

Blickpunkt Wirtschaft

Dr. Jürgen Michels, Thomas Peiß, Gebhard Stadler

Beachten Sie bitte den/die Hinweis/e auf der/den letzten Seite/n
 ► clientnext.bayernlb.de, Bloomberg: RESP BAYR

Von der Gas- zur Strompreis-Krise

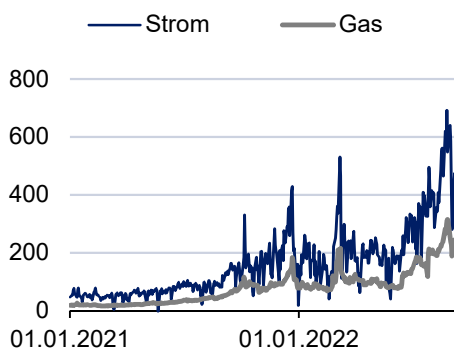
Kurz & klar

- Ein dramatischer Anstieg der Börsenpreise für Strom hat in den letzten Tagen Politik und Wirtschaft gleichermaßen aufgeschreckt. Dieser Preisanstieg ist fast ausschließlich auf die Teuerung von Gas zurückzuführen.
- Das am europäischen Strommarkt gültige Merit-Order-Prinzip sorgt derzeit dafür, dass der Gas-Einkaufspreis den Strompreis bestimmt. Greift die Politik nicht ein, droht eine tiefe Rezession in Deutschland.
- Eine Adjustierung der Merit-Order könnte die absehbar exorbitant starken Strompreisanstiege abmildern, bedarf aber eines EU-weiten Vorgehens und einer genauen Analyse möglicher Kollateralschäden.
- Wir favorisieren den Vorschlag der Adjustierung der Vergütung für Nicht-Gas-Anbieter auf den zweitteuersten Energieträger.

► Dramatischer Strom-Preis-Anstieg an der Leipziger Börse

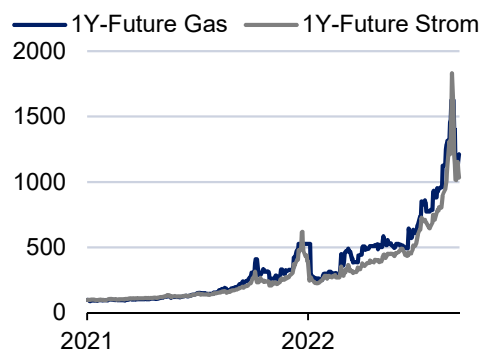
Die Gas-Krise, von der Deutschland besonders betroffen ist, hat in den letzten Wochen und Monaten auch deutliche Spuren am Strom-Markt hinterlassen. Im Zuge der russischen Lieferbeschränkungen kam es zwischen Mitte Juni und Ende August zu einem dramatischen Preisanstieg um etwa 240% bei Gas und 230% bei Strom (siehe Grafik unten links). Der dadurch ausgelöste Verlust an Kaufkraft könnte die ohnehin fragile deutsche Wirtschaft ohne politische Intervention in eine tiefe Rezession stürzen, ein Flächenbrand droht. Die Hauptursache für die Übertragung des in die Höhe geschnellten Gaspreises auf den Strompreis ist die sogenannte Merit-Order-Regel. Diese sorgt an der europäischen Strombörse EEX effektiv dafür, dass der teuerste zur Stromerzeugung verwendete Energieträger den Strom-Marktpreis in einem Land bestimmt (weitere Erläuterungen zum Prinzip unten). Die Märkte rechnen bislang damit, dass der Gaspreis auch nächstes Jahr noch der entscheidende Faktor für den Börsen-Strompreis bleibt (siehe Grafik unten rechts). Es gibt aber erste Anzeichen an den Terminmärkten, dass dieser Zusammenhang durch staatliche Eingriffe in Frage gestellt werden könnte.

Gas-Preis bestimmt Preis für Strom
 In Eur/MWh, 1-Tages-Future, Tageswerte



Quellen: Refinitiv, BayernLB Research

Strom-Markt auf absehbare Zeit im Griff von Gas
 Indexiert, 01.01.2021 = 100



Quellen: Refinitiv, Bloomberg, BayernLB Research

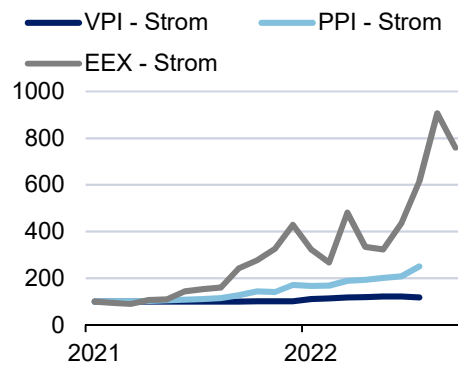
- ▶ Höhere Strompreise kommen zeitverzögert

Der an der EEX-Börse gehandelte Preis für Strom wird aber nicht komplett und unmittelbar auf die Endverbraucher (Unternehmen und Privathaushalte) umgelegt. Das lässt sich anhand der stark divergierenden Entwicklung der Produzentenpreise für Strom und der entsprechenden Komponente des Verbraucherpreisindex leicht nachvollziehen (siehe Grafik unten links). Zuerst sorgen die bestehenden Vertragslaufzeiten für eine zeitliche Verzögerung bei der Weitergabe der Preise. Die Verträge für die Verbraucher lassen Preisanpassungen oft nur einmal jährlich zu. Zudem decken sich die Versorger zur Planungssicherheit bereits einige Zeit im Voraus mit den benötigten Liefermengen ein oder haben sich gegen Preisänderungen bereits frühzeitig anderweitig abgesichert, beispielsweise über Finanzkontrakte.

