

Erdgas: Als Übergangstechnologie unerlässlich

Kurz & klar

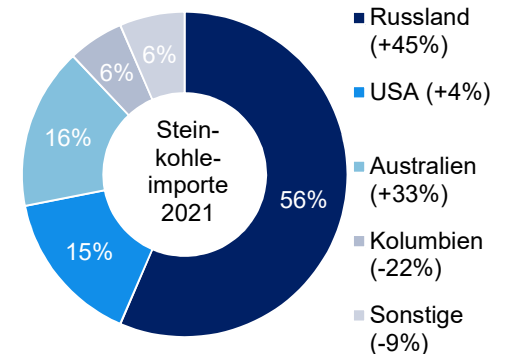
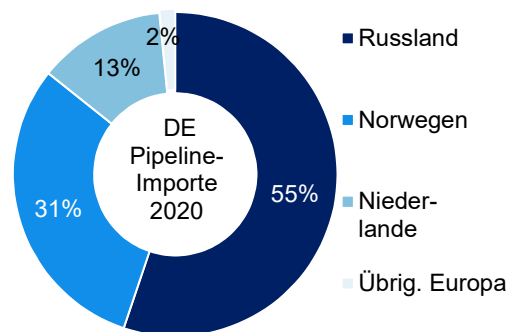
- Deutschland setzt zur Stromgrundlastsicherung vor allem auf Gas. Aus geopolitischer Sicht ein zunehmend herausforderndes Szenario.
- Die EU-Taxonomie erschwert den ESG-konformen Bau neuer, in Deutschland dringend benötigter Gaskraftwerke durch private Investoren.
- Mit Flüssiggasimporten und mehr europäischer Eigenversorgung will die EU ab 2027 den Energieimport aus Russland ersetzen.
- Die „Power-to-Gas“-Technologie ermöglicht mittelfristig die Substitution von Flüssiggas durch „synthetisches“ Methangas.

Der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine markiert eine Zäsur für die europäische und deutsche Energiewirtschaft. Viel zu lange wurde hier die Diversifizierung ihrer fossilen Energieimporte hinausgezögert. Ein möglicher Stopp russischer Energielieferungen würde Deutschland besonders stark treffen. Trotz zunehmenden politischen Drucks lehnt Deutschland daher ein Embargo für fossile Energieträger aus Russland ab.

Graphik 1

Russland dominiert bei deutschen Gasimporten

sowie bei den Steinkohleimporten
 (Veränderung gegenüber dem Vorjahr)



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2021

Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis)

Ein Ersatz für russische Steinkohle und Erdöl – bei Steinkohle lag der Importanteil 2021 bei 56%, bei Erdöl bei 34% der Gesamtimporte – durch andere Lieferanten ist leichter zu organisieren, als ein Ersatz russischer Pipeline-Gas-Importe. Für beide Rohstoffe gibt es am Weltmarkt ausreichende Mengen, die via Schiff angeliefert werden könnten. Wie die derzeitigen Verhandlungen Deutschlands mit Norwegen und Anbietern aus dem Nahen Osten zeigen, sind kurzfristige Alternativen zu russischem Gas jedoch nur schwer zu organisieren.

ren. So kann Norwegen kurzfristig seine Erdgaslieferung nach Europa bis Jahresende gerade um 1% erhöhen. Norwegen macht Europa darüber hinaus aber Hoffnung auf eine schnelle Fördererhöhung im „Troll-Feld“, dem größten Erdgasförderfeld der Nordsee.

Mittel- und langfristig steigende Gasnachfrage in Deutschland

Mithilfe des Netzentwicklungsplans planen die Stromnetzbetreiber die Klimaneutralität der deutschen Stromerzeugung bis zum Jahr 2045. Dabei werden Szenarien für den erforderlichen Kraftwerkspark erstellt. Laut dem Netzentwicklungsplan 2037 dominieren erneuerbare Energien mit einem Anteil von 89%. Nur noch 11% aller Kraftwerke werden konventionell betrieben (Gas- und Pumpspeicherkraftwerke). Der Nettostromverbrauch wächst bis 2037 aufgrund der stark wachsenden E-Mobilität und des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen zum Heizen um mehr als 50% auf 726 Terrawattstunden (2020: 478 TWh).

