Auktionspreis (EUR/EUA) | 28,23 | 26,80 |
| Überzeichnungsgrad | 1,65 | 2,73 |
| Erfolgreiche Bieter | 22 | 13 |

Quelle: EEX

MBI/12

Erdgas

Bundesrat

Mehr Tempo bei grünem Wasserstoff gefordert

Die Länder haben die Bundesregierung zu deutlich entschiedeneren Schritten beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft aufgefordert. Um die Nationale Wasserstoffstrategie umzusetzen, sei ein ambitionierter Rechtsrahmen nötig. Dazu müssten „erste maßgebliche Schritte kurzfristig und noch in dieser Legislaturperiode“ angestoßen werden, heißt es in einer Entschließung zu einem Antrag der Länder Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern, die der Bundesrat zum größten Teil billigte. Die Legislaturperiode endet nach der Bundestagswahl im Herbst 2021.

Ziel müsse „ein schnellstmöglicher Transformationsprozess“ sein. Nötig sei ein System zur Zertifizierung von grünem Wasserstoff auch auf europäischer Ebene, um einen gemeinsamen Markt zu schaffen. Die Bundesregierung müsse sich in Brüssel dafür einsetzen.

Die Länder forderten aber auch Nacharbeiten an der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), um der Wasserstoff-Wirtschaft zum Markthochlauf zu verhelfen. Dafür müsse „das Umlagen-, Steuer- und Abgabensystem im Energiesektor einer grundsätzlichen Reform unterzogen und hierbei systematisch, sektorenkopplungsfreundlich, dekarbonisierungsorientiert und technologieoffen fortentwickelt“ werden, heißt es. Dazu gehöre auch eine schrittweise Reduzierung der EEG-Umlage.

Einen ersten Vorschlag dazu hat das Wirtschaftsministerium bereits mit einer Formulierungshilfe eingebracht. Demnach soll die EEG-Umlage für die Produktion von grünem Wasserstoff, der aus Ökostrom entsteht, komplett entfallen. Für Prozesse wie für blauen Wasserstoff, bei deren Produktion weiterhin Treibhausgase anfallen und abgefangen werden, soll die Ökostromumlage auf 15 Prozent begrenzt werden, aber höchstens 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung der vergangenen drei Geschäftsjahre. Zugleich darf die Umlage insgesamt 0,1 Cent pro Kilowattstunde nicht unterschreiten.

MBI/DJN/map/27.11.2020

MBI Research Gasmarktausblick

Stärkerer Einfluss von US-Gaspreisen könnte Volatilität bei TTF-Gaspreisen erhöhen

Der Handel mit Futures auf Erdgas ist bei Monatskontrakten für die niederländische Title Transfer Facility, die inzwischen zum Leitmarkt für Europa wurde, in diesem Jahr gerade einmal 10 Jahre alt geworden. Dennoch hat sich ein struktureller Wandel vollzogen, der für die Preisbildung relevant ist. Es geht dabei um den Einfluss des Henry Hub in Louisiana auf die europäischen Gaspreise. Noch zur Mitte des in wenigen Wochen zu Ende gehenden Jahrzehnts spielte die Preisentwicklung für den Leitmarkt in den USA nur eine untergeordnete Rolle. Wichtiger waren da schon die Preise für die US-Rohölsorte West Texas Intermediate, die für langfristige Lieferverträge noch die Benchmark war.

Wie aus der Grafik zur Preisentwicklung des jeweiligen Frontmonats ersichtlich ist, lassen sich zunächst Phasen ausmachen, in denen beide Gasmärkte auch in eine gleiche Richtung tendierten, aber der Zusammenhang war eher locker. Doch in den letzten Jahren, insbesondere ab 2018 scheint der Einfluss der US-Gaspreise auf die Notierungen für die TTF verstärkt zu haben, da hier ein höherer Gleichlauf zu sehen ist. Zwar kann ein Bild mehr als tausend Worte aussagen, aber das menschliche Auge unterliegt auch optischen Täuschungen. Deshalb soll der Frage auch mittels quantitativer Methoden nachgegangen werden.

Der einfachste Ansatz hierzu ist eine lineare Regression, bei der die Preisentwicklung des TTF-Frontmonats anhand der Preise für den Frontmonat am Henry Hub erklärt wird. Die Daten hierfür liegen auf täglicher Basis für die TTF seit dem 12. März 2010 vor, während die Historie für den Henry Hub länger ist. Für den gesamten Zeitraum liegt die Korrelation zwischen tatsächlicher und geschätzter Preisentwicklung bei 56,6 Prozent. Steigt der Preis für den Henry Hub um einen US-Dollar pro Million britischer Wärmeeinheiten, so stieg in den letzten 10 Jahren der Frontmonat an der TTF um durchschnittlich 3,85 Euro je Megawattstunde. Für den Zeitraum bis zum 31. Dezember 2017 lag die Korrelation jedoch nur bei 35,7 Prozent. Dies ist zwar auch signifikant, bedeutet allerdings auch, dass andere Faktoren für die Preisentwicklung an der TTF noch

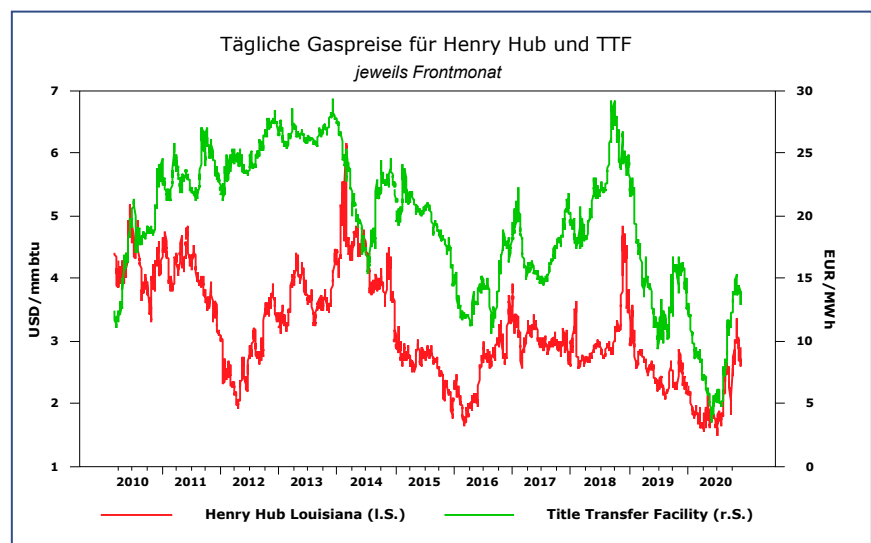
wichtiger waren und dieses einfache Regressionsmodell unterspezifiziert ist. Zudem reagierte der Preis an der TTF auf eine Veränderung der Notierung für den Frontmonat am Henry Hub nur mit 2,04 Euro je Megawattstunde. Für den Zeitraum ab dem 1. Januar 2018 bis zum Mittwoch vor Thanksgiving in den USA, stieg die Korrelation jedoch auf 82,5 Prozent.

Bewegungen am TTF hängen mit Henry Hub zusammen

Dies bedeutet, dass in den letzten Jahren der überwiegende Teil der täglichen Preisbewegungen des Frontmonats an der TTF durch die Schwankun-

gen beim Frontmonat an der Nymex für den Henry Hub erklärt werden können. Eine Preisveränderung um einen US-Dollar je Million britischer Wärmeeinheiten am US-Leitmarkt führte an der TTF zu einer Reaktion in Höhe von 9,02 Euro. Diese Zahlen verdeutlichen, dass sich hinsichtlich des Einflusses der US-Gaspreise auf die Notierungen am europäischen Leitmarkt ein Strukturbruch vollzogen hat. Auch übliche Testverfahren wie der Chow-Test kommen zu dem Ergebnis, dass die Wahrscheinlichkeit keines Strukturbruchs bei weit unter 1,0 Prozent liegt. Gashändler und -analysten kommen also nicht mehr umhin, bei Einschätzungen der zukünftigen Preisentwicklung auch einen intensiveren Blick auf die Lage jenseits des Atlantiks zu werfen.