- ▶ Ab Herbst 2023 dürften diese spürbar werden

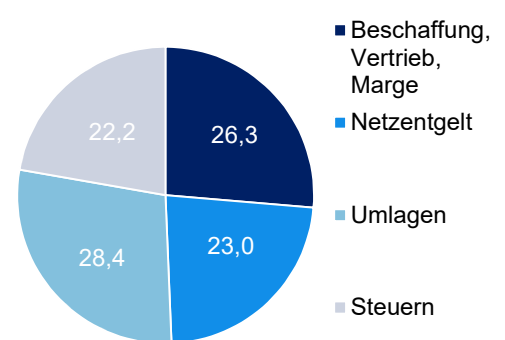
Blickt man auf die an der EEX gehandelten Futures-Kontrakte, dürfte der Zeitraum für die Preisbindungen im Durchschnitt bei gut über einem Jahr liegen. Teilweise laufen die Verträge aber auch mehrere Jahre. Wenngleich die verfügbare Datenlage hier dünn ist und etwa drei Viertel der Lieferverträge abseits der Börse abgeschlossen werden, dürfte unserer groben Schätzung nach zumindest die Hälfte des Preisanstieges innerhalb von 12 bis 16 Monaten an die Stromabnehmer weitergegeben werden. Der zweite Faktor, der die Transmission der Börsenpreise auf den Verbraucher beeinflusst, ist die Kostenbasis der Versorger. Die reinen Inputkosten machen nur einen Anteil von 26,3% am Abgabepreis für Strom aus. Der Rest setzt sich aus Steuern, Abgaben und Netzentgelten zusammen (siehe Grafik unten rechts). Dabei ist ein Großteil der Steuern – allen voran die Mehrwertsteuer – direkt vom Produktpreis abhängig und ein Teil der Umlagen (EEG-Umlage) wurde zuletzt abgeschafft. Insgesamt könnte die Weitergabe der höheren Börsenpreise ohne staatlichen Eingriff künftig zu einem Anteil von 50 bis 75% proportional zum Börsenpreis erfolgen.

Preisdruck noch nicht weitergegeben
Deutsche Preise/-indizes, 01.01.2021 = 100



Quellen: Refinitiv, destatis, BayernLB Research

Verbraucher-Strompreis nicht komplett vom Einkauf abhängig
Zusammensetzung Strompreis 2021, Anteil in %



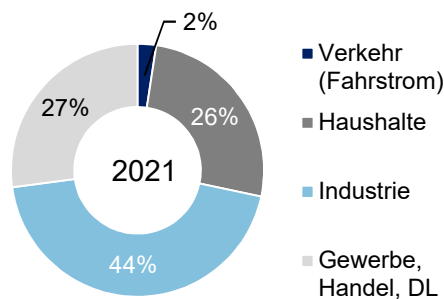
Quellen: BMWK, BayernLB Research

- ▶ Rezessionsrisiko in Deutschland stark gestiegen

Stark steigende Strompreise für Endkunden könnten die deutsche Wirtschaft massiv treffen. Während die Gaspreise einen Anteil von etwa 1,4% am nationalen deutschen Verbraucherpreis-Warenkorb haben, liegt derjenige von Strom mit 2,6% fast doppelt so hoch. Zudem ist Strom noch tiefer in die Wertschöpfungsketten integriert als Gas und als Inputfaktor in allen Bereichen des Verarbeitenden Gewerbes und des Dienstleistungssektors unverzichtbar. Ein kräftiger Sprung beim Strompreis dürfte also auch ausgeprägten Preisdruck im Rest des Warenkorbs auslösen. Insgesamt könnte eine Verdoppelung der Strom- und Gaspreise die Verbraucherpreise über einen Zeitraum von 2-3 Jahren um – konservativ geschätzt – mehr als 5 Prozentpunkte höher ausfallen lassen.

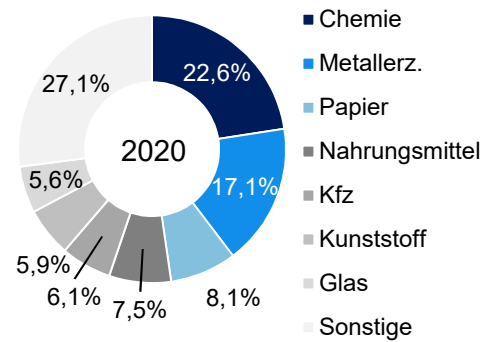
Auch die EZB wäre vor dem Hintergrund eines längerfristig durchschlagenden Kostentreibers zu einer deutlich entschiedeneren Reaktion gezwungen als bisher unterstellt. Stärker steigende Zinsen könnten die anstehende Rezession noch vertiefen. Während die Bundesbank die direkten und indirekten Effekte eines russischen Gasembargos auf die deutsche Wirtschaft auf etwa fünf Prozentpunkte des realen BIP geschätzt hat, dürfte der daraus abgeleitete Strompreisanstieg (der unseres Erachtens in der Bundesbankstudie nicht berücksichtigt ist) für einen substantiellen Aufschlag auf diese Zahl sorgen. Im Gegensatz zu dem physischen Ausfall von Gas würde es dabei aber nicht um einen Ausfall von Strom gehen, sondern „nur“ um die Kaufkraftverluste. Insbesondere die energieintensiven Industrien, die im jüngsten Maßnahmenpaket der Bundesregierung wenig bedacht wurden und die oftmals auch schon stark unter dem Anstieg der Gaspreise leiden, werden betroffen sein (siehe Grafiken unten).