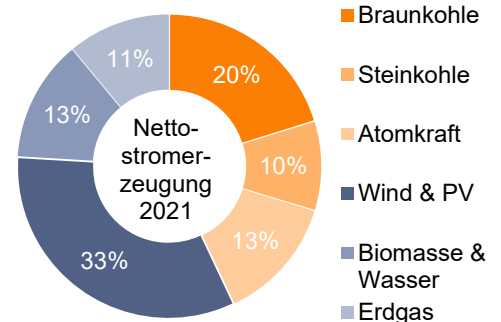
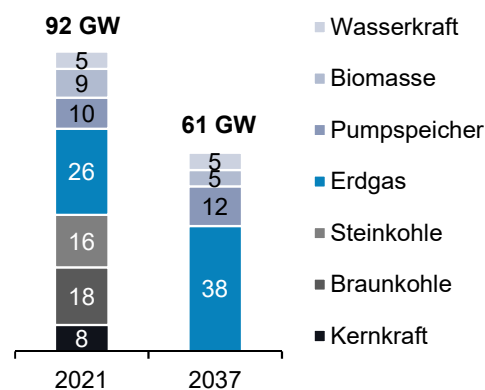
- Konventionelle Erzeuger sichern weiterhin die Stromgrundlast

Atomkraft und Kohle sorgten 2021 zusammen für immer noch 43% der deutschen Stromerzeugung (s. Grafik 2) und sicherten mit Gas- und Pumpspeicherkraftwerken die Stromgrundlast. Die Grundlast ist der Teil des Stroms, der rund um die Uhr verfügbar sein muss. Mit dem Ausstieg aus der Atomkraft Ende 2022 und aus der Kohleverstromung – die Ampelkoalition plant diesen bis 2030 -- sinkt der regelbare und damit grundlastfähige Kraftwerkspark von aktuell 92 Gigawatt (GW) Nominalleistung bis 2037 auf 61 GW.

Grafik 2

Entwicklung des Kraftwerkspark zur Grundlaststromerzeugung in Deutschland
In Gigawatt (GW)

43% der deutschen Stromerzeugung erfolgen durch Kohle und Atomkraft*
Anteil der Energieträger an der Stromerzeugung



Quelle: Netzentwicklungsplan 2037, Version 2023

Quelle: Fraunhofer ISE *Schätzwerte

- Gaskraftwerke sind sehr flexibel

Gas, das auch die Hälfte der deutschen Wärmeerzeugung sichert, ist im Vergleich zu Kohle deutlich CO₂-ärmer. Gaskraftwerke können, anders als Kohle- und Atomkraftwerke, auch sehr schnell an veränderte Netzlastsituationen im Stromnetz angepasst werden. Gerade diese Flexibilität ist in einem von volatilen Grünstromanlagen dominierten Stromnetz extrem wichtig (s. dazu [Grundlastsicherung: Die Zeit drängt](#)). Gas spielt daher als Übergangstechnologie eine zentrale Rolle. Zusammen mit Pumpspeicher-, Biomasse- und Wasserkraftwerken, deren Grünstromerzeugung regelbar ist, sollen Gaskraftwerke künftig die Stromgrundlast sichern. Zwei Drittel der gesamten grundlastfähigen Kraftwerksleistung wird 2037 allein von Gaskraftwerken gesichert, ein Plus von 46% im Vergleich zu 2021.