Der Grund für den stärkeren Einfluss ist leicht auszumachen. Solange Gas nur über Pipelines transportiert werden konnten, waren beide Märkte getrennt und eine Arbitrage konnte nicht einsetzen. Doch seit es wirtschaftlich ist, Erdgas zu verflüssigen und über die Weltmeere zu verschiffen, sind die Märkte enger zusammengewachsen. Es stellt sich die Frage, weshalb hat es so lange gedauert, bis die US-Gaspreise einen stärkeren Einfluss auf die Preisentwicklung in Europa erhalten haben. Die Antwort hängt mit der Entwicklung der US-Gasnachfrage für den inländischen Verbrauch bzw. Weiterleitung nach Mexiko und der US-Gasförderung ab. ▶▶



► Noch Anfang des Millenniums war etwa der ehemalige Fed-Chairman Greenspan besorgt, dass die USA steigende Gasmengen importieren müssen und dies die Handelsbilanz weiter verschlechtern würde. Mit der Entwicklung der Fracking-Technologie hat sich dies geändert. Mit steigender Gasförderung können die USA zum Einen zunehmend auf Importe. Zum anderen ist die Produktion von LNG interessanter geworden und die USA stiegen in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts neben Katar und Australien zum drittgrößten LNG-Produzenten auf. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen für die EU-Länder hat zusammen mit sinkender eigener Gasförderung dazu geführt, dass die Nachfrage nach US-LNG ebenfalls kräftig zunahm.

US-Wetter auch für europäische Preise ein Faktor

Die Folge ist nun, dass für die Gaspreise an der TTF nicht nur die Wetterentwicklung im nordwestlichen Europa, sondern auch in den USA eine Rolle spielt. In Europa achtet der Markt dabei mehr auf die durchschnittlichen Tagestemperaturen und ob diese über bzw. unter dem saisonüblichen Niveau liegen, während in den USA mehr die Heating Degree Days im Winter und die Cooling Degree Days im Sommer im Vordergrund stehen. Veränderungen der Degree Days können dabei zu kräftigen Preisausschlägen führen. Da diese über die nächsten 14 Tage angegeben werden, können schon kleine Veränderungen bei den Temperaturen im Tagesmittel sich zu einer deutlichen Schwankung der Degree Days aufaddieren. Dies kann dann auch zu einer höheren Volatilität der europäischen Gaspreise führen.

Für die US-Gasproduktion spielt der Rig-count eine erhebliche Rolle. Bei Erdgas fiel der Rig-count in den USA von einem Hoch bei 202 aktiven Bohrungen Anfang Januar 2019 bis auf 68 Rigs per 24. Juli, hat sich jedoch bis zum 20. November auf 77 aktive Rigs erholt. Die US-Gasförderung folgt dem Rig-count, was bedeutet, dass von den reinen Gasfeldern mit einem geringen Angebot zu rechnen ist. Die EIA geht sogar von einer weiteren Produktionsabnahme

im Dezember um 0,7 Milliarden auf 81,5 Milliarden Kubikfuß je Tag aus. Für die gesamte Gasförderung der USA geht die EIA in 2020 von einem Rückgang um 2,1 Milliarden auf 91,0 Milliarden Kubikfuß pro Tag aus. In 2021 soll die Gasproduktion dann weiter auf 87,9 Milliarden Kubikfuß fallen.

Doch neben den Gasfeldern spielt auch die Ölförderung eine Rolle, bei der als Nebenprodukt auch Gas gewonnen wird. Zwar ist die EIA für die Ölproduktion ebenfalls pessimistisch und rechnet mit einem Rückgang von 12,2 Millionen Barrel je Tag in 2019 auf 11,4 Millionen Barrel je Tag in diesem Jahr und einer weiteren Abnahme auf 11,1 Millionen Barrel je Tag in 2021. Allerdings könnte die EIA die Entwicklung hier zu pessimistisch zeichnen. Die Ölproduzenten haben bei Schieferöl die Produktion wieder erhöht. Die jüngste Preisentwicklung und die Aussichten auf einen Impfstoff gegen das Coronavirus könnten die Produzenten zu weiteren Fördererhöhungen veranlassen, sodass auch von dieser Seite mehr Erdgas gefördert werden könnte, was für die Preisaussichten eher negativ wäre.

US-Gasnachfrage dürfte 2021 wieder sinken

Auf der Nachfrageseite hatte Gas in den USA ebenso wie in Europa die Kohle für die Stromerzeugung verdrängt. Doch mit dem Anstieg der US-Gaspreise geht die EIA davon aus, dass in 2021 die Gasnachfrage der Stromproduzenten wieder sinken dürfte. Deshalb sollte nach Schätzung der EIA auch die gesamte Gasnachfrage in 2020 bei 83,7 Milliarden Kubikfuß je Tag liegen und im kommenden Jahr um weitere 5,2 Prozent auf 79,4 Milliarden Kubikfuß pro Tag fallen.

Die Lieferungen von Gas zu den LNG-Exportterminals liegen bei 10,0 Milliarden Kubikfuß pro Tag. Dies ist auch die Kapazitätsgrenze aller US-LNG-Terminals. An einigen Tagen kann die Lieferung auch leicht höher ausfallen, da auch der Betrieb der Terminals Gas verbraucht. Kurzfristig sind die Steigerungsmöglichkeiten jedoch begrenzt. Sollte also im Winter doch mehr Gas im nordwestlichen Europa benötigt werden, dann ist ein zusätzliches Angebot

durch LNG aus den USA wohl schwerlich verfügbar. Die Folge wären dann steigende Gaspreise, um Lieferungen aus anderen Quellen anzuziehen. Auch dies verdeutlicht, dass Nord Stream 2 die Sicherheit der Gasversorgung in der EU nicht gefährdet, sondern verbessert. Insgesamt könnte jedoch der stärkere Einfluss der US-Gaspreise zu einer höheren Volatilität bei europäischen Gasnotierungen in den Wintermonaten führen.

Peter Fertig/MBI Research
MBI/pfe/map/27.11.2020

135 Millionen Euro Bund will LNG-Tanker fördern

Der Bund will die Nutzung von Flüssig-Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) stärker fördern. Dazu sollen 135 Millionen Euro bereitgestellt werden, um den Kauf von LNG-Betankungs- oder Versorgungsschiffen anzuschaffen. Dem entsprechenden Etatplan des Bundeswirtschaftsministeriums stimmte der Haushaltsausschuss des Deutschen Bundestages zu, wie die Unionsfraktion mitteilte.

„Wir hoffen, dass es uns mit der Unterstützung der maritimen Wirtschaft gelingt, die Auftragslage der Werften und ihrer Zulieferer auch nach Corona zu stabilisieren“, sagte der haushaltspolitische Sprecher der Fraktion, Eckhardt Rehberg. Die Bundesregierung setzt verstärkt auf LNG, um etwa Industrieprozesse klimafreundlicher zu machen und langfristig den Wasserstoff-Hochlauf zu fördern.

Dazu sollen auch Anlandeterminals zum Import von LNG etwa aus den USA in Deutschland entstehen. Die dabei involvierten Konzerne erlitten jedoch zuletzt Rückschläge. Der Energieversorger Uniper hat seine Pläne für ein LNG-Anlandeterminal in Wilhelmshaven Mitte des Monats auch mit Blick auf die schwierigen Marktbedingungen aufgegeben. Beim DAX-Konzern RWE, der ursprünglich ein LNG-Terminal im schleswig-holsteinischen Brunsbüttel noch in diesem Jahr eröffnen wollte, verzögert sich die Entscheidung bis zum ersten Halbjahr 2021.

