

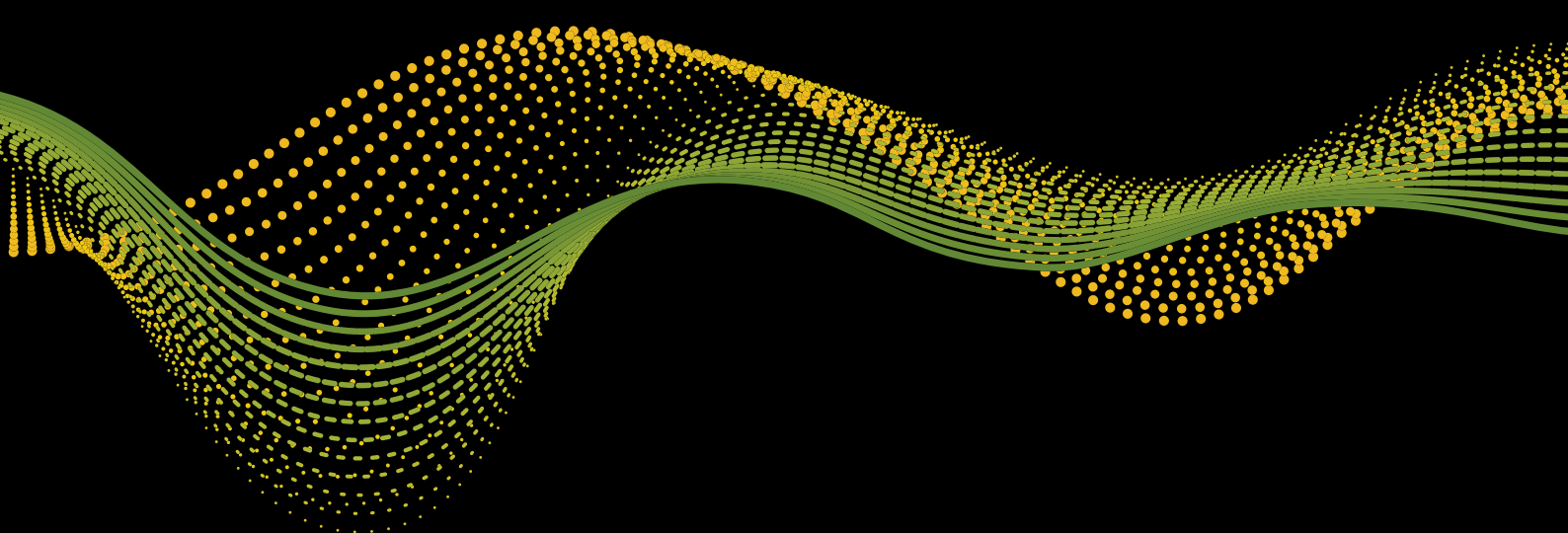
1|22

Auszug aus
Ausgabe 1
Februar 2022



e|m|w

Das ener|gate-Magazin.



Energie & Infrastruktur

Das Jahr der Preisrekorde

Von **Dr. Philipp Eggert**, Leiter Marktanalyse, Trianel



Foto: © Mike Mareen/AdobeStock

Das Jahr der Preisrekorde

Der europäische Energiemarkt – und insbesondere der Gas- und Strommarkt – zeigte 2021 eine Volatilität, die die Ereignisse rund um die Finanzkrise im Jahr 2008 marginal erscheinen lassen. Damals waren wenige, meistens außerhalb Europas verhaftete Treiber am Werk. 2021 verursachten langanhaltende, globale Störungen weitreichende Ungleichgewichte bei Angebot und Nachfrage. Am Ende des Jahres wurden an den europäischen Gas- und Strommärkten bei hoher Volatilität niemals zuvor beobachtbare Preise aufgerufen.