- Alternative Optionen zur Grundlastsicherung erst ab Anfang der 2030er Jahre verfügbar

Die wetterabhängigen Energieträger Wind und Sonne, die 2037 den deutschen Kraftwerkspark dominieren, sind ohne zusätzliche Stromspeichermöglichkeiten nicht grundlastfähig. Trotz stark steigender Investitionen ist ein nennenswerter Beitrag der „Power-to-Gas“-Technologie, die Grundlastfähigkeit ermöglicht, nicht vor Anfang der 2030er Jahre zu er-

warten. Der Netzentwicklungsplan 2037 unterstellt zwar auch eine stärkere nachfrageseitige Flexibilität. Damit Photovoltaik- und Großbatteriespeicher diese auch bedienen können, braucht es aber gleichzeitig auch ein ausgeklügeltes Smart-Grid-Netz. Dieses wird mit den Stromspeichern erst sukzessive aufgebaut, weshalb für die kritische Phase der nächsten Jahre diese Alternative zur Stärkung der Stromgrundlast nicht verfügbar ist.

EU-Taxonomie droht privatwirtschaftlichen Bau neuer Gaskraftwerke auszubremsen

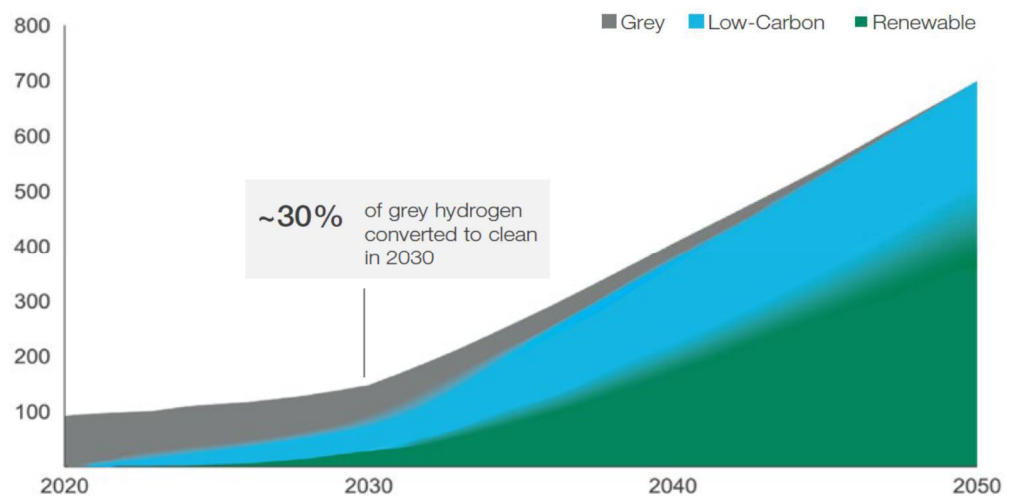
- ▶ Ab 2036 müssen Gaskraftwerke mit Wasserstoff oder Biogas betrieben werden

Zwar werden Gas- ebenso wie Atomkraftwerke nach der EU-Taxonomie unter bestimmten Voraussetzungen als ESG-konform anerkannt. Die Auflagen dafür, etwa beim erlaubten CO₂-Ausstoß, sind laut dem Verband der kommunalen Unternehmen (VKU) aber auf absehbare Zeit selbst für derzeit modernste Anlagen nur sehr schwer erreichbar. So muss etwa bis Januar 2036 ein vollständiger Umstieg auf „erneuerbare oder dekarbonisierte Gase“ als Brennstoff erfolgen. Dadurch sollen CO₂-Einsparungen von 55% über die gesamte Lebensdauer neuer Gaskraftwerke erreicht werden.

Auch wenn zahlreiche EU-Länder/Regionen eine Wasserstoffstrategie verabschiedet haben – unter anderem auch Deutschland und die EU – sind wohl erst in den 2040er Jahren (s. Grafik 3) ausreichende Mengen an „grünem Wasserstoff“ zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar. Alternativ könnten Gaskraftwerke auch mit Biogas betrieben werden, sofern dieses in ausreichender Menge verfügbar wäre.