MBI/DJN/map/27.11.2020

EEG-Novelle

Altmaier plant EEG-Rabatte für fossile Wasserstoffproduktion

Wirtschaftsminister Peter Altmaier (CDU) will nicht nur die Herstellung von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage befreien, sondern plant auch deutliche Rabatte für fossile Produktionsverfahren. Das geht aus einer Formulierungshilfe hervor, die noch im parlamentarischen Verfahren in die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) eingefügt werden soll. „Wir haben Formulierungsvorschläge zur EEG-Novelle in die Ressortabstimmung eingebracht“, bestätigte die für Energie zuständige Ministeriumssprecherin, Anna Sophie Eichler, ohne inhaltlich Stellung zu nehmen.

Mit dem Entwurf konkretisiert Altmaier erstmals das Versprechen der Koalition, grünen Wasserstoff deutlich zu fördern. Im bisherigen EEG-Entwurf fehlten Ausführungen dazu noch, nun heißt es: „Der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage verringert sich auf null für Strom, der von einem Unternehmen zur Herstellung von grünem Wasserstoff unabhängig von dessen Verwendungszweck in einer Anlage verbraucht wird, die über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist.“ Auch zwei weitere Netzuumlagen - die nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und die sogenannte Offshore-Umlage - sollen demnach begrenzt werden.

Eigene Verordnung für grünen Wasserstoff fehlt noch

Dazu fehlt aber noch eine eigene Verordnung, die die konkreten Anforderungen für die grüne Wasserstoffproduktion definiert. Damit soll sichergestellt werden, dass tatsächlich nur Ökostrom für die Herstellung des Gases zum Einsatz kommt. In ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie strebt die Bundesregierung an, dass bis 2030 mindestens 5 Gigawatt grüner Wasserstoff produziert werden können, bis 2035, spätestens 2040 sollen es weitere 5 Gigawatt sein. Um das zu erreichen, soll die EEG-Befreiung zeitlich befristet werden: Nur Betriebe, die ihre Anlage vor dem 1.

Januar 2030 in Betrieb nehmen, sollen davon überhaupt profitieren können. Der Bund will unter bestimmten Umständen aber auch Prozesse zur Wasserstoffproduktion fördern, bei denen sehr wohl noch Treibhausgase entstehen. Darunter fallen beispielsweise blauer Wasserstoff, bei dem das anfallende CO₂ abgetrennt und gespeichert wird, oder türkiser Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan gewonnen wird. Das geht aus einem Änderungsvorschlag für Paragraph 64a hervor.

Für die jeweiligen Produzenten soll die Ökostromumlage auf 15 Prozent begrenzt werden, aber höchstens 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung der vergangenen drei Geschäftsjahre. Zugleich darf die Umlage insgesamt 0,1 Cent pro Kilowattstunde nicht unterschreiten. Auch müssen die Betriebe gewisse Maßnahmen für den Umweltschutz nachweisen. Die Erleichterungen sollen demnach „insbesondere dem Markthochlauf der neuen Technologie dienen“. Dieser, so heißt es an anderer Stelle, sei „nur durch kostensenkende Rahmenbedingungen möglich“.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüßte, dass das Wirtschaftsministerium nun Leerstellen im Gesetzentwurf fülle, lehnt aber eine anteilige EEG-Befreiung für nicht-grüne Wasserstoffherstellung strikt ab. „Verfahren, deren Grundlage fossile Energieträger sind, müssen gänzlich ausgeschlossen werden“, forderte BEE-Präsidentin Simone Peter.

Der BEE lobte, dass das Wirtschaftsministerium nun auch das Problem der negativen Strompreisen angehe. Negative Preise entstehen etwa, wenn aufgrund von besonders viel Wind und Sonne viel zu viel Strom im Netz ist. Allerdings mahnte Peter hier einen besseren Ausgleich an: „Die Erneuerbaren Energien dürfen nicht für die Verwerfungen am Strommarkt haften, die durch inflexibel laufende konventionelle Kraftwerke ausgelöst und verstärkt werden“.

MBI/DJN/map/27.11.2020

Erdöl

ICE

Brent zeigt sich am Freitag etwas fester

Etwas fester hat sich Rohöl der Sorte Brent am Freitagnachmittag präsentiert. Zu den Aufschlägen beigetragen haben Medienberichte, wonach sich eine Einigung der OPEC+ auf eine Verlängerung der bestehenden Beschlüsse zu Rohölproduktionskürzungen um weitere zwei bis drei Monate abzeichnet. OPEC+-Verantwortliche wollen sich in der neuen Woche online treffen, um über diese Frage zu entscheiden. Endgültig geklärt sei die Angelegenheit noch nicht, hieß es einschränkend aus den zitierten OPEC-Kreisen.

Bis gegen 16.00 Uhr hat sich Januar-Brent um 0,13 auf 47,93 US-Dollar je Barrel erhöht. Januar-Gasöl legte 1,50 auf 394,25 Dollar je Tonne zu. MBI/DJN/cdg/27.11.2020

Impressum

Herausgeber und Verlag:

MBI Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (MBI), Redaktion: Mergenthalerallee 45-47, 65760 Eschborn
Sitz der Gesellschaft: Frankfurt am Main, Amtsgericht Frankfurt HRA 47673

Geschäftsführer:

Martin Brückner

Verantwortlich für den Inhalt:

Armin Kalbfleisch, Tel.: +49(0)6196/93494-11
E-Mail: armin.kalbfleisch@mbi-infosource.de
Internet: www.mbi-infosource.de

Abonnenten-Service:

service@mbi-infosource.de oder
+49(0)69/2710760-11

Anzeigen-Verkauf:

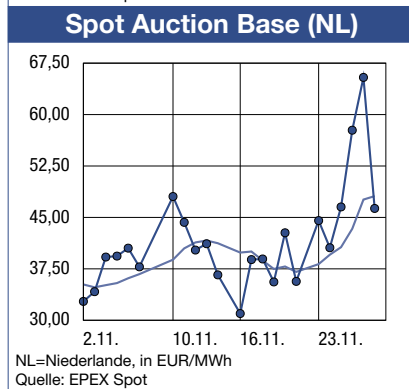
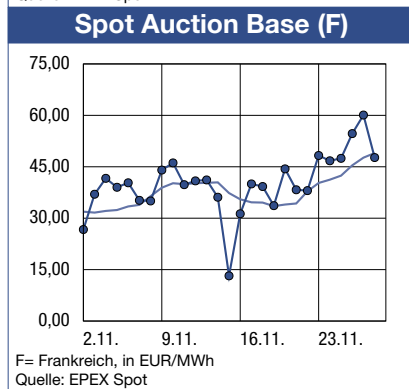
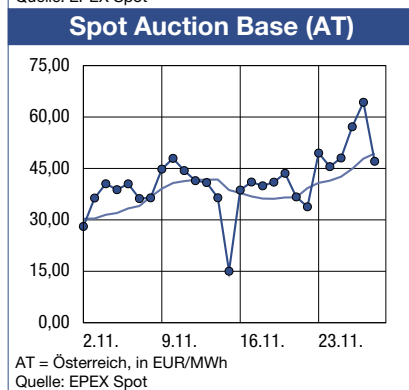
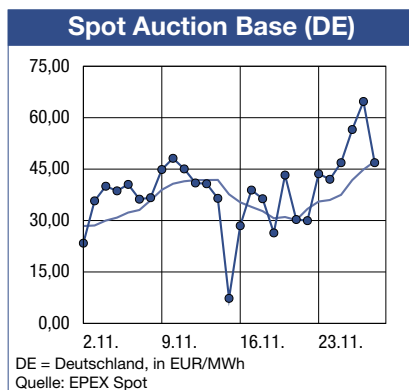
anzeigen@mbi-infosource.de oder
+49(0)69/2710760-24