✎ Von **Dr. Philipp Eggert**, Leiter Marktanalyse, Trianel

Am Ende des Jahres 2021 stellt sich aus der Perspektive des europäischen Energiemarktes die Frage: Wie konnte es so weit kommen? Im Sommer 2020 wurde noch die Frage diskutiert, ob die Speicher für all das Gas, welches aufgrund der Covid-19-Einschränkungen nicht benötigt wurde, ausreichen würde. Demzufolge standen die Gaspreise am vorderen Ende der Terminkurve bei um die 5 Euro/MWh. Innerhalb von weniger als 18 Monaten drehte sich das Bild dann vollständig. Zum Jahresende 2021 war der Markt von einer ausgeprägten Panik geprägt. Die alles beherrschende Frage ist nun, ob am Ende dieses Winters überhaupt genug Gas zur Verfügung stehen wird. Das hieraus resultierende Risiko für die Versorgung führt dabei nicht nur zu steigenden Preisen am kurzen Ende der Gas-Terminkurve, sondern beeinflusst

auch die nächsten Lieferjahre und den gesamten europäischen Energiemarkt unter anderem für Strom, Kohle und Verschmutzungszertifikate. Dabei sind die Preisanstiege als historisch zu bezeichnen. Sie lassen die Preisschwankungen während der globalen Finanzkrise des Jahres 2008 vergleichsweise gering erscheinen. 2008 erreichten die Strompreise mit rund 100 Euro/MWh einen Preisaufschwung um fast 50 Prozent. 2021 explodierten die Preise und erreichten ein Niveau von deutlich über 300 Euro/MWh (Abb. 1).

Normalisierung der Gasnachfrage schon 2020

Bei der Diskussion um die Ursache für dieses historische Ereignis wird man nicht durch eine monokausale Analyse erfolgreich sein, sondern muss sich die einzelnen, über einen größeren

Zeitraum verteilten Ereignisse chronologisch vergegenwärtigen. Die Anfänge lagen in der Reaktion der Zentralbanken und der Politik auf die Corona-Krise im Jahr 2020, die Hoffnung auf einen Impfstoff und die frühe und deutliche Erholung der Wirtschaft im asiatischen Raum. Dies führte bereits 2020 zu einer erhöhten Energienachfrage in Asien und damit zu deutlich geringeren Flüssiggasimporten (LNG) nach Nordwest-Europa (NWE). Als Resultat verschwand noch im gleichen Jahr das Überangebot im europäischen Gasmarkt weitgehend.

Sinkende LNG-Importe nach Nordwest-Europa

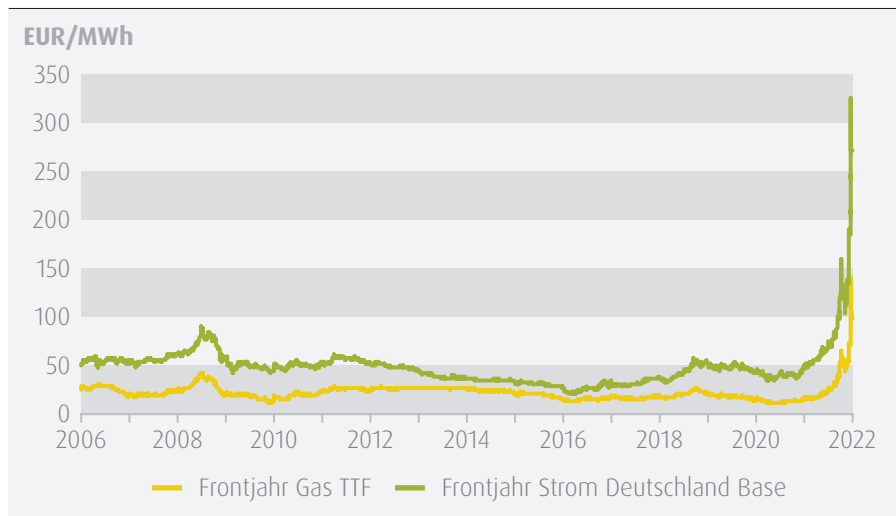
Insbesondere die erste Winterhälfte 2020/2021 fiel in Ostasien deutlich kälter aus als normal. Dies führte zusammen mit der Gasnachfrage von einer auf Vollast laufenden Wirtschaft bereits Anfang des ersten Quartals 2021 zu einem damals noch unglaublich anmutenden Preisanstieg der asiatischen LNG-Preise auf knapp 20 USD/mmbtu (56 Euro/MWh). Da gleichzeitig das vordere Ende der Terminkurve in Nordwesteuropa für Gas-TTF noch bei 20 Euro/MWh notierte, war es für praktisch alle Exporteure profitabler, LNG nach Asien als nach Europa zu exportieren. Als Resultat fehlten in Nordwest-Europa im Januar und Februar 2021 im Schnitt 100 mcm/d Gasäquivalent an LNG im Vergleich zum Vorjahr. Entsprechend fielen bereits im Februar 2021 die Speicherstände für Gas in NWE unter die saisonale Norm (Abb. 2).