Industrie verbraucht am meisten Strom
Letztverbrauch Strom, Anteil in %



Quellen: BDEW, BayernLB Research

Industrieller Stromverbrauch recht konzentriert
Stromverbrauch, Anteil in %



Quellen: Destatis, BayernLB Research

- Politik in Zugzwang den Strompreis vom Gaspreis abzukoppeln

Die Politik ist sich in den letzten Tagen des Problems bewusst geworden und in vielen Ländern wurden nationale Hilfspakete auf den Weg gebracht. Kommissions-Präsidentin Ursula von der Leyen hat für den Sondergipfel der EU-Energieminister am 9. September einen Notfallplan sowie mittelfristige Reformen am Energiehandel angekündigt. Das Ziel ist klar: Der Strompreis für die Verbraucher soll vom Gaspreis abgekoppelt werden. Auch das Maßnahmenpaket der Bundesregierung beinhaltet bereits einige Komponenten, um die Belastung von Unternehmen und Bürgern durch steigende Strompreise zu reduzieren, es bleiben aber noch viele Punkte offen. Doch für jegliche Eingriffe in den komplexen pan-europäischen Strommarkt ist es unabdingbar, sich eingehender mit dessen Spezifika auseinanderzusetzen. Die unausgelegene Gasumlage der deutschen Bundesregierung hat gezeigt, dass mit heißer Nadel gestrickte Interventionen zu ungerechtfertigt hohen Zuwendungen an einige Unternehmen und Kosten für die Verbraucher führen und das Vertrauen in die Handlungsfähigkeit der Politik untergraben können.

Kernfrage beim Strommarkt: Ist die Merit-Order-Regel noch zeitgemäß?

Temporäre Stromengpässe der am Europäische Verbundnetz (UCTE-Verbundnetz) beteiligten 23 Länder – die skandinavischen Länder und Großbritannien haben jeweils einen eigenen Netzverbund – werden durch grenzüberschreitende Stromflüsse ausgeglichen. Die am UCTE teilnehmenden Länder genießen den Vorteil, national weniger Kapazitäten vorhalten zu müssen (Speicher, Kraftwerkspark, Lastmanagement), da im Bedarfsfall kurzfristig auf freie Kapazitäten anderer UCTE-Teilnehmer zurückgegriffen werden kann. Trotz der Verbundkooperation unterscheiden sich die beteiligten nationalen Märkte in ihrer Funktionsweise aber.

So setzt etwa Deutschland ausschließlich auf den Energy-Only-Markt. Am Energy-Only-Markt (EOM) wird nur tatsächlich erzeugter Strom vergütet. Stromangebot und -nachfrage an der Strombörse werden über das europaweit einheitliche Merit-Order-Prinzip ausgeglichen. Frankreich dagegen hat bereits seit 2017 zusätzlich einen Kapazitätsmarkt eingeführt. Auf dem Kapazitätsmarkt wird bereits allein die Bereitschaft, im Bedarfsfall Strom erzeugen zu können, vergütet. Man verspricht sich davon eine höhere Versorgungssicherheit.

- ▶ Merit-Order legt Einsatzreihenfolge der Kraftwerke fest

Das auf dem Energy-Only-Markt geltende Merit-Order-Prinzip bezeichnet die Einsatzreihenfolge der vorhandenen Kraftwerke, welche durch die Grenzkosten der Stromerzeugung zum Einsatz kommen. Beginnend mit dem günstigsten Anbieter werden solange neue Kraftwerke zugeschaltet, bis Stromangebot und -nachfrage in Übereinstimmung sind. Dabei bestimmt das letzte Gebot, welches einen Zuschlag erhält, den Strompreis, mit dem alle im Einsatz befindlichen Kraftwerke vergütet werden. Damit werden Anbieter von Grünstrom mit deutlich günstigeren Stromgestehungskosten an der Strombörse mit dem gleichen Preis entlohnt wie Gas-Kraftwerksanbieter, die aktuell aber zu exorbitant hohen Kosten das benötigte Gas einkaufen.

Das Gros der Stromproduktion erfolgt national und hängt vom jeweiligen Kraftwerkspark ab. Da Erneuerbare Energien (EE) regulatorisch in den meisten EU-Ländern Einspeisevorrang genießen, greift die Merit-Order-Regel nur für den Stromanteil, der nicht durch erneuerbare Energien oder über gespeicherten Grünstrom, der damit auch grundlastfähig ist, abgedeckt werden kann. Für außerbörsliche („Over the counter“, OTC) abgeschlossene Langfriststromverträge zwischen Erzeugern und Abnehmern – bei Grünstromanlagen spricht man dabei von „Power Purchase Agreements (PPA)“ – greift die Merit-Order-Regel nicht. Die Merit-Order-Regel kommt damit nur für den Anteil der Stromgrund- und Stromspitzenlast (auch Residuallast genannt) zum Tragen, der an der Strombörse gehandelt wird und nicht durch Grünstrom abgedeckt wird. Allerdings orientieren sich die Preise im OTC-Handel, der 75% des gesamten Handelsvolumens abdeckt, auch an den Börsenpreisen.