Die Fachpublikationen von MBI Martin Brückner Infosource stützen sich neben umfangreicher Eigenberichterstattung auf Dow Jones Newswires sowie weitere auch international tätige Nachrichtenagenturen. Alle Meldungen werden mit journalistischer Sorgfalt erarbeitet. Für Verzögerungen, Irrtümer und Unterlassungen wird jedoch keine Haftung übernommen. Kopien, Nachdrucke oder sonstige Vervielfältigungen nur mit Genehmigung des Herausgebers. Das Copyright für dpa-Nachrichten liegt bei der Deutschen Presse-Agentur (dpa) in Hamburg. Die Nachrichten dienen ausschließlich zur privaten Information des Nutzers. Eine Weitergabe, Speicherung oder Vervielfältigung ohne Nutzungsvertrag mit der Deutschen Presse-Agentur ist nicht gestattet. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

Erscheinungsweise: montags bis freitags

Energiemärkte im Überblick

| Strom | |
|---|---------------|
| | für |
| Day-ahead , in EUR/MWh | 30.11. Vortag |
| Spot | |
| DE Base | 52,22 45,28 |
| DE Peak | 59,86 48,41 |
| F Base | 54,52 45,43 |
| F Peak | 60,88 48,41 |
| CH Swissix Base | 59,75 47,44 |
| CH Swissix Peak | 68,50 50,82 |
| NL Base | 51,34 45,11 |
| NL Peak | 59,60 48,41 |
| EXAA MCP Base AT | 56,67 44,90 |
| Nord Pool Systempreis | 16,95 14,46 |
| POLPX MCP Base | 65,34 50,18 |
| Futures, in EUR/MWh vom 27.11. 26.11. | |
| EEX | |
| Jahr 2021 Base | 41,33 40,95 |
| Jahr 2021 Peak | 49,77 49,10 |
| MBI OTC Preise vom 27.11. 26.11. | |
| MBI Frontmonat Base | 40,15 39,85 |
| MBI Frontmonat Peak | 51,95 51,20 |
| MBI Jahr 2021 Base | 41,40 41,10 |
| MBI Jahr 2021 Peak | 49,78 49,13 |
| Basierend auf MBI-Modell | |
| Erdgas vom 27.11. 26.11. | |
| ICE UK Natural Gas , in pence/therm | |
| Januar 2021 | 42,24 40,42 |
| Q1/2021 | 41,27 39,55 |
| Sommer 2021 | 33,58 32,53 |
| Winter 2021 | 42,27 41,41 |
| EEX Futures , in EUR/MWh | |
| NGC Front | 14,61 13,77 |
| GPL Front | 14,53 13,97 |
| MBI Research Gas Ind. ZEE | 14,31 13,87 |
| CO2 vom 27.11. 26.11. | |
| ICE Futures , in EUR/t | |
| EUA Dezember 2020 | 28,13 28,10 |
| CER Dezember 2020 | 0,28 0,28 |
| EEX Future , in EUR/t | |
| EUA Dezember 2020 | 28,13 28,10 |
| Erdöl vom 27.11. 26.11. | |
| ICE Brent Future , in USD/Barrel | |
| Januar 2021 | 48,18 47,80 |
| Kohle/Frachten vom 27.11. 26.11. | |
| ICE Rotterdam Coal Future , in USD/t | |
| Dezember 2020 | 59,55 58,85 |
| Baltic Dry Index | 1219 1197 |
| EZB-Referenzkurse vom 28.11. 27.11. | |
| Euro/USD | 1,1922 1,1922 |
| Euro/GBP | 0,8944 0,8944 |



Die Charts zeigen die Tageswerte und den 7-Tage-Durchschnitt

EEX-Futures Abrechnungspreise

(EUR/MWh) und Anzahl der Kontrakte
27.11.2020

| Baselad | DE | AT |
|----------------|-------|-------|
| November 2020 | 38,85 | 41,10 |
| Umsatz | - | - |
| Dezember 2020 | 40,05 | 43,75 |
| Umsatz | 2031 | 65 |
| Januar 2021 | 41,88 | 47,31 |
| Umsatz | 895 | - |
| Quartal 1/2021 | 41,48 | 46,00 |
| Umsatz | 1240 | - |
| Quartal 2/2021 | 37,85 | 38,17 |
| Umsatz | 231 | - |
| Quartal 3/2021 | 40,89 | 41,98 |
| Umsatz | 102 | 1 |
| Jahr 2021 | 41,33 | 43,73 |
| Umsatz | 466 | 15 |
| Jahr 2022 | 44,78 | 47,23 |
| Umsatz | 215 | - |
| Jahr 2023 | 46,30 | 48,48 |
| Umsatz | 65 | - |
| Peakload | DE | AT |
| November 2020 | 49,39 | 51,09 |
| Umsatz | - | - |
| Dezember 2020 | 51,21 | 55,38 |
| Umsatz | 55 | - |
| Januar 2021 | 53,16 | 58,86 |
| Umsatz | 107 | - |
| Quartal 1/2021 | 51,51 | 56,26 |
| Umsatz | 37 | - |
| Quartal 2/2021 | 43,30 | 44,61 |
| Umsatz | - | - |
| Quartal 3/2021 | 47,46 | 48,71 |
| Umsatz | - | - |
| Jahr 2021 | 49,77 | 52,53 |
| Umsatz | 29 | - |
| Jahr 2022 | 54,53 | 57,37 |
| Umsatz | 51 | - |
| Jahr 2023 | 56,59 | 59,15 |
| Umsatz | 3 | - |

MBI TRADENEWS ENERGY

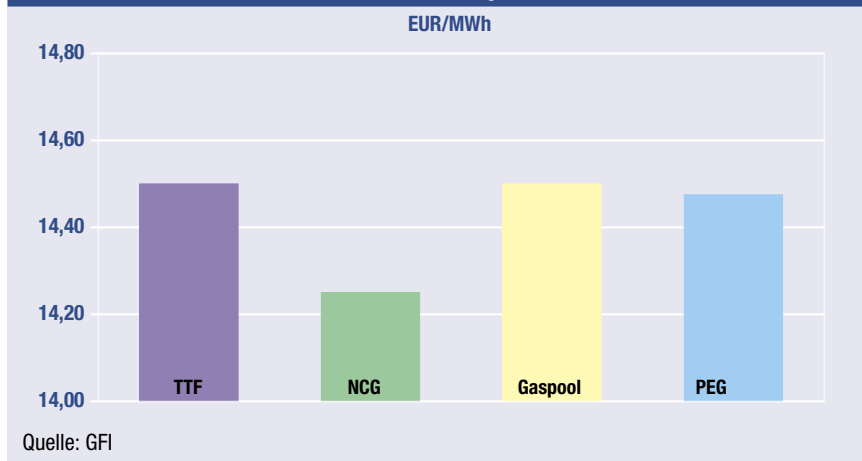
Gaspreis-Monitor

OTC-Quotierungen von GFI vom 27.11.2020 in EUR/MWh

| | Bid | Offer | Last Trade | | Bid | Offer | Last Trade |
|--------------------------------------|-------|-------|------------|----------------------|-------|-------|------------|
| TTF (Title Transfer Facility) | | | | NCG H-Gas | | | |
| Day Ahead | 14,35 | 14,70 | 14,50 | Day Ahead | 14,25 | 14,60 | 14,25 |
| Weekend | 14,35 | 14,68 | 14,58 | Weekend | 14,25 | 14,30 | 14,25 |
| WDNW* | 14,25 | 14,75 | - | WDNW* | - | - | - |
| BOM** | - | - | - | Dezember | 14,21 | 14,75 | 14,39 |
| Dezember | 14,35 | 14,85 | 14,50 | Januar | 14,46 | 14,65 | 14,51 |
| Januar | 14,55 | 14,69 | 14,55 | Februar | - | - | - |
| Februar | 14,58 | - | 14,55 | Q1/2021 | 14,20 | 14,55 | 14,45 |
| März | 14,28 | - | 14,40 | Q2/2021 | - | - | - |
| April | 13,60 | - | - | Sommer 2021 | 13,28 | 13,84 | 13,49 |
| Mai | - | - | - | Gaspool H-Gas | | | |
| Q1/2021 | 14,20 | 14,65 | 14,58 | Day Ahead | 14,50 | - | 14,50 |
| Q2/2021 | 12,93 | 13,30 | 13,20 | Weekend | 14,53 | 14,75 | 14,45 |
| Q3/2021 | 12,83 | 13,10 | 12,99 | Dezember | 14,38 | 14,91 | 14,49 |
| Q4/2021 | 14,75 | 14,82 | 14,80 | Januar | 14,32 | - | 14,45 |
| Sommer 2021 | 13,00 | 13,56 | 13,11 | Q1/2021 | 14,15 | 14,50 | - |
| Winter 2021 | 14,70 | 15,20 | 15,10 | PEG H-Gas | | | |
| Sommer 2022 | 13,73 | 13,75 | 13,73 | Day Ahead | 14,48 | 14,50 | 14,48 |
| Winter 2022 | - | 15,43 | - | Weekend | 14,48 | - | 14,48 |
| Jahr 2021 | 13,85 | 13,88 | 13,85 | Dezember | 14,30 | 14,80 | 14,45 |
| Jahr 2022 | 14,45 | 14,60 | 14,40 | Januar | - | - | - |
| Jahr 2023 | - | - | - | | | | |