Ab März 2021 stiegen die LNG-Importe nach NWE endlich und der Markt hoffte auf eine schnelle Normalisierung der Gas-Speichersituation. Die Preise für Gas-TTF waren bisher nur moderat gestiegen und verblieben am kurzen Ende der Terminkurve um die 20 Euro/MWh. Nun aber verschärfte ein kalter Spätwinter und ein kalter Frühling die Situation. Da bis auf wenige, kurze Episoden die Heiznachfrage in NWE bis Ende Mai 2021 oberhalb der Norm verblieb (Abb. 3), fielen die Gasspeicher in Nordwesteuropa im Juni auf einen Tiefstand.

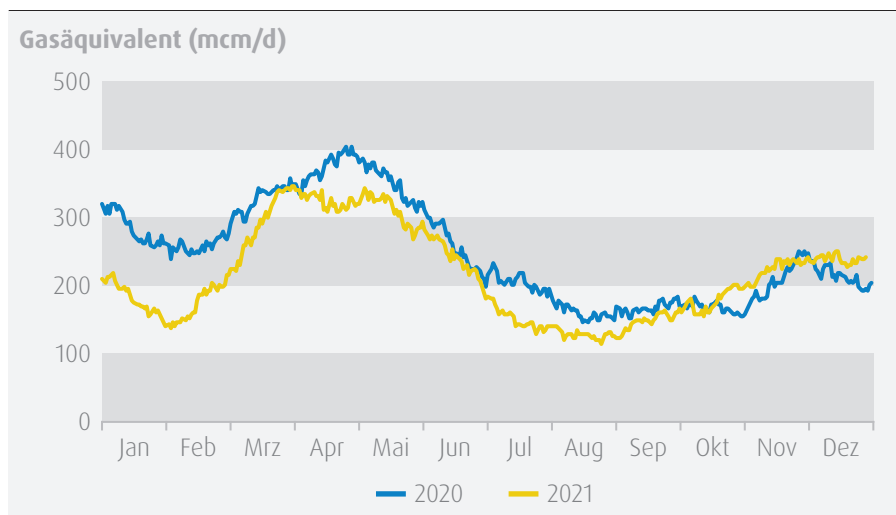
Hohe Flüssiggasnachfrage aus Südamerika

Über den Sommer 2021 stellte sich zunehmend heraus, dass sich die Speicherstände vor dem Winter nicht mehr normalisieren würden. Getrieben wurde

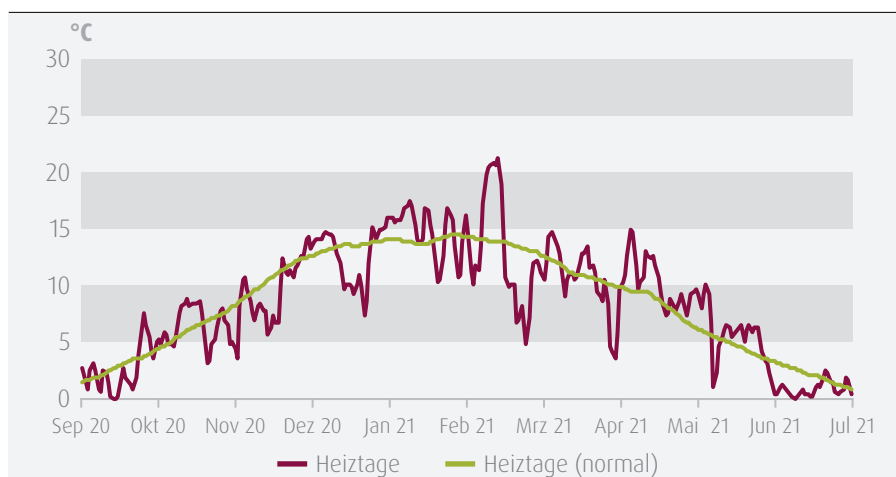
01 Historisch einmaliger Preisanstieg im Jahr 2021, Quelle: Bloomberg, Trianel