Die mittlerweile im Vergleich zu EE-Anlagen teureren fossilen Energieträger, also Kohle, Gas und Atom (da hier Uran als Brennstoff eingesetzt wird, wird dies ebenfalls als fossil eingestuft) werden abhängig von ihren Stromerzeugungskosten sukzessive solange zugeschaltet, bis Stromangebot und -nachfrage komplett übereinstimmen. Mangels ausreichender Stromspeicher werden fossile Energien in Europa und vor allem in Deutschland auf absehbare Zeit zur Abdeckung der Residuallast (Grund- und Spitzenlast) benötigt. Einerseits sollen die momentan exorbitant teuren Gaskraftwerke in Deutschland ja zusammen mit regelbaren Grünstromanlagen (momentan Biogas- und Wasserkraftwerken) die Stromgrundlast abdecken, da man ja neben der Atomkraft auch aus der Kohlekraft aussteigen will. Andererseits sind Gas-Kraftwerke wegen ihrer schnellen Reaktionsfähigkeit – Gaskraftwerke können im Gegensatz zu Kohle- und Atomstromanlagen sehr schnell rauf- und runterskaliert werden – eine ideale Ergänzung zu den volatilen und wetterabhängigen EE-Anlagen.

- ▶ Französische Atomkraftprobleme treiben Strompreise weiter an

Exogene Faktoren sorgen momentan für eine zusätzliche Verschärfung der hohen Stromkosten, deren soziale und wirtschaftliche Kosten man durch politische Markteingriffe dämpfen will. Da aktuell nur die Hälfte aller Atomkraftwerke in Frankreich im Einsatz ist und ein Wiederanfahren der zur Revision stillgelegten Kraftwerke zeitlich immer weiter nach hinten geschoben wird, muss Deutschland momentan Frankreich mit Strom beliefern statt wie üblich umgekehrt. Gleichzeitig bedroht die anhaltende Dürre die Versorgung der Kohlekraftwerke entlang des Rheins mit dem notwendigen Brennstoff, da die Kohlefrachter derzeit teils nur mit halber Fracht fahren können. Ein ähnliches Problem besteht in ganz Europa.

Der in Deutschland geplante „Fuel Switch“ von Gas zu Kohle läuft damit momentan ins Leere und sorgt in den beiden größten EU-Volkswirtschaften für eine stärkere Nachfrage nach dem knappen Gut Gas. Der Preisanstieg für Gas und übertragen durch das Merit-Order-Prinzip auch für Strom wird dadurch beschleunigt. Vor diesem Hintergrund mehren sich die Stimmen, die den Energy-Only-Markt grundsätzlich und vor allem das Merit-Order-Prinzip in Frage stellen.

Volkswirtschaftliche Vorteile des Merit-Order-Prinzips

- ▶ Merit-Order sichert niedrige Preise und verhindert Überkapazitäten

Durch eine effiziente Abstimmung von Stromangebot und -nachfrage an der Börse werden EU-weit Überkapazitäten und Unterversorgungen am Strommarkt vermieden. Die staatliche Vorhaltung zusätzlicher Kraftwerke zur Abdeckung von Lastspitzen oder zur Sicherung der Stromgrundlast wird dadurch minimiert. Sofern die Börsenstrompreise politisch getrieben nicht gedeckelt werden, sollten sich ausreichend viele Investoren finden, die bereit sind, auch in Kraftwerke mit wahrscheinlich nur geringeren Betriebslaufzeiten zu investieren. Dadurch lässt sich die Versorgungssicherheit am Strommarkt mit dem Energy-Only-Markt, auf dem nur erzeugte Strommengen vergütet werden, am besten sichern.

- ▶ Merit-Order sichert Investitionsanreize für EE-Ausbau

Hohe Strompreise für die noch abzudeckende Residuallast inzentivieren vor allem die Steigerung der Energieeffizienz auf Seiten der Abnehmer. Des Weiteren sichert das Merit-Order-Prinzip auch Investitionsanreize für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, da diese wegen ihren niedrigen Stromgestehungskosten besonders von hohen Börsenstrompreisen profitieren. (Dies gilt allerdings nur dann, wenn der Grünstrom nicht über Power Purchase Agreements verkauft wurde.) Zudem maximiert ein grenzüberschreitender EU-weiter Börsenstrommarkt nach dem Merit-Order-Prinzip die soziale Wohlfahrt, da grenzüberschreitend immer die günstigste Energieart solange zum Zuge kommt, bis die komplette Marktnachfrage abgedeckt ist.

Nachteile des Merit-Order-Prinzips

- ▶ Kritiker des EOM favorisieren Einrichtung eines Kapazitätsmarktes

Kritiker des Merit-Order-Prinzips als Kernstück des EOM stellen in Frage, ob es sinnvoll ist, Extrempreise für Strom – wenn auch nur für wenige Stunden im Jahr – zu akzeptieren. Nur über diese hohen Preise aber lassen sich die Investitionskosten für Spitzenlastkraftwerke mit nur wenigen jährlichen Betriebsstunden decken. Entfällt diese Vergütungsmöglichkeit, sinkt die erwartete Rendite solcher Spitzenlastkraftwerke und es werden sich nicht genügend private Investoren dafür finden. Daher plädieren Kritiker des EOM für die Einrichtung von Kapazitätsmärkten, auf denen Kraftwerke ausschließlich zur Absicherung der Grund- und Spitzenlast vorgehalten werden. Um diese Kraftwerke, die nur im Bedarfsfall Strom produzieren, für Investoren attraktiv zu machen, soll dafür eine Vergütung gezahlt werden, auch wenn sie gar nicht eingesetzt werden. Fraglich bei einer Regelung wäre, wie hoch diese Vergütung anzusetzen ist.