*WDNW: Working days next week; **BOM: Balance of the Month

GFI Last Trade Day Ahead



ICE ENDEX TTF Gas Futures

| Abrechnungspreise in EUR/MWh, Umsätze in MWh | | |
|--|--------|--------|
| | 27.11. | 26.11. |
| Januar 2021 | 14,603 | 14,041 |
| Volumen | 25760 | 25745 |
| Februar 2021 | 14,632 | 14,116 |
| Volumen | 12570 | 11295 |
| März 2021 | 14,347 | 13,852 |
| Volumen | 10650 | 10890 |
| Quartal 1/2021 | 14,52 | 14,00 |
| Volumen | 7680 | 7195 |
| Quartal 2/2021 | 13,17 | 12,86 |
| Volumen | 2050 | 955 |
| Sommer 2021 | 13,10 | 12,80 |
| Volumen | 3080 | 2360 |
| Winter 2021 | 15,05 | 14,81 |
| Volumen | 1235 | 1020 |
| Sommer 2022 | 13,65 | 13,44 |
| Volumen | 320 | 365 |
| Winter 2022 | 15,41 | 15,24 |
| Volumen | 115 | 60 |
| Jahr 2021 | 13,85 | 13,85 |
| Volumen | 325 | 360 |
| Jahr 2022 | 14,46 | 14,46 |
| Volumen | 190 | 210 |
| Jahr 2023 | 14,56 | 14,56 |
| Volumen | 105 | 145 |

Quelle: ICE ENDEX

www.iceendex.com

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von ICE ENDEX sowie die Tätigkeit von Investments auf Grundlage der Daten von ICE ENDEX ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von ICE ENDEX und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen.

European Gas Spot Index (ETF)

| in EUR/MWh | | |
|--------------|--------|--------|
| | 30.11. | 29.11. |
| Delivery Day | 14,90 | 14,87 |

Quelle: Gaspoint Nordic

Gaspreis-Monitor

EEX-Gashandel Settlement-Preise in EUR/MWh

| Lieferperiode | 27.11. | 26.11. | Lieferperiode | 27.11. | 26.11. |
|---------------|--------|--------|----------------|--------|--------|
| NCG | | | GASPOOL | | |
| Day Ahead | 14,47 | 13,95 | Day Ahead | 14,61 | 14,23 |
| EGSI | 14,46 | 13,99 | EGSI | 14,62 | 14,19 |
| Dezember | 14,34 | 13,77 | Dezember | 14,54 | 13,97 |
| Januar | 14,61 | 14,11 | Januar | 14,53 | 14,03 |
| Februar | 14,65 | 14,11 | Februar | 14,56 | 14,08 |
| Q1/2021 | 14,50 | 14,01 | Q1/2021 | 14,43 | 13,95 |
| Q2/2021 | 13,51 | 13,19 | Q2/2021 | 13,28 | 12,98 |
| Q3/2021 | 13,23 | 12,96 | Q3/2021 | 13,19 | 12,93 |
| Sommer 2021 | 13,37 | 13,07 | Sommer 2021 | 13,23 | 12,95 |
| Winter 2021 | 15,25 | 14,99 | Winter 2021 | 15,25 | 14,99 |
| Sommer 2022 | 13,89 | 13,67 | Sommer 2022 | 13,89 | 13,67 |
| Jahr 2021 | 14,03 | 13,71 | Jahr 2021 | 13,95 | 13,63 |
| Jahr 2022 | 14,61 | 14,46 | Jahr 2022 | 14,61 | 14,46 |
| Jahr 2023 | 14,87 | 14,70 | Jahr 2023 | 14,87 | 14,70 |

EGIX

| | | |
|-------------------|-------|--------|
| Germany(täglich) | 14,46 | 27.11. |
| NCG | 14,37 | |
| Gaspool | 14,54 | |

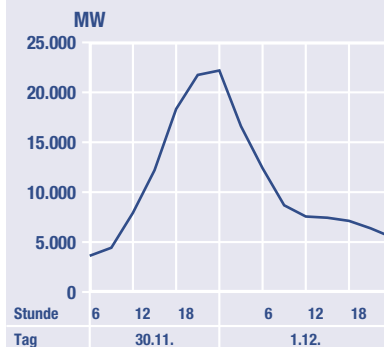
| Lieferperiode | 27.11. | 26.11. | Lieferperiode | 27.11. | 26.11. |
|---------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
| TTF | | | PEG | | |
| Day Ahead | 14,57 | 14,15 | Day Ahead | 14,50 | 14,05 |
| EGSI | 14,60 | 14,08 | EGSI | 14,48 | 14,02 |
| Dezember | 14,48 | 13,91 | Dezember | 14,45 | 13,87 |
| Januar | 14,59 | 14,09 | Januar | 14,58 | 14,05 |
| Februar | 14,59 | 14,13 | Februar | 14,55 | 14,04 |
| Q1/2021 | 14,50 | 14,03 | Q1/2021 | 14,47 | 13,95 |
| Q2/2021 | 13,17 | 12,86 | Q2/2021 | 13,15 | 12,82 |
| Q3/2021 | 13,01 | 12,74 | Q3/2021 | 12,93 | 12,68 |
| Sommer 2021 | 13,09 | 12,80 | Sommer 2021 | 13,04 | 12,75 |
| Winter 2021 | 15,10 | 14,86 | Winter 2021 | 15,01 | 14,76 |
| Sommer 2022 | 13,64 | 13,45 | Sommer 2022 | 13,69 | 13,50 |
| Jahr 2021 | 13,85 | 13,53 | Jahr 2021 | 13,80 | 13,48 |
| Jahr 2022 | 14,43 | 14,28 | Jahr 2022 | 14,45 | 14,29 |
| Jahr 2023 | 14,60 | 14,43 | Jahr 2023 | 14,88 | 14,70 |

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der Daten von EEX und EPEX SPOT sowie die Tätigung von Investments auf Grundlage der Daten von EEX und EPEX SPOT ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von EEX, EPEX SPOT und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung von EEX und EPEX SPOT.

Erneuerbare-Energien-Monitor

Prognostizierte Windleistung in Deutschland



Windleistungsvorhersage vom 29.11.2020 12.00 Uhr UTC; in MW

| Tag/Uhrzeit | progn. Leistung |
|-------------------|-----------------|
| 30.11.2020 | |
| 6 | 3628 |
| 9 | 4432 |
| 12 | 7933 |
| 15 | 12200 |
| 18 | 18331 |
| 21 | 21744 |
| 0 | 22187 |
| 01.12.2020 | |
| 3 | 16609 |
| 6 | 12401 |
| 9 | 8686 |
| 12 | 7562 |
| 15 | 7439 |
| 18 | 7124 |
| 21 | 6380 |
| 0 | 5474 |

Quelle: MeteoGroup

Disclaimer:

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Verwendung der MeteoGroup-Daten sowie die Tätigung von Investments auf Grundlage der MeteoGroup-Daten ausschließlich in das Risiko der Kunden fallen. Eine Haftung von MeteoGroup und MBI für Verluste, Schäden und/oder Kosten und Aufwendungen, die dem Kunden entstehen, wird ausdrücklich ausgeschlossen. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder von Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung von MeteoGroup.