02 LNG-Importe nach Nordwesteuropa, Quelle: Reuters, Trianel



03 Erhöhter Heizbedarf in der zweiten Winterhälfte 2020/2021, Quelle: WSI, Bloomberg, Trianel



diese Einsicht durch einen deutlich stärkeren Rückgang der LNG-Importe nach Nordwesteuropa als in früheren Sommern. Grund dafür war die ausgeprägte globale Konkurrenz nach Flüssiggas. Dabei war der stärkste zusätzliche Treiber die Situation in Südamerika und der dortige sehr trockene Sommer, der zu einem Rückgang der verfügbaren Wasserkraft für die Stromerzeugung führte. Diese Lücke wurde durch den Einsatz von Gaskraftwerken gefüllt, womit Südamerika eine deutliche Konkurrenz zu Nordwest-Europa darstellte (Abb. 4).

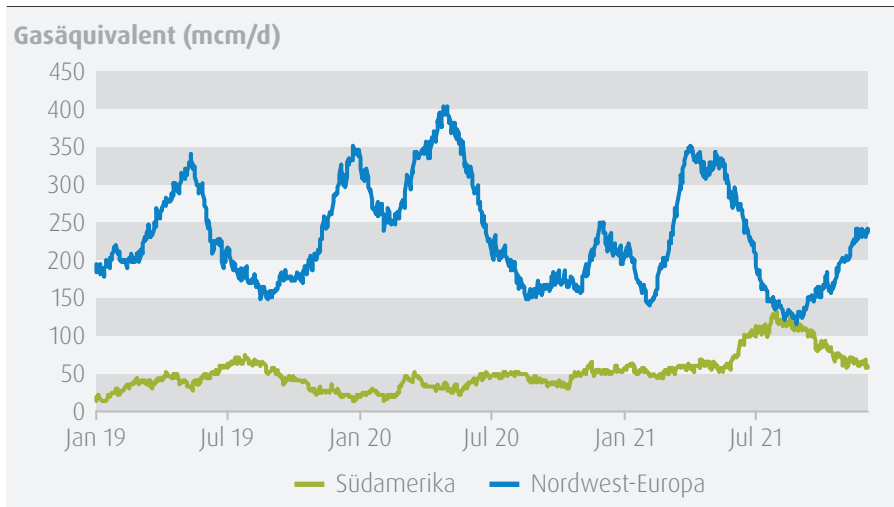
Hinzu kamen höhere als saisonal übliche LNG-Importe zur iberischen Halbinsel und steigende Gas- und Rohölpreise in den USA. In dieser Gemengelage stieg der Preis für Gas-TTF am vorderen Ende der Terminkurve von knapp 25 Euro/MWh Ende Mai auf 50 Euro/MWh Ende August 2021.

Rückgang der russischen Gasimporte

Der deutliche Rückgang der russischen Gasflüsse über Pipelines in Osteuropa, abzulesen vor allem an den geringeren Flüssen am Grenzübergabepunkt nach Deutschland in Mallnow (Abb. 5), führte ab Anfang September zu einem ersten explosiven Anstieg der Preise für Gas-TTF. Dieser hob in der Spitze den Frontmonatskontrakt auf bis zu 160 Euro/MWh an. Dabei war es für den Markt unerheblich, dass die norwegischen Importe und die russischen Importe über Nordstream 1 sich nahezu an der Kapazitätsgrenze befanden. Entscheidend war eher, dass diese letzte Störung auf einen Markt traf, der aufgrund der niedrigen Gas-Speicherstände bereits äußerst beunruhigt war. Der Preisanstieg fand erst am 6. Oktober 2021 ein Ende, als zum einen Russland die Hoffnung schürte, die Exporte nach Nordwest-Europa zu erhöhen und zweitens ein Teil der Nordstream-2-Pipeline zu Testzwecken mit Gas befüllt wurde.