Grafik 3

Erst ab 2040 dominiert „grüner“ Wasserstoff das Angebot



Quelle: Hydrogen Council „Hydrogen for Net-Zero“, Nov. 2021

Bei der Umsetzung der vorliegenden Taxonomie dürfte sich der Bau neuer „H₂-ready-fähiger“ Gaskraftwerke schwierig gestalten. Entweder steigen die Baukosten zur Erreichung der festgelegten CO₂-Emission über die Gesamtlaufzeit deutlich, oder die Finanzierungskosten fallen höher aus. Ohne Taxonomie-Konformität können Banken diese nicht in ihrer „Green-Asset-Ratio“ berücksichtigen und dürften daher, wenn sie überhaupt zu einer Finanzierung bereit sind, höhere Aufschläge verlangen.

Sofern sich nicht genügend private Investoren für neue Gaskraftwerkskapazitäten finden, dürfte sich der Staat gezwungen sehen, entsprechende Kraftwerke zu subventionieren oder gar auf eigene Kosten bauen zu lassen. Auch Stromimporte, für die es aber keine Gewähr gibt, dass sie ausschließlich aus Grünstromanlagen stammen und in Notfällen in ausreichenden Mengen verfügbar wären, wären eine Alternative.

- Änderungen an der EU-Taxonomie nur schwer zu erreichen

Da es sich beim Vorschlag der EU-Kommission um einen „delegierten Rechtsakt“ handelt, ist dieser durch den EU-Rat und das EU-Parlament nur noch schwer aufzuhalten. So hat die deutsche Regierung nur noch bis Anfang Juni 2022 Zeit, Einwände gegen den Vorschlag einzubringen. Für eine Ablehnung des EU-Kommissionsvorschlags müsste Deutschland im EU-Rat eine qualifizierte Mehrheit gewinnen (mindestens 19 Mitgliedstaaten, die mindestens 65% der EU-Bevölkerung vertreten) bzw. eine Mehrheit dafür im EU-Parlament (mindestens 353 Abgeordnete) organisieren.

Resilienz im Energiesektor stärken und russische Importe zurückdrängen

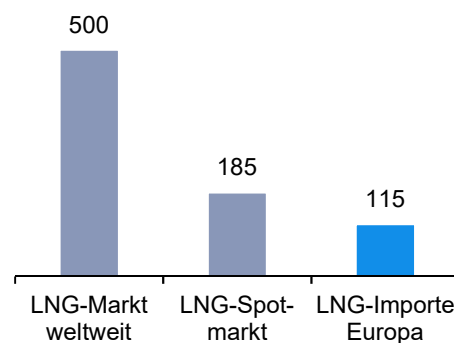
Als Erstes muss Europa alle bislang noch ungenutzten Möglichkeiten der stärkeren Eigenversorgung mit Erdgas ausschöpfen (Europas Pipeline-Gasimporte 2020 stammten zu knapp 40% aus Russland). Zudem setzen Europa und Deutschland auf verstärkte Flüssiggas (LNG)-Importe aus den USA, Katar und Australien, um russische Energielieferungen soweit wie möglich zu ersetzen (s. dazu [Erdgas: Emanzipierung von Russland erforderlich](#)). LNG-Importe benötigen keine Pipelines. Durch Abkühlung auf -162 Grad Celsius wird das Erdgas verflüssigt und mit speziellen LNG-Schiffen an seinen Bestimmungsort transportiert, wo es in speziellen LNG-Terminals wieder regasifiziert und erst dann über Pipelines an den Endbestimmungsort transportiert wird. Über den LNG-Transport lassen sich klassisches Erdgas und Schiefergas transportieren.

- Russische Gasimporte nur theoretisch voll durch LNG ersetzbar

2020 importierte Europa 326 Mrd. Kubikmeter (bcm) Erdgas, davon 115 Mrd. bcm LNG. Die verfügbaren Importkapazitäten in europäischen LNG-Häfen hätten rein rechnerisch fast ausgereicht, um die russischen Gasimporte zu ersetzen (s. Grafik 4). Europa hätte in diesem Fall aber fast den kompletten LNG-Spotmarkt leerkaufen müssen.