- ▶ Gaspreise bestimmen aktuell den Börsenstrompreis

Das Problem des Merit-Order-Prinzips im aktuellen Kontext ist aber die Tatsache, dass die exorbitant hohen Gaspreise den Strompreis für alle an der Strombörse gehandelten Strommengen bestimmen. Extrem hohe Strompreise gefährden ohne ausreichende finanzielle Unterstützung der einkommensschwachen Schichten auch den sozialen Frieden und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Wirtschaft. Zudem bremsen sie den gewünschten Umstieg zur E-Mobilität sowie die Elektrifizierung des Wärmemarktes.

Mögliche Markteingriffe in den Strommarkt als Lösung?

Im April 2022 hat die EU-Agentur der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) ihren Bericht zum EU-Energiemarktdesign vorgelegt. Dabei wurden Alternativen zum jetzigen Marktmechanismus im Hinblick auf deren Wirksamkeit zur Dämpfung des Gaspreis

bedingten Strompreisanstiegs untersucht.¹ Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse dieser Analyse dar und ordnen diese ein.

Kurzfristige Handlungsoptionen am Strommarkt in der derzeitigen Krisensituation



Quellen: BayernLB Research nach ACER's „Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design“, April 2022

Finanzielle Stützung vulnerabler Haushalte

- ▶ Einkommensabhängige Subventionen statt „Gießkannenprinzip“

Wie von zahlreichen EU-Ländern bereits praktiziert erlauben nationale Unterstützungsmaßnahmen der Regierung, zielgerichtet einkommensschwache Haushalte zu unterstützen, um soziale Verwerfungen abzuwenden. Bei diesem Vorgehen kann das EOM-Prinzip mit seinen Vorteilen beibehalten werden. Das Entlastungspaket III der Bundesregierung enthält einige solche Ansätze. Im Gegensatz zur vorher implementierten Subventionierung nach dem Gießkannenprinzip (wie etwa die Gewährung von Tankrabatten, die zeitlich begrenzte Einführung vergünstigter Bahntickets oder eines allgemeinen Heizkostenzuschusses) ist diese einkommensabhängige Energiepreissubventionierung kostengünstiger und zielgerichteter. Problematisch bleibt dabei jedoch, dass für vulnerable Haushalte der Anreiz dazu, ihren Energieverbrauch einzuschränken, deutlich reduziert wird. Die Auslobung von Prämien seitens der Energieversorgungsunternehmen (EVU) für nachweisbare Energieeinsparungen könnte dem entgegenwirken.

Sofern die Subventionierung auch auf Unternehmen ausgedehnt werden soll, bedarf es zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen zwischen den EU-Ländern dafür einer Übereinkunft mit der EU-Kommission. Im Fokus einer notwendigen Stützung von EU-Unternehmen dürften vor allem die energieintensiven Betriebe sein, um zu verhindern, dass künftige Investitionen dieser Firmen nur noch außerhalb der EU stattfinden.

Abschöpfung von „windfall profits“

- ▶ Fehlende Definition ab wann man von Übergewinn spricht

Große Teile der Bevölkerung und Teile der Politik sehen in der Abschöpfung sogenannter Übergewinne der Energiekonzerne eine gute Möglichkeit, um damit die Kosten zur Subventionierung vulnerabler Haushalte teilweise zu kompensieren. Diesen Weg beschreitet auch die Ampelkoalition mit der geplanten Abschöpfung der Zufallsgewinne. Neben der unklaren Definition, ab wann man von Über- oder Zufallsgewinn sprechen kann, droht auch die Gefahr, dass dieses Mittel künftig immer wieder von der Politik als Rechtfertigung für Markteingriffe dienen könnte. Nationale Markteingriffe ohne eine EU-weite Koordinierung führen für das jeweilige Land zum Vertrauensverlust bei internationalen Investoren. Dies könnte auch die künftige Stabilität der Stromversorgung in der EU gefährden.

- ▶ Gefahr Industrien aus der EU zu verdrängen

Auch bei einem EU-weiten Vorgehen bleibt die Gefahr, dass neue Produktionsstätten im Energiebereich außerhalb der EU dann den Vorzug erhalten. Der Ansatz von Großbritannien bei der Übergewinnsteuer versucht, dieses Problem zu adressieren. Dabei wird Investoren aus dem Energiebereich die besonders stark von den aktuellen Verwerfungen am britischen Energiemarkt profitieren, angeboten, im Gegenzug für weitere Investitionen im Land auf eine Sonderabgabe zu verzichten.

¹ [ACERS Analyse des EU Strommarktdesigns, April 2022](#)

Vergütungsregel gemäß Merit-Order für Nicht-Gas-Anbieter adjustieren

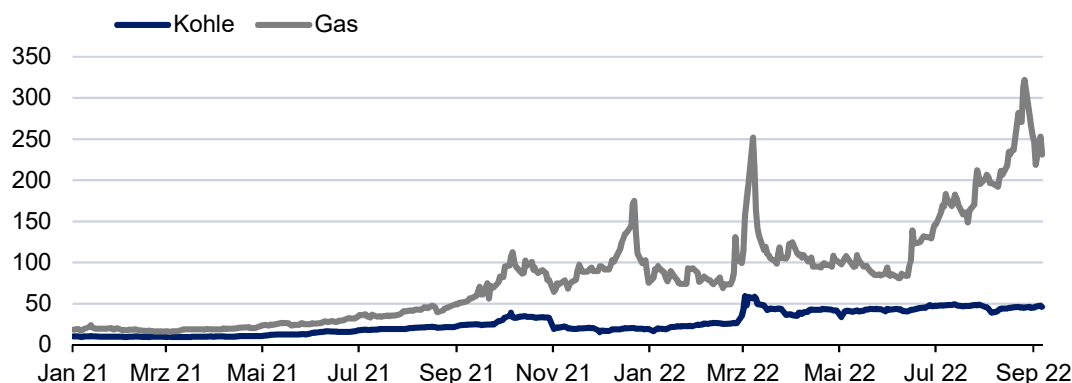
Problemstellung: Es gilt, die Vorteile der Merit-Order zu erhalten. Gleichzeitig sollen negative volkswirtschaftliche Implikationen aus den exorbitant hohen Gaspreisen gedämpft werden, welche dadurch entstehen, dass alle Anbieter von Strom an der Strombörse die Grenzkosten von Gas vergütet bekommen.