Nach dem 6. Oktober war der wichtigste tägliche Datenpunkt für den Markt die Beobachtung der Gasflüsse über Mallnow, die aber nicht substantiell stiegen. Russland betonte zu verschiedenen Zeitpunkten und über unterschiedliche Kanäle, dass dies an einer mangelnden Nachfrage liege und das Russland alle seine Lieferverpflichtun-

04 Starke Konkurrenz durch erhöhte LNG-Exporte nach Südamerika, Quelle: Reuters, Trianel



gen erfülle. Gleichzeitig stieg die Spekulation im Markt dahingehend, dass die Nordstream-2-Pipeline noch im Winter 2021/2022 in Betrieb gehen könnte. Als Resultat schwankten die Preise am vorderen Ende der Gas-TTF-Terminkurve bis Mitte November um die 80 Euro/MWh.

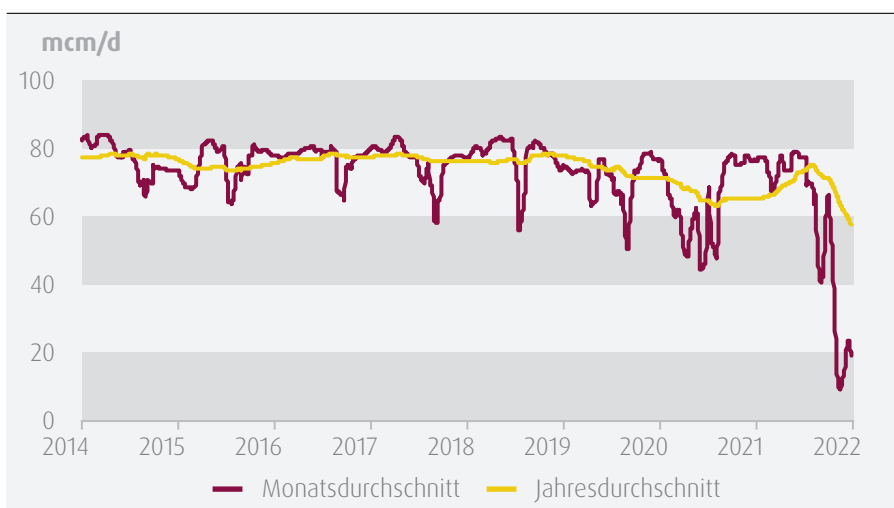
Diese Hoffnung auf eine schnelle Inbetriebnahme der Nordstream-2-Pipeline wurde am 16. November durch eine Mitteilung der Bundesnetzagentur beendet. In dieser stellte die Behörde fest, dass die Nordstream 2 AG eine deutsche Tochtergesellschaft gründen müsse, um die Unbundling-Vorschriften zu erfüllen. Aufgrund des somit absehbaren langen Genehmigungsprozesses preiste der

Markt ein, dass selbst unter optimistischen Voraussetzungen nicht mit einer Inbetriebnahme von Nordstream-2 vor Sommer 2022 zu rechnen sei. Diese Entscheidung war damit der Startschuss für den zweiten explosiven Preisanstieg der Gaspreise.

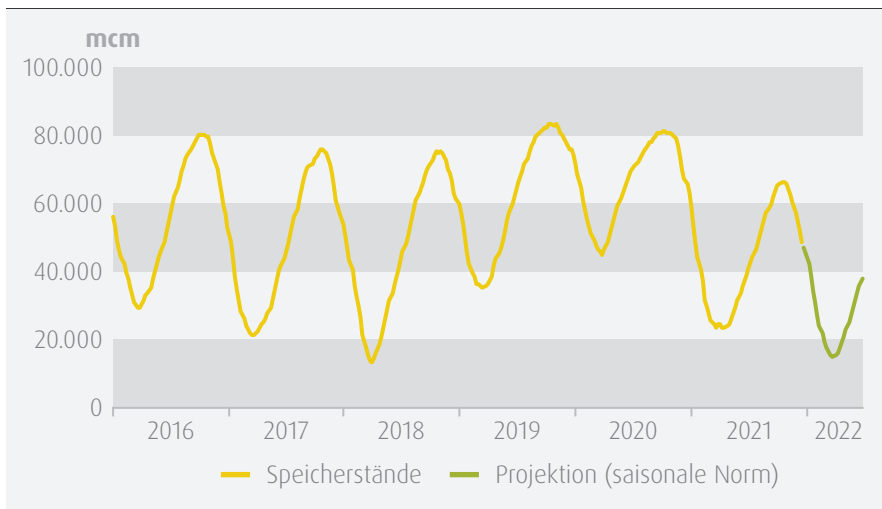
Zweiter explosiver Anstieg kurz vor Weihnachten 2021