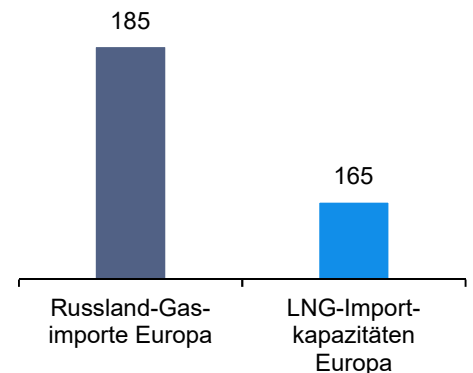
Grafik 4

Weltweiter LNG-Markt
Angaben in Mrd. Kubikmetern (bcm)



Datenquelle: IEA, BP „Statistical Review 2021“

Europa LNG-Importkapazitäten vs. Russland-Gasimporte
Angaben in Mrd. Kubikmetern (bcm)



Datenquelle: IEA, BP „Statistical Review 2021“

- USA wollen LNG-Exporte stark ausweiten

Pipeline-Gas ist normalerweise deutlich günstiger als LNG-Gasimporte. Grund für die höheren LNG-Preise ist der deutlich höhere Aufwand für Verflüssigung, Transport und Regasifizierung am Zielort. Nur die LNG-Spotmarktmengen sind kurzfristig auf dem Weltmarkt verfügbar, der Rest ist langfristig, teils für über 20 Jahre, an die Abnehmer, vor allem asiatische Länder, verkauft. Am LNG-Spot-Markt müssten europäische Länder den höchsten Preis bieten, um den Zuschlag zu bekommen. Von den drei größten LNG-Exportländern bedienen vor allem die USA den Spotmarkt. Europa setzt daher vor allem auf US-Gas, das vorrangig über Fracking gewonnen wird. Laut der US-Energiebehörde sollen die US-LNG-Exporte allein im Zeitraum 2021-2023 um insgesamt knapp ein Viertel steigen.

- ▶ Deutschland will LNG und Wasserstoff aus NMO

Aktuell besucht der deutsche Wirtschaftsminister zusammen mit einer Wirtschaftsdelegation die Staaten des Nahen und Mittleren Ostens. Ziel der Besuche ist nach Möglichkeit die kurzfristige Gewinnung neuer Lieferquellen für fossile Energieträger (Erdgas und Rohöl) sowie für „grünen“ Wasserstoff.

Katar, das das Gros seiner LNG-Lieferungen langfristig nach Asien verkauft hat, könnte mit seinem kurzfristig umleitbaren LNG-Gas laut Schätzungen aus der katarischen Presse nur rund 13 Prozent der europäischen Gasimporte aus Russland ersetzen. Bis 2027 plant das Land aber eine Ausdehnung seiner LNG-Produktionskapazitäten um zwei Drittel. Deutschland möchte sich davon durch eine „langfristige Energiepartnerschaft“ größere Mengen sichern.
- ▶ Deutschland baut jetzt eigene LNG-Importterminal

Deutschland verfügt bislang über keine eigenen LNG-Importterminal. Im Falle von LNG-Engpässen ist Deutschland damit auf andere europäische Länder angewiesen, Lieferungen an Deutschland weiterzuleiten. Deutschland plant daher eigene LNG-Terminals in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven, die später auch importierten Wasserstoff verarbeiten können. Während mit der Inbetriebnahme der LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade nicht vor 2026 zu rechnen ist, könnte dies in Wilhelmshaven vielleicht schon im Winter 2023/24 klappen. Um Zeit zu gewinnen, plädieren Fachleute für schwimmende LNG-Terminals. Weltweit gibt es aktuell 48 dieser „Floating Storage and Regasification Units“ (FSRU), darunter offenbar auch welche, die sich kurzfristig leasen lassen.
- ▶ Mögliche Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken wird vorbereitet

Um Versorgungsengpässe bei der Strom- und Wärmeversorgung im Winter 2022/23 zu vermeiden, bereiten sich die Betreiber von Kohlekraftwerken, deren Kapazitäten von insgesamt 5 GW eigentlich sukzessive bis 2024 vom Netz gehen sollten, auf eine mögliche Laufzeitverlängerung vor. Eine Laufzeitverlängerung für die drei noch laufenden Atomkraftwerke wird indessen nicht mehr weiterverfolgt.