- Nicht-Gas-Anbieter erhalten Erlöse nur gemäß zweitteuerstem Energieträger der Merit-Order

Lösungsvorschlag: Im aktuellen Umfeld exorbitant steigender Gaspreise sollte erwogen werden, das Prinzip, nach dem die höchsten Stromgestehungskosten für alle Stromanbieter gelten, zu adjustieren. Das System sollte dahingehend modifiziert werden, dass auch der Anbieter mit den höchsten Grenzkosten diese weiterhin voll erstattet bekommt, aber die Vergütung von allen anderen Anbietern sich an den Gestehungskosten des zweitteuersten Anbieters orientiert. Dadurch würde der durchschnittliche Strompreis für die Abnehmer deutlich sinken und gleichzeitig der Anreiz für die mit den geringsten Grenzkosten operierenden Erneuerbaren Energien bestehen bleiben. Notwendige staatliche Entlastungspakete für die Endverbraucher könnten dann deutlich kleiner ausfallen.

Vergütung der Nicht-Gas-Anbieter gemäß Kohle würde Strompreis deutlich senken

Preise in Euro je MWh



Quelle: BayernLB Research Refinitiv

Das Merit-Order-Prinzip, das technisch auch in allen Handelsplattformen hinterlegt ist, bleibt dann weitgehend unverändert erhalten. Durch die erwartete starke Ausdehnung des LNG-Angebots dürften sich spätestens ab Mitte 2025 die Gaspreise wieder auf einem deutlich niedrigeren Niveau einpendeln. Mit dem eigentlich vorgesehenen weiteren Anstieg der CO₂-Zertifikatepreise zur Erreichung der EU-Klimaschutzziele könnte dann CO₂-ärmeres Gas die Kohle in der Merit-Order wieder verdrängen, was den EU-Klimaschutzziele dienlich wäre.

Nachteil dieser Maßnahme: Prozentual zum Anteil, mit dem der Energieträger Gas zur Stromerzeugung beiträgt – im ersten Halbjahr 2022 lag der Anteil von Gas an der deutschen Stromerzeugung bei 12% –, schlagen die hohen Gaseinkaufskosten auf den Strompreis durch.

- Gefahr des permanent notwendigen Nachsteuerens

Preisobergrenze für Strompreise festlegen

Die Festsetzung eines politisch willkürlichen Strompreises ist schwierig. Fällt dieser zu niedrig aus, drohen Energieerzeugern von Ländern mit gedeckelten Strompreisen Verluste mit entsprechenden Rückwirkungen auf geplante Investitionen zum Umbau des fossilen Kraftwerksparks auf Grünstromanlagen. Dies gefährdet dann auch die Einhaltung der verpflichtenden Klimaschutzziele aller EU-Länder. Diese erfordern einen kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Zudem zeigt die Praxis (etwa in Frankreich und UK), dass wegen weiter steigender Stromgestehungskosten die festgelegten Preisobergrenzen für Endkunden bereits mehrfach nachjustiert werden mussten. Gründe dafür waren neben weiter steigenden Einkaufspreisen für Gas auch die anhaltende Dürre und der Ausfall der Hälfte des französischen AKW-Kraftwerksparks, der verstärkte Importe von teurerem Strom nach Frankreichs erforderte. Mit der Neujustierung der Kohleimporte weg von Russland – 2020 importierte z.B. Deutschland noch 45% seiner Steinkohle aus Russland, zu Jahresbeginn 2022 war der Wert auf 8% abgesunken – hin zu anderen Ländern haben sich zudem auch die Stromgestehungskosten für Kohle nach oben bewegt.

- ▶ EU-Klimaschutzziel würde konterkariert

Der Anreiz für Haushalte und für die Industrie zum Gas-/Stromsparen und zum Einsatz innovativer Ideen, um den Energieverbrauch zu reduzieren, sinkt umso stärker, je niedriger der politische Strompreis festgesetzt wird. Bereits von der EU und auch von Deutschland geplante Auktionierungen für Industriekunden zur Energieeinsparung gegen eine Vergütung – deutsche Unternehmen können ihre Einsparungen auf einer speziellen Plattform anbieten, wobei jene Unternehmen die Einsparungen zu den günstigsten Kosten offerieren, den Zuschlag erhalten – könnten dem entgegenwirken.

Preisgrenzen nur für einzelne Energieträger festlegen

Im Unterschied zu einer allgemeinen Strompreisgrenze könnten auch Preise für einzelne Energieträger staatlich festgelegt werden. Liegen die Stromgestehungskosten über dem staatlich fixierten Strompreis – was bei den aktuellen Bezugspreisen bei Gas der Fall sein dürfte –, schreiben die davon betroffenen Unternehmen Verluste und die Gas-Kraftwerke würden von den Eignern eigentlich stillgelegt. Tragen die betroffenen Gaskraftwerke aber zur Sicherung der Stromgrundlastversorgung bei und können anderweitig nicht ersetzt werden, wären die Defizite aus dem Weiterbetrieb vom Staat zu tragen. Da die Investitionsentscheidung der bisherigen Kraftwerks-Eigentümer seinerzeit auf einem anderen Regelwerk basierte, dürften diese vom Staat eine Entschädigung einfordern. Ohne diese Entschädigung dürfte es auf Seiten der Investoren einen massiven Vertrauensverlust geben, der künftige private Investitionen in den jeweiligen Energiemarkt massiv belasten würde. Ein staatlich festgelegter Strompreis für eine Technologie könnte letztendlich auf eine Verstaatlichung aller Unternehmen des betroffenen Energieträgers hinauslaufen.