Einen kostenlosen Testzugang zu unserem Trading-Portal erhalten Sie unter www.meteogroup.com

Erneuerbare-Energien-Monitor

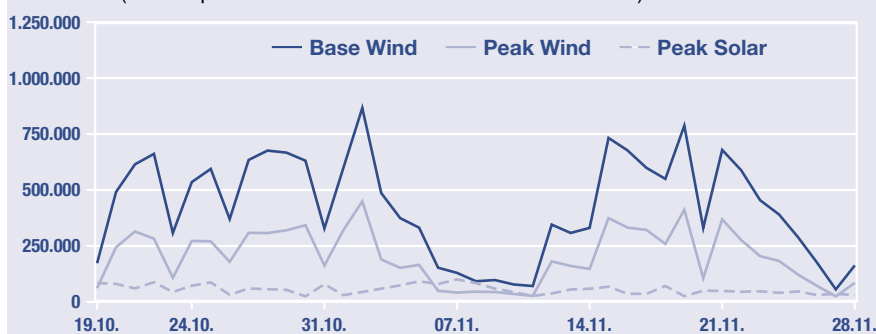
spotrenewables-Windstrom-Vorhersage

vom 29.11.2020 12:00 in MWh

| Vorhersage für Gebiet | 30.11.2020 | | 01.12.2020 | | Veränderung in % | |
|------------------------|------------|--------|------------|--------|------------------|--------|
| | Base | Peak | Base | Peak | Base | Peak |
| Dänemark | 43328 | 30232 | 26155 | 12661 | -39,6 | -58,1 |
| Deutschland | 254017 | 143350 | 346394 | 147679 | +36,4 | +3,0 |
| - Regelzone TenneT | 156464 | 96962 | 199570 | 94672 | +27,6 | -2,4 |
| - Regelzone TransnetBW | 3484 | 925 | 9337 | 3390 | +168,0 | +266,5 |
| - Regelzone Amprion | 42105 | 21950 | 72077 | 30117 | +71,2 | +37,2 |
| - Regelzone 50Hertz | 51964 | 23513 | 65410 | 19500 | +25,9 | -17,1 |
| Finnland | 17728 | 9160 | 12703 | 6217 | -28,3 | -32,1 |
| Frankreich | 50181 | 21105 | 119244 | 60295 | +137,6 | +185,7 |
| Italien | 66459 | 33966 | 31030 | 14769 | -53,3 | -56,5 |
| Niederlande | 36405 | 22361 | 60015 | 30867 | +64,9 | +38,0 |
| Norwegen | 34645 | 15441 | 23712 | 5919 | -31,6 | -61,7 |
| Schweden | 45939 | 27315 | 22864 | 10360 | -50,2 | -62,1 |
| Spanien | 77724 | 43059 | 63740 | 25376 | -18,0 | -41,1 |
| UK | 215606 | 131261 | 146994 | 72896 | -31,8 | -44,5 |

Ist-Stromproduktion Erneuerbare (Deutschland)

Wind- und Solarstromproduktion in MWh
(Basis: spotrenewables Istdaten Wind- und Solarstrom)



Temperaturvorhersage

Deutschlandmittel, vom
29.11.2020 12:00 in C

| Datum | Base-Mittel | Peak-Mittel | MIN | MAX |
|--------|-------------|-------------|------|-----|
| 30.11. | 0,9 | 1,6 | -0,6 | 3,1 |
| 01.12. | 3,0 | 3,5 | 2,2 | 4,3 |
| 02.12. | 1,9 | 2,3 | 1,3 | 3,5 |
| 03.12. | 1,2 | 1,8 | -0,7 | 3,3 |
| 04.12. | 1,0 | 2,2 | -1,1 | 3,5 |
| 05.12. | 1,9 | 2,5 | 1,1 | 3,8 |
| 06.12. | 2,3 | 3,0 | 1,2 | 4,4 |

spotrenewables-Solarstrom-Vorhersage

vom 29.11.2020 12:00 in MWh

| Vorhersage für Gebiet | 30.11.2020 | | 01.12.2020 | | Veränderung in % | |
|------------------------|------------|-------|------------|-------|------------------|-------|
| | Base | Peak | Base | Peak | Base | Peak |
| Deutschland | 46990 | 46876 | 12217 | 12198 | -74,0 | -74,0 |
| - Regelzone TenneT | 20106 | 20032 | 3965 | 3955 | -80,3 | -80,3 |
| - Regelzone TransnetBW | 8152 | 8133 | 1271 | 1266 | -84,4 | -84,4 |
| - Regelzone Amprion | 10152 | 10136 | 4597 | 4593 | -54,7 | -54,7 |
| - Regelzone 50Hertz | 7566 | 7538 | 2596 | 2589 | -65,7 | -65,7 |

Quelle: EuroWind GmbH, www.spotrenewables.com. Jegliche über den Newsletter TradeNews Energy hinausgehende Weitergabe dieser Datensätze oder Teilen daraus bedarf der schriftlichen Genehmigung der EuroWind GmbH.



Einen kostenlosen Testzugang mit Vorhersagen für Wind- und Solarstrom europaweit finden Sie unter www.spotrenewables.com

Strombörsen-Monitor

Spot-Daten für den 28.11.2020

(Preise in EUR/MWh; Umsätze in MWh)

| Stunden | SpotAuction (F) | | SpotAuction (DE) | | SpotAuction (NL) | |
|----------|---------------------|---------------|---------------------|---------------|---------------------|---------------|
| | Preise | Umsätze | Preise | Umsätze | Preise | Umsätze |
| 1 | 48,93 | 11462,8 | 48,93 | 21118,7 | 46,60 | 2551,2 |
| 2 | 45,91 | 12062,7 | 45,91 | 21491,0 | 43,04 | 2764,8 |
| 3 | 45,01 | 12411,6 | 45,01 | 21647,6 | 42,07 | 2949,3 |
| 4 | 42,00 | 13598,7 | 42,00 | 21359,1 | 38,82 | 3014,0 |
| 5 | 41,12 | 14498,2 | 41,12 | 20615,7 | 39,09 | 3042,1 |
| 6 | 42,48 | 13618,0 | 42,48 | 21025,8 | 43,21 | 2828,7 |
| 7 | 41,97 | 12703,3 | 41,97 | 22083,0 | 57,25 | 2619,6 |
| 8 | 45,04 | 11399,2 | 45,04 | 21681,4 | 70,42 | 3344,6 |
| 9 | 45,69 | 11017,7 | 45,69 | 20152,1 | 77,18 | 3459,2 |
| 10 | 49,26 | 11380,3 | 49,26 | 20822,1 | 67,07 | 3576,7 |
| 11 | 50,34 | 12626,8 | 50,34 | 22450,6 | 62,00 | 3188,1 |
| 12 | 49,01 | 13558,2 | 49,01 | 23055,9 | 58,66 | 2890,0 |
| 13 | 49,08 | 12929,7 | 49,08 | 23656,3 | 56,01 | 2546,9 |
| 14 | 48,34 | 12467,3 | 48,34 | 23414,2 | 55,06 | 2492,9 |
| 15 | 47,86 | 13944,2 | 47,86 | 21606,6 | 55,06 | 2466,3 |
| 16 | 47,86 | 15320,4 | 47,86 | 19392,9 | 55,14 | 2604,0 |
| 17 | 50,23 | 15009,8 | 50,23 | 19667,2 | 55,61 | 2741,7 |
| 18 | 54,17 | 13820,2 | 54,17 | 21342,0 | 62,62 | 2821,5 |
| 19 | 56,14 | 12640,8 | 56,14 | 21901,4 | 60,45 | 3326,3 |
| 20 | 53,83 | 12539,2 | 53,83 | 21293,9 | 50,34 | 3306,3 |
| 21 | 50,76 | 13202,2 | 47,66 | 21241,3 | 37,30 | 4436,1 |
| 22 | 46,05 | 13879,6 | 41,99 | 21261,5 | 34,95 | 4484,5 |
| 23 | 47,13 | 13050,0 | 41,62 | 20176,5 | 33,10 | 4545,5 |
| 24 | 46,27 | 12943,5 | 39,65 | 21223,8 | 31,15 | 4276,3 |
| | Durchschnittspreise | Gesamtumsätze | Durchschnittspreise | Gesamtumsätze | Durchschnittspreise | Gesamtumsätze |
| Base | 47,69 | 312084 | 46,88 | 513681 | 51,34 | 76277 |
| Peak | Zeitraum (09-20) | | (09-20) | | (09-20) | |
| | 50,15 | 157255 | 50,15 | 258755 | 59,60 | 35420 |
| OffPeak1 | Zeitraum (01-08) | | (01-08) | | (01-08 u. 21-24) | |
| | 44,06 | 101755 | 44,06 | 171022 | 43,08 | |
| OffPeak2 | Zeitraum (21-24) | | (21-24) | 40857 | | |
| | 47,55 | 53075 | 42,73 | 83903 | | |