„Power-to-Gas“ könnte Flüssiggas mittelfristig ersetzen und Grünstrom grundlastfähig machen
- ▶ Methangas soll Flüssiggas mittelfristig ablösen.

Erdgas und Flüssiggas sollen bis auf Weiteres die Stromgrundlast und in Zeiten wachsender Grünstrommengen auch die verbleibende Residuallast, der Anteil des Stroms, der nicht durch Grünstrom abgedeckt werden kann, absichern. Langfristig soll das importierte Flüssiggas dann durch CO₂-neutrales synthetisches Methangas ersetzt werden (s. dazu auch [Power-to-Gas - "Gamechanger" für den Strom- und Wärmesektor](#)).
- ▶ Power-to-Gas macht Grünstrom grundlastfähig

Mit „Power-to-Gas“ können die großen Mengen an heimischem Grünstrom – bereits 2030 sollen 80% des deutschen Stroms aus Erneuerbaren Energien kommen – durch Methanisierung speicherbar und damit grundlastfähig gemacht werden. Methangas, das sich ähnlich wie Erdgas verhält, lässt sich problemlos im 500.000 km langen deutschen Erdgasnetz speichern und für die Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Um die Abhängigkeit von russischen Energieimporten zu verringern, sollte die Wasserstoffwirtschaft nun zwar deutlich an Fahrt aufnehmen. Der Ausbau der Wasserstoffproduktion auf industrielles Niveau dürfte aber nicht vor Mitte der 2030er Jahre gelingen.
- ▶ Künftig Wasserstoff statt Erdgasimporte

Da die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff zur Sektorkopplung („Power-to-X“) riesige Grünstrommengen braucht, muss dieser künftig im großen Stil anstelle von Erdgas importiert werden. Die Anzahl an Ländern, die Deutschland mit synthetischem Methangas oder „grünem“ Wasserstoff beliefern könnten, ist groß und es wurden jüngst auch schon einige konkrete Abkommen unterzeichnet. So hat eine deutsche Wirtschaftsdelegation auf ihrer Reise mit dem deutschen Wirtschaftsminister Habeck kürzlich mit den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE) eine Vereinbarung zum Aufbau einer kompletten Wertschöpfungskette für die Belieferung von „grünem“ Wasserstoff getroffen. Bis ausreichende Mengen

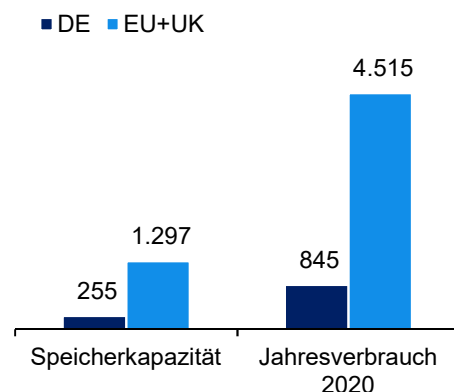
von „grünem“ Wasserstoff verfügbar sind, soll VAE übergangsweise „blauen“ Wasserstoff zum künftigen deutschen LNG-Terminal nach Wilhelmshaven liefern. Auch mit Norwegen will Deutschland zügig eine Machbarkeitsstudie für eine Wasserstoffpipeline ausarbeiten. Die Abhängigkeit Deutschlands von russischen Energielieferungen lässt sich mit den „Power-to-X“-Technologien beenden. Gleichzeitig schafft Deutschland den Spagat zwischen Energiesicherheit und Klimaschutz.