- ▶ Subventionierung könnte kontraproduktiv wirken

Sofern die Maßnahme nur auf nationaler Ebene beschlossen würde, dürfte dies zudem zu Mitnahmeeffekten in anderen Ländern führen. Staatlich subventionierter Gasstrom (beispielsweise aus Deutschland) würde verstärkt in die anderen Teilnehmerstaaten des EOM exportiert werden. Dadurch würden dann (deutsche) Steuergelder für einen begünstigten Strombezug fossiler Energien im Ausland verwendet. Dies könnte nur durch ein Verbot der Stromausfuhr verhindert werden, was zu einem faktischen Ende des europäischen Energiebinnenmarktes mit all seinen Vorteilen führen würde.

Alternative Lösungsansätze zur Dämpfung der Strompreise

Die von zahlreichen EU-Ländern bislang auf nationaler Ebene ergriffenen Maßnahmen setzen vor allem auf Strompreisobergrenzen sowie die Abschöpfung sogenannter Übergewinne. Des Weiteren wurden jeweils milliardenschwere Hilfspakete für vulnerable Haushalte aufgelegt.

Auch Deutschland setzt beim dritten Entlastungspaket auf diese Maßnahmen, plant nationale Lösungen aber nur, sofern es auf dem morgen stattfindenden EU-Energiegipfel zu keiner europaweiten Einigung kommt. Geplante Strompreisobergrenzen sollen zudem für Privathaushalte sowie kleine und mittlere Unternehmen nur für einen Basisverbrauch gelten. Wie sich dieser errechnet, bleibt in dem Entlastungspaket aber unklar.

Ein koordiniertes Vorgehen der EU-Länder zur Absenkung der Gasimportpreise ist bislang unterblieben. Gleiches gilt für eine zeitlich terminierte Adjustierung der Merit-Order-Regel, was die Belastungen für die EU-Volkswirtschaften verringern könnte. Beides unterblieb wohl auch deswegen, da die Effekte daraus für die Verbraucher pekuniär nicht sofort spürbar gewesen wären. Im Folgenden stellen wir deshalb noch zwei alternative Lösungsvorschläge zur Diskussion, die jeweils auf EU-weit konditionierte Maßnahmen zur Strompreisdämpfung abzielen. Diese würden aus unserer Sicht auch national eine dämpfende Wirkung auf die Strompreise bei langfristig geringeren Kosten entfalten.

Das Problem der hohen Strompreise an der Wurzel packen

- ▶ Nur mit LNG-Langfristverträgen dürften LNG-Importpreise sinken

Eine Möglichkeit dazu wäre, das Verfahren zur Preisfestsetzung für Strom anzupassen (diskutieren wir unten). Alternativ könnte über eine Senkung der Gasankaufskosten das Problem zumindest in Teilen adressiert werden. Dies wäre wohl nur über den Abschluss flexibler Langfristverträge mit LNG-Gasanbietern möglich. Marktüblich sind am LNG-Markt dabei offenbar 20-Jahresverträge. Für EU-Gasankäufer wäre es dabei wichtig, sich eine Flexibilität dergestalt zu bewahren, dass auch ein etwaiger Weiterverkauf nicht genutzter LNG-Mengen an andere Länder möglich ist. Dies würde Europa ermöglichen, seine Klimaziele unverändert weiter zu verfolgen. Im Jahr 2050 will Europa klimaneutral sein, Deutschland bereits im Jahr 2045. Da im Zuge der gestiegenen Spot-Preise auch die langfristigen Terminkontrakte teurer wurden, besteht bei dieser Vorgehensweise jedoch das Risiko, sich über einen langen Zeitraum zur Zahlung hoher Gaspreise zu verpflichten.

Aktuell konkurriert Europa mangels fehlender LNG-Langfristverträge mit Asien am Spotmarkt und muss die asiatischen Länder im Wettbewerb um das knappe Gut überbieten. Daher dürfte es für Europa ohne die Bereitschaft zum Abschluss von Langfristverträgen schwierig werden, günstigere Gaseinkaufspreise durchzusetzen.

- ▶ Durch gemeinsamen Gaseinkauf Skaleneffekte nutzen

Zudem sollte der Gas-Einkauf in der EU koordiniert werden, was über Skaleneffekte günstigere Einkaufspreise ermöglicht. Die daraus erzielten Einsparungen könnten die notwendige Subventionierung der vulnerablen Haushalte teilweise kompensieren. Die restlichen Subventionskosten sollten aus den CO₂-Zertifikat-Einnahmen der EU-Länder finanziert werden, die sie für ihre Gas-Kraftwerke generieren. So wird dem Verursacherprinzip – wer viel Gas nutzt, soll seine Einnahmen aus dem Gas-Emissionshandel zur Abschirmung der vulnerablen Haushalte vor hohen Strompreisen einsetzen – Rechnung getragen.

Gas-Kraftwerke temporär aus der Merit-Order rausnehmen und Zugriff auf diese über europaweiten Kapazitätsmarkt sichern.