TradeNews Energy – diese Informationen und Daten erhalten Sie regelmäßig:

- Täglich Marktberichte und Preise vom deutschen OTC-Strommarkt – exklusiv von der TradeNews-Redaktion recherchiert
- Wöchentlich Erdgas-Marktberichte von den europäischen Gasmärkten (NCG, Gaspool, NBP, TTF) sowie exklusive Prognosen und Ausblicke unseres Research-Teams
- Täglich eine Seite aktuelle Erdgaspreise von der TTF, NCG, Gaspool und PEG Nord in Zusammenarbeit mit dem renommierten Brokerhaus GFI Securities Limited sowie Futures-Notierungen von der niederländischen Erdgasbörse ENDEX
- Jeden Dienstag aktuelle Erdgaspreis-Prognosen in Zusammenarbeit mit dem Erdgas-Consultant Metanopoly
- Täglich Preisdaten Strom, Gas, CO₂ und Öl von allen wichtigen europäischen Energiebörsen
- Mittwochs und freitags CO₂-Marktberichte

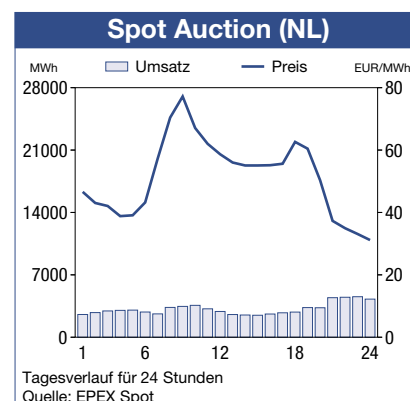
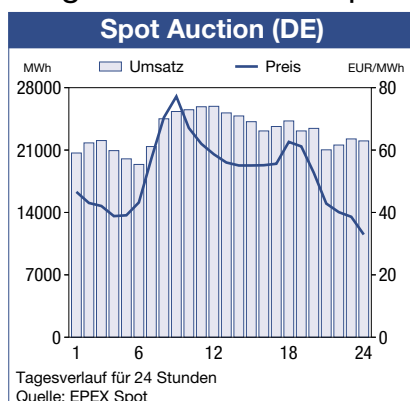
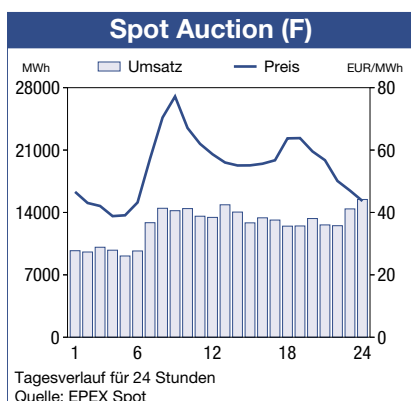
Strombörsen-Monitor

| Spot Auction (F) | | | | |
|------------------|---------------------|--------|---------------|---------|
| für den | Preise (EUR/MWh) | | Umsätze (MWh) | |
| | 30.11. | 29.11. | 30.11. | 29.11. |
| Stunden | | | | |
| 1 | 46,60 | 41,41 | 9706,7 | 12096,0 |
| 2 | 43,04 | 38,66 | 9562,1 | 11888,7 |
| 3 | 42,07 | 37,03 | 10095,8 | 12607,2 |
| 4 | 38,82 | 35,97 | 9765,7 | 12059,6 |
| 5 | 39,09 | 36,00 | 9116,2 | 12841,7 |
| 6 | 43,21 | 38,04 | 9678,3 | 12233,0 |
| 7 | 57,25 | 38,37 | 12849,7 | 12373,6 |
| 8 | 70,42 | 40,60 | 14468,4 | 11970,6 |
| 9 | 77,18 | 43,01 | 14196,9 | 11949,0 |
| 10 | 67,07 | 45,23 | 14434,0 | 12270,3 |
| 11 | 62,00 | 45,12 | 13577,6 | 12882,8 |
| 12 | 58,66 | 46,31 | 13446,1 | 13564,5 |
| 13 | 56,01 | 46,27 | 14861,0 | 13724,0 |
| 14 | 55,06 | 44,71 | 14043,2 | 13329,8 |
| 15 | 55,09 | 43,77 | 12833,3 | 14134,4 |
| 16 | 55,62 | 44,96 | 13398,4 | 15392,0 |
| 17 | 56,73 | 49,10 | 13147,4 | 15276,3 |
| 18 | 63,75 | 55,16 | 12463,7 | 14531,9 |
| 19 | 63,83 | 58,26 | 12484,6 | 13494,1 |
| 20 | 59,57 | 58,97 | 13317,4 | 11474,7 |
| 21 | 56,75 | 55,98 | 12602,7 | 12698,6 |
| 22 | 50,09 | 52,26 | 12513,4 | 12501,6 |
| 23 | 47,01 | 49,91 | 14399,2 | 11143,5 |
| 24 | 43,67 | 45,17 | 15456,9 | 9568,4 |
| | Durchschnittspreise | | Gesamtumsätze | |
| Base | 54,52 | 45,43 | 302419 | 306006 |
| Peak (09-20) | 60,88 | 48,41 | 162204 | 162024 |
| OffPeak1 (01-08) | 47,56 | 38,26 | 85243 | 98070 |
| OffPeak2 (21-24) | 49,38 | 50,83 | 54972 | 45912 |