Insbesondere die Zeit zwischen Mitte November und Mitte Dezember 2021 war in Nordwest-Europa von einer durchgehenden Kältewelle geprägt, welche auf einen bereits äußerst angespannten Gasmarkt traf. Dies nährte kurz vor Weihnachten täglich und zunehmend die Sorge, dass über den Winter

05 Deutlicher Rückgang der Flüsse über Mallnow, Quelle: Reuters, Trianel



06 Gas-Speicherstände könnten das Tief von 2018 testen, Quelle: GIE, Bloomberg, Trianel



nicht genug Gas verfügbar sein könnte. Gleichzeitig wurde der Markt am 15. Dezember nach Marktschluss von der Meldung überrascht, dass Frankreich knapp zehn Prozent seiner Kernkraftwerksverfügbarkeit verlieren wird, womit Frankreich seine Strom-Nettoimporte noch einmal ausbauen musste. Da sich somit seit mehr als einem Jahr unkorrelierte Störungen aneinanderreihen, und kurz vor Weihnachten die Liquidität im Markt sank, kam es zu einem zweiten, explosiven Anstieg der Preise. Dabei war an dieser zweiten Welle neu, dass nicht nur das vordere Ende der Terminkurve gekauft wurde, sondern insbesondere alle Produkte inklusive Q1 2023. Der Markt preiste also ein, dass eine Normalisierung der Situation im Gasmarkt nicht vor Ende des Winters im nächsten Jahr stattfinden wird.

Milde Temperaturen über Weihnachten beendeten zweite Preisexplosion

Ungewöhnlich milde Temperaturen in Nordwest-Europa zum Jahreswechsel, gepaart mit langanhaltend milden Temperaturen in Ost-Asien und hier insbesondere China, führten ab dem 21. Dezember zu einem Rückgang der Gas-Frontmonatspreise bis zum Ende des Jahres von knapp 60 Prozent. Gleichzeitig stiegen bis zum 21. Dezember die Preise für Gas-TTF über die LNG-Preise in Asien, sodass es ökonomisch sinnvoller war, Flüssiggas nach Nordwest-Europa zu exportieren. Nichtsdestotrotz bleibt zu Anfang des Jahres 2022 die Angebots-

und Nachfragebalance angespannt, da unter saisonal normalen Voraussetzungen die Gas-Speicherstände in NWE zu mindestens das Tief von 2018 testen werden (Abb. 6).

Sollten die Temperaturen in der zweiten Winterhälfte wieder deutlich unter die Norm fallen, so ist unverändert mit einer erneuten Sorge vor einem Gasmangel Endes des Winters zu rechnen. Bezüglich Nordstream 2 gehen wir aufgrund der Aussagen der Bundesnetzagentur derzeit mit einer Inbetriebnahme im Sommer 2022 aus. Ob sich damit die Versorgungssituation in NWE allerdings substantiell verbessern wird, bleibt abzuwarten. Es ist nämlich damit zu rechnen, dass die höheren Flüsse durch Nordstream 2 durch geringere Flüsse durch Osteuropa ausgeglichen werden. Desweiteren wären alle Überlegungen bezüglich Nordstream-2 sofort obsolet, sollte sich die Situation um die Ukraine-Frage verschärfen.

Der deutsche Kernkraftausstieg wird 2022 vollendet werden

Mit Blick auf 2022 wird die Vollendung des deutschen Atomausstiegs und die Umsetzung des Kohleausstiegs weitere Preisimplikationen mit sich bringen. Am 21. Dezember 2022 wird das letzte deutsche Kernkraftwerk vom Netz gehen. Insgesamt verlassen somit gemäß Angaben der Bundesnetzagentur den deutschen Kraftwerkspark im Jahr 2022 2,1 GW an Steinkohle, 2,7 GW an Braunkohle und 4 GW an Kernkraft. Gleichzei-

tig wird es nur einen Zubau von 3 GW an Gaskraftwerken geben. Diese Verengung des deutschen Kraftwerksparks um 5 GW steuerbarer Leistung bei gleichzeitiger Alterung des französischen Kernkraftwerksparks ist neben der engen Versorgungssituation im Gas das größte Risiko im Jahr 2022.