Beim Kapazitätsmarkt wird den Kraftwerksbetreibern unabhängig davon, ob ihre Kraftwerke eingesetzt werden oder nicht, eine Grundvergütung für die Vorhaltung der Kraftwerke bezahlt. Die staatlich gewährte Vergütung muss neben der Kostendeckung zur Wiedergewinnung der Investitionskosten auch eine adäquate Gewinnmarge für das unternehmerische Risiko beinhalten.

Mit Einführung eines EU-weiten Kapazitätsmarktes für die UCTE-Teilnehmer würden die Gaskraftwerke für einen begrenzten Zeitraum komplett aus der Merit-Order-Verfahren ausgeklammert werden. Über einen EU-weiten Auktionsmechanismus würden dabei benötigte Gas-Kraftwerkskapazitäten für einen vorab festgelegten Zeitraum (z.B. ein Jahr) gemeinsam über eine damit beauftragte Behörde oder ein beauftragtes Unternehmen kontrahiert. Die notwendige staatliche Finanzierung des gemeinsamen Kapazitätsmarktes könnte teilweise oder ganz über die Einnahmen aus dem CO₂-Zertifikatehandel gedeckt werden. Die laufenden Betriebskosten würden auf die am Kapazitätsmarkt beteiligten EU-Länder gemäß deren Inanspruchnahme der kontrahierten Kraftwerksleistung verteilt.

Der Vorteil dieser Maßnahme: Das Merit-Order-Prinzip bleibt für Kohle und Atomkraftwerke bestehen und sichert für diese fossilen Energieträger, dass jeweils die effizientesten Kraftwerke zuerst zugeschaltet werden. Die länderübergreifende Regelung für den Energieträger Gas verhindert andernfalls mögliche Arbitrage-Geschäfte zwischen den EU-Ländern, die über ein gemeinsames Stromnetz miteinander verbunden sind.

- ▶ Stärkung der Versorgungssicherheit durch EU-weiten Kapazitätsmarkt

Der durch den European Green Deal getriebene Gleichklang des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sorgt für einen immer größeren Anteil an Grünstromanlagen bei gleichzeitigem Rückgang von regelbaren fossilen Energieanlagen. Bei einer sogenannten Dunkelflaute – weder Wind noch Sonne –, die gleichzeitig in mehreren Ländern Europas auftreten würde, entsteht schnell eine riesige Nachfrage nach regelbaren Kraftwerken, die dann gedeckt sein muss. Sofern alle UCTE-Länder die Möglichkeit haben, länderübergreifend auf Reserve-Gas-Kapazitäten zuzugreifen, sollte dies die Gefahr nationaler Blackouts verringern.

- ▶ Gefahr von Überkapazitäten

Der Nachteil: Der administrative Aufwand zur Schaffung eines gemeinsamen EU-Kapazitätsmarktes dürfte sehr hoch sein. Das marktwirtschaftliche Preisprinzip, nach dem hohe Preise einen effizienten Einsatz des knappen Energieträgers auslösen, wird ausgehebelt, falls die Stromgestehungskosten vom Staat und nicht mehr von den Endverbrauchern bezahlt werden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit dürfte die EU dazu tendieren, zu viele Gas-Kraftwerke für den Kapazitätsmarkt zu kontrahieren, was teuer und ineffizient ist.

Fazit: Steigender Inflationsdruck erzwingt Markteingriff

Da nach dem Merit-Order-Prinzip am Energy-Only-Markt die Gaspreise die Börsenstrompreise definieren, sorgt eine von Russland geschürte Knappheit am EU-Gasmarkt für einen weiteren energiepreisgetriebenen Anstieg der Inflation. Steigende Zinsen und sinkende Ersparnisse vergrößern die Gefahr einer tiefen Rezession im Euro-Raum deutlich.

Der Druck auf die Politiker zur Adjustierung des EOM-Prinzips steigt. In der von der EU-Kommission für den 9. September anberaumten Sondersitzung zur Reform des EU-Strommarktes dürfte dafür der Weg geebnet werden. Auch die EU-Kommission schießt aber offenbar auf die Abschöpfung sogenannter Übergewinne, wenn man die Antworten Brüssels auf Fragen zu möglichen Interventionen am Strommarkt liest.²

Wir favorisieren den Vorschlag der Adjustierung der Vergütung für Nicht-Gas-Anbieter auf den zweit teuersten Energieträger. Die Merit-Order-Regel bleibt grundsätzlich erhalten und dennoch wird das Problem des negativen Impacts der hohen Gaspreise auf den Strompreis und damit die Inflation adressiert. Damit bleiben auch die Vorteile des Merit-Order-Prinzips für die Energiesicherheit bei gleichzeitiger Vermeidung von Überkapazitäten an fossilen Kraftwerken erhalten. Auch die langfristig dafür zu veranschlagenden Kosten dürften aus unserer Sicht wahrscheinlich niedriger sein als bei den aktuell von den meisten EU-Ländern favorisierten Markteingriffen.

² [EU-Kommission: Q&A zu kurzfristigen Markteingriffen in den Energiemarkt](#)

Allgemeiner Hinweis:

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 08.09.2022. 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.



Dr. Jürgen Michels
Chefvolkswirt und Leiter Research

Telefon: +49 89 2171-21750
juergen.michels@bayernlb.de

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



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst

Telefon: 089 2171-28487
thomas.peiss@bayernlb.de

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



Gebhard A. Stadler, CFA
Senior Economist

Telefon: 089 2171-28891
gebhard-armin.stadler@bayernlb.de