| Spot Auction (DE) | | | | |
|-------------------|---------------------|--------|---------------|---------|
| für den | Preise (EUR/MWh) | | Umsätze (MWh) | |
| | 30.11. | 29.11. | 30.11. | 29.11. |
| Stunden | | | | |
| 1 | 46,60 | 38,90 | 20670,5 | 20208,9 |
| 2 | 43,04 | 37,60 | 21805,1 | 21285,7 |
| 3 | 42,07 | 37,03 | 22068,1 | 20703,7 |
| 4 | 38,82 | 35,97 | 20937,5 | 20009,8 |
| 5 | 39,09 | 36,00 | 20014,9 | 19759,7 |
| 6 | 43,21 | 38,04 | 19387,2 | 20382,2 |
| 7 | 57,25 | 38,37 | 21394,5 | 21087,8 |
| 8 | 70,42 | 40,60 | 24510,4 | 22438,0 |
| 9 | 77,18 | 43,01 | 25328,4 | 20984,2 |
| 10 | 67,07 | 45,23 | 25523,2 | 21580,1 |
| 11 | 62,00 | 45,12 | 25859,1 | 22836,1 |
| 12 | 58,66 | 46,31 | 25908,1 | 23949,2 |
| 13 | 56,01 | 46,27 | 25169,0 | 24374,1 |
| 14 | 55,06 | 44,71 | 24828,2 | 24123,0 |
| 15 | 55,06 | 43,77 | 24183,8 | 21856,2 |
| 16 | 55,14 | 44,96 | 23146,6 | 19588,1 |
| 17 | 55,61 | 49,10 | 23643,4 | 20231,9 |
| 18 | 62,62 | 55,16 | 24267,7 | 21383,4 |
| 19 | 61,17 | 58,26 | 23146,4 | 21931,8 |
| 20 | 52,72 | 58,97 | 23432,5 | 21651,9 |
| 21 | 42,85 | 55,98 | 21027,0 | 20683,8 |
| 22 | 40,10 | 52,26 | 21564,9 | 20817,8 |
| 23 | 38,61 | 49,91 | 22250,4 | 20753,5 |
| 24 | 32,92 | 45,17 | 22027,3 | 22108,3 |
| | Durchschnittspreise | | Gesamtumsätze | |
| Base | 52,22 | 45,28 | 552094 | 514729 |
| Peak (09-20) | 59,86 | 48,41 | 294436 | 264490 |
| OffPeak1 (01-08) | 47,56 | 37,81 | 170788 | 165876 |
| OffPeak2 (21-24) | 38,62 | 50,83 | 86870 | 84363 |

| Spot Auction (NL) | | | | |
|--------------------------|---------------------|--------|---------------|--------|
| für den | Preise (EUR/MWh) | | Umsätze (MWh) | |
| | 30.11. | 29.11. | 30.11. | 29.11. |
| Stunden | | | | |
| 1 | 46,60 | 36,40 | 2551,2 | 2604,1 |
| 2 | 43,04 | 35,93 | 2764,8 | 2902,8 |
| 3 | 42,07 | 37,03 | 2949,3 | 2756,3 |
| 4 | 38,82 | 35,97 | 3014,0 | 2654,1 |
| 5 | 39,09 | 36,00 | 3042,1 | 2665,4 |
| 6 | 43,21 | 38,04 | 2828,7 | 2552,9 |
| 7 | 57,25 | 38,37 | 2619,6 | 2621,3 |
| 8 | 70,42 | 40,60 | 3344,6 | 2601,3 |
| 9 | 77,18 | 43,01 | 3459,2 | 2585,9 |
| 10 | 67,07 | 45,23 | 3576,7 | 2592,5 |
| 11 | 62,00 | 45,12 | 3188,1 | 2915,6 |
| 12 | 58,66 | 46,31 | 2890,0 | 3047,9 |
| 13 | 56,01 | 46,27 | 2546,9 | 3065,0 |
| 14 | 55,06 | 44,71 | 2492,9 | 2899,1 |
| 15 | 55,06 | 43,77 | 2466,3 | 2774,5 |
| 16 | 55,14 | 44,96 | 2604,0 | 2608,4 |
| 17 | 55,61 | 49,10 | 2741,7 | 3353,4 |
| 18 | 62,62 | 55,16 | 2821,5 | 4126,8 |
| 19 | 60,45 | 58,26 | 3326,3 | 3857,9 |
| 20 | 50,34 | 58,97 | 3306,3 | 3485,8 |
| 21 | 37,30 | 55,98 | 4436,1 | 3254,9 |
| 22 | 34,95 | 52,26 | 4484,5 | 3193,8 |
| 23 | 33,10 | 49,91 | 4545,5 | 3131,5 |
| 24 | 31,15 | 45,17 | 4276,3 | 2956,9 |
| | Durchschnittspreise | | Gesamtumsätze | |
| Base | 51,34 | 45,11 | 76277 | 71208 |
| Peak (09-20) | 59,60 | 48,41 | 35420 | 37313 |
| OffPeak (01-08 u. 21-24) | 43,08 | 41,81 | 40857 | 33895 |

Tagesverlauf EPEX Spot



CO₂-Preisüberblick

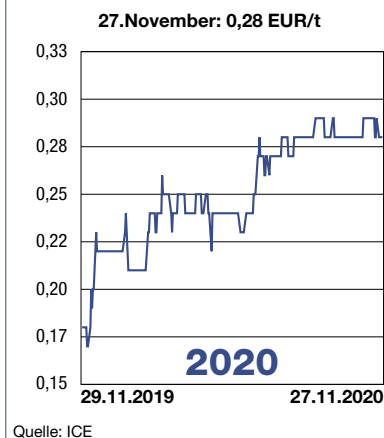
| EUA-Terminmarkt | 27.11. | 26.11. |
|-------------------------------------|---------|---------|
| ICE | | |
| Schlusskurse in EUR/t | | |
| November 2020 | 28,13 | 28,10 |
| Umsatz | 5 | 3 |
| Dezember 2020 | 28,13 | 28,10 |
| Umsatz | 20472 | 22503 |
| Januar 2021 | 28,15 | 28,11 |
| Umsatz | 15 | 5 |
| März 2021 | 28,17 | 28,14 |
| Umsatz | 1285 | 1396 |
| Juni 2021 | 28,23 | 28,20 |
| Umsatz | - | - |
| Dezember 2021 | 28,33 | 28,29 |
| Umsatz | 5009 | 6623 |
| Dezember 2022 | 28,59 | 28,54 |
| Umsatz | 844 | 1237 |
| Dezember 2023 | 28,94 | 28,90 |
| Umsatz | 69 | 352 |
| EEX European Carbon Futures | | |
| Dezember 2020 | 28,13 | 28,10 |
| Umsatz | 2902000 | 1276000 |
| Dezember 2021 | 28,33 | 28,29 |
| Umsatz | 1244000 | 999000 |
| EUA-Spotmarkt 27.11. 26.11. | | |
| Preise in EUR/t (3. Handelsperiode) | | |
| ICE (Daily Future) | 28,13 | 28,10 |
| Umsatz | 428 | 3369 |
| EEX | 28,13 | 28,10 |
| Umsatz | 46000 | 77000 |

| CER-Terminmarkt | 27.11. | 26.11. |
|---|--------|--------|
| ICE | | |
| November 2020 | 0,28 | 0,28 |
| Umsatz | - | - |
| Dezember 2020 | 0,28 | 0,28 |
| Umsatz | - | - |
| Januar 2021 | 0,28 | 0,28 |
| Umsatz | - | - |
| März 2021 | 0,28 | 0,28 |
| Umsatz | - | - |
| EEX | | |
| Dezember 2020 | 0,30 | 0,29 |
| Umsatz | - | - |
| CER-Spotmarkt 27.11. 26.11. | | |
| EEX | | |
| Grün | 0,30 | 0,29 |
| EUAA-Terminmarkt 27.11. 26.11. | | |
| EEX European Aviation Allowances | | |
| Dezember 2020 | 27,63 | 27,60 |

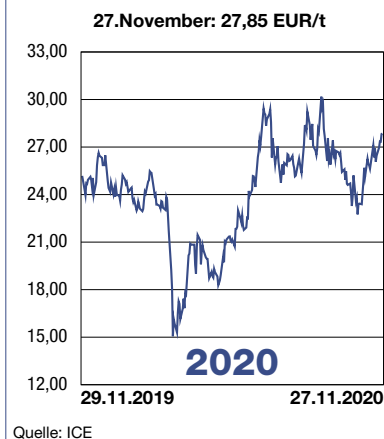
ICE EUA-Future Dez. 2020



ICE CER-Future Dez. 2020



Spread EUA/CER Dez. 2020



EnergySource

Energie-Informationsplattform

1 Woche lang testen:
kostenfrei &
unverbindlich

Kontakt:

Tel.: + 49 (0) 69 / 271 07 60 11
E-Mail: energie@mbi-infosource.de
Web: www.mbi-energysource.de



Nachrichten | Marktdaten | Prognosen

www.mbi-infosource.de