Gasbevorratung soll künftige Engpässe überbrücken

Dem milden Winter ist es zu verdanken, dass Deutschland trotz der geringen Füllmengen der Gasspeicher ohne Einschränkungen industrieller Gaskunden über die Runden gekommen ist. Ende Februar lagen die Füllstände der europäischen Gasspeicher bei rund 30%. Mit Blick auf den nächsten Winter 2022/23 stellt sich für Wirtschaft und Politik die Frage, wie im Falle ausbleibender russischer Gaslieferungen die europäischen Gasspeicher trotzdem zu „halbwegs vernünftigen“ Preisen wieder aufgefüllt werden könnten. Deutschland hält in der EU die größten Gasreserven vor. Komplett gefüllte deutsche Gasspeicher hätten 2020 etwa ein Drittel des Jahresverbrauchs an Gas abdecken können (s. Grafik 4).

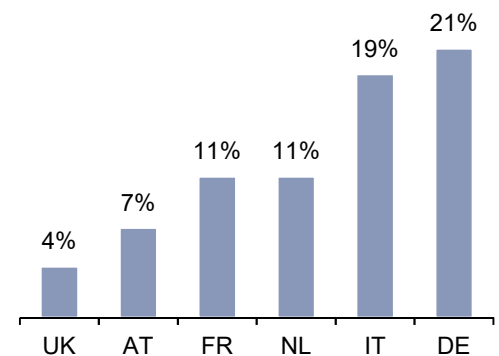
Grafik 4

Gasspeicherkapazität und Gasverbrauch in TWh



Quelle: Gas Infrastructure Europa

Gasspeicherkapazitäten der EU plus UK
Anteil an Gesamtkapazität in %



Quelle: Gas Infrastructure Europa

- Volle Gasspeicher als Sicherheitspolster notwendig

Um im Winterhalbjahr 2022/23 ausreichende Gasspeicherfüllstände zu gewährleisten, plant die deutsche Regierung bereits bis Mitte dieses Jahres eine Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes. Eine Tochtergesellschaft aller Gaspipeline-Betreiber soll die Gasbevorratung organisieren. Mit einem umfassenden Anreiz- und Sanktionsmechanismus soll das Unternehmen eine zeitnahe und ausreichende Befüllung der 47 deutschen Untertage-Gasspeicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von rund einem Drittel des deutschen Jahresverbrauchs sicherstellen. Auch auf EU-Ebene wird die Gasbevorratung diskutiert.

Fazit: Gas bleibt kurz- und mittelfristig für Deutschland unverzichtbar

Deutschland will bis 2030 vor allem Grünstrom zur Stromerzeugung nutzen und gleichzeitig die Kohleverstromung beenden. Gas wird damit bis auf Weiteres der zentrale Pfeiler für die Grundlastsicherung der Stromversorgung. Europa und Deutschland hoffen, künftig verstärkt auf Lieferungen von Mittelmeeranrainerstaaten zurückgreifen zu können. Eine stärkere Nutzung von LNG soll die Energieimporte diversifizieren.

Aufgrund des starken Preisanstiegs für fossile Energieträger wachsen die Bemühungen – teilweise mit hohen Subventionen der EU-Länder unterstützt – Energie einzusparen. Damit könnte zudem der Verbrauch, und damit auch der Importbedarf, von fossilen Energieträgern reduziert werden. Um Industrie und Privatverbraucher bei den Strompreisen zu entlasten, fällt zur Jahresmitte 2022 die EEG-Umlage (derzeit noch 3,7 ct/kWh) komplett weg. Den absehbaren weiteren Preisanstieg der deutschen Strompreise dürfte dies aber trotzdem nicht verhindern. Der Preis, den Europa für die Abkoppelung von Russland zahlen muss, sind kurz- und mittelfristig deutlich steigende Energiepreise für Strom und Wärme.

thomas.peiss@bayernlb.de

Allgemeiner Hinweis:

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 23.03.2022. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Die im Text genannten Finanzmarktinformationen stammen von Bloomberg und Refinitiv, soweit nicht anders vermerkt.



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Brief-
adresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketad-
resse)
www.bayernlb.de