Somit sehen wir ähnlich wie der Markt das Jahresband-Base 2022 mit 250 Euro/MWh als fair bepreist an. Die spannendste Frage im Jahr 2022 wird darüber hinaus sein, wie der Markt die ausgeprägte Backwardation in den Gas- und Strom-Terminkurven auflösen will. So handelte zum Ende des Jahres 2021 das Strom-Jahresband-Base 2022 bei 250 Euro/MWh und das für 2023 bei 120 Euro/MWh. Die Gas-Speicherstände in Nordwesteuropa können sich nur erholen, wenn es über einen längeren Zeitraum mild und windreich ist. Bleiben die Speicherstände weiterhin auf einem niedrigen Niveau, wird sich das Jahresband 2023 voraussichtlich dem letzten gehandelten Preis des Jahresbands 2022 von 250 Euro/MWh im Laufe des Jahres angleichen. ←



DR. PHILIPP EGGERT

Jahrgang 1974

- Doktor Physik FU Berlin, Master of Mathematical Finance University of Oxford
- 2007-2015 d-fine GmbH, Vattenfall Energy Trading, Gazprom Marketing and Trading, Fulcrum Asset Management
- seit 2015 Leiter Marktanalyse Trianel GmbH
- ✉ p.eggert@trianel.com

e|m|w

Das ener|gate-Magazin.

energate gmbh

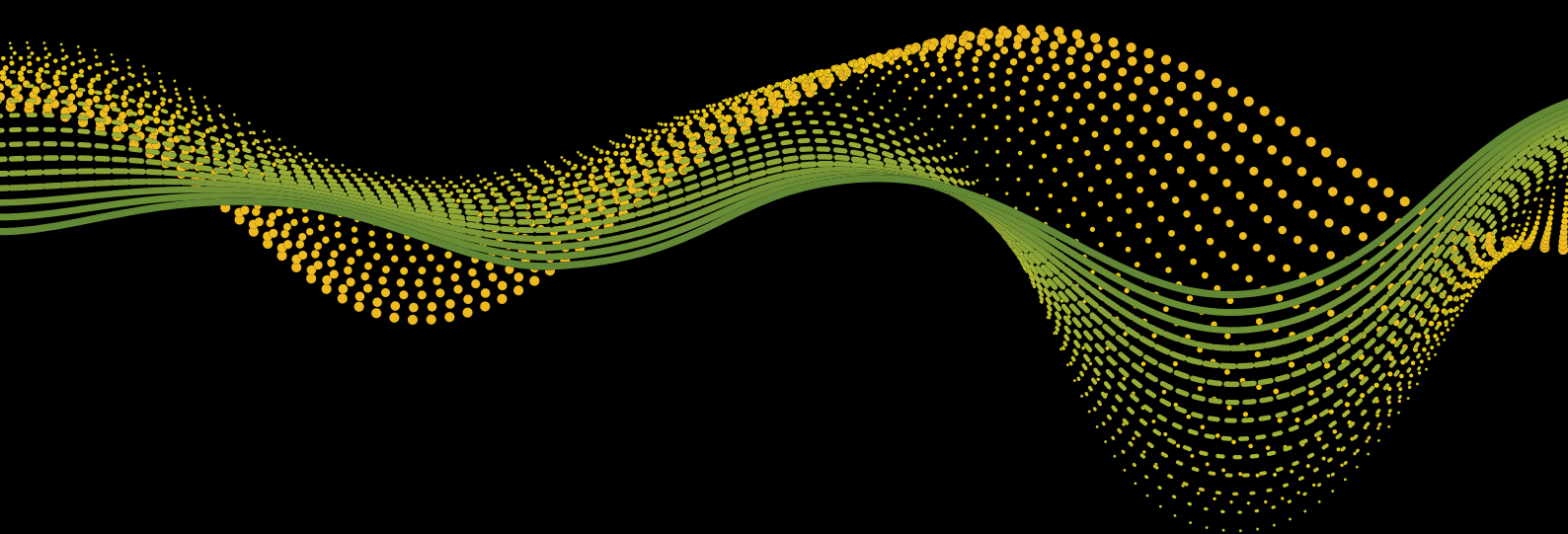
Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de



Werden Sie Mitglied im **ener|gate club**
und erhalten Sie neben der **e|m|w**
viele weitere exklusive Leistungen!

www.energate.club

