



## Strom

Die Notierungen für Phelix-Baseload im deutschen Strommarkt lagen zum Monatsanfang noch auf hohem Niveau, gaben jedoch im Verlauf der Handelswoche nach, sodass der Vergleich über zwei Wochen negativ ausfiel.

[Seite 3](#)



## CO2

Der in wenigen Tagen auslaufende EUA-Future konnte die Marke von 70 Euro nicht halten. Kurzfristig könnte diese Marke nochmals getestet werden.

[Seite 5](#)



## Erdgas

Auch bei Erdgas lagen Anfang Dezember die Preise noch nahe am Jahreshoch, drehten jedoch nach unten und gaben im Vergleich über zwei Wochen leicht nach.

[Seite 7](#)



## Öl

An den Ölmärkten war die Preisentwicklung abwärts gerichtet. Belastet haben der Waffenstillstand im Libanon zwischen Israel und Hisbollah sowie die Erwartung eines Angebotsüberhangs in 2025.

[Seite 10](#)



## Kohle

Deutlich unter Druck gerieten die Kohlenotierungen, wobei ARA-Kohle stärker als Kohle aus Südafrika verlor. Dies wirkte sich auch negativ auf die Strompreise aus.

[Seite 12](#)

**Liebe Leserinnen und Leser,**

**die nächste Ausgabe des MBI Energiemarkt Ausblick erscheint am Dienstag, dem 7. Januar 2025.**

**MBI wünscht Ihnen ein frohes und besinnliches Weihnachtsfest und einen erfolgreichen Start ins neue Jahr.**

MBI Research Energieprognosen			
	Wochentrend	14-Tage-Trend	Vier-Wochen-Trend
EEX Phelix Baseload Frontjahr	↗	↗	↗
EEX Phelix Baseload Frontmonat	↗	↗	↗
ICE EUA Future Dezember 2024	↗	↗	→
ICE TTF Gaspreis Frontmonat	↗	↗	↗
ICE TTF Gaspreis Frontjahr	↗	↗	→
NYMEX WTI Öl Frontmonat	↗	↘	↗
ICE Brent Öl Frontmonat	↗	↘	↗
ICE Gasöl Frontmonat	↗	↗	↗
ICE ARA Kohle API2 Frontmonat	↗	↗	↗
ICE ARA Kohle API2 Frontjahr	↗	↗	↗

### Jahresendrallye stellt sich auch in 2024 ein, ...

Die übliche Jahresendrallye an den Aktienmärkten stellt sich wohl auch in diesem Jahr ein. Am US-Aktienmarkt war der Start nach der US-Präsidentchaftswahl noch etwas holprig, aber inzwischen zogen die Notierungen seit Mitte November deutlich an. Allein in den vergangenen beiden Wochen konnte der S&P 500 als marktbreiter Index für den US-Aktienmarkt um 2,0 Prozent zulegen. Mit einer Schlussnotiz von 6.090,3 Punkten wurde ein neues Rekordhoch auf Basis des Wochenschlusses markiert. Innerhalb eines Handelstags lag der neue Höchststand bei rund 6.100,0 Punkten, der ebenfalls am vergangenen Freitag markiert wurde.

### ... aber Unsicherheit über Fed-Zinsentscheid bremste den US-Aktienmarkt

Es liegt an der bevorstehenden Sitzung des FOMC, dass der US-Aktienmarkt nicht noch kräftiger nach oben ging. Zwischenzeitlich kamen einige Zweifel auf, ob die Fed auch im Dezember den Leitzins senken wird. Einige Kommentare von FOMC-Mitgliedern ließen doch die Möglichkeit einer Pause etwas höher erscheinen. Auch Aussagen von Fed-Chairman Jerome Powell sprachen dafür, dass eine Zinssenkung im Dezember keine ausgemachte Sache ist. Doch mit dem Arbeitsmarktbericht am vergangenen Freitag schlug an den Finanzmärkten wieder das Pendel in Richtung Erwartung einer Zinssenkung um 25 Basispunkte mit einer Wahrscheinlichkeit von 80 Prozent aus.

### DAX und Euro Stoxx 50 stiegen kräftiger als der S&P 500

Noch stärker fielen allerdings die prozentualen Kursgewinne bei den beiden betrachteten Indizes für die Eurozone aus. Der DAX als Leitindex für die größte Volkswirtschaft im gemeinsamen Währungsgebiet stieg kräftig um 5,5 Prozent im Zwei-Wochen-Vergleich und konnte in der Vorwoche erstmals die Marke von 20.000 Punkten überwinden. Zum Wochenschluss lag der DAX bei 20.384,6 Punkte. Etwas weniger kräftig ging es beim Euro Stoxx 50 nach oben, der um lediglich 3,9 Prozent auf 4.977,8 Punkte zulegte. Hier machte sich die politische Entwicklung in Frankreich bemerkbar.

### Misstrauensvotum in Frankreich bremste den Euro Stoxx 50

Die Opposition stellte einen Misstrauensantrag gegen die Regierung Barnier, nachdem diese den Sozialhaushalt 2025 ohne Parlamentsvotum in Kraft setzte, was die französische Verfassung erlaubt. Dies führte zunächst zu Verlusten bei Aktien aus Frankreich und zudem stieg der Renditeaufschlag gegenüber deutschen Bundesanleihen im 10jährigen Laufzeitenbereich auf bis zu 90 Basispunkte. Temporär lag die Rendite der französischen OATs sogar über der für griechische Staatsanleihen. Am Mittwoch stimmte die Mehrheit im französischen Parlament für den Misstrauensantrag.

Zum Wochenschluss kam es zu einer Erholung, nachdem aus der Opposition Signale kamen, dass ein Haushalt unter einer neuen Regierung binnen weniger Wochen verabschiedet werden könnte, wenn die nächste Regierung Kompromissbereitschaft zeigt.

### Wirtschaftsdaten sprachen nicht für kräftige Kursgewinne europäischer Aktien

Die aktuellen Wirtschaftsdaten sprachen hingegen nicht für die bessere Kursentwicklung in der Eurozone im Vergleich zum US-Aktienmarkt. Zum Monatsanfang stehen die Indizes der Einkaufsmanager (PMI) für das Verarbeitende Gewerbe an. Erstaunlich ist bei den PMIs jedoch, dass hier China nicht am schlechtesten dasteht, sondern am besten unter den drei wichtigsten Regionen. In den USA sind die PMIs für die industrielle Fertigung zwar ebenfalls gestiegen. Der Erfinder dieser Indikatoren ist das Institute for Supply Management (ISM). Deshalb wird deren PMI auch am stärksten beachtet. Für November ging der Konsens unter den Bankvolkswirten an der Wall Street davon aus, dass es zu einem deutlichen Anstieg um 1,2 Punkte kommen würde. Aber es ging weitaus kräftiger nach oben, von 46,5 auf 48,4 Punkte. Der von S&P Global ermittelte PMI für das Verarbeitende Gewerbe stieg ebenfalls kräftiger als erwartet, von 48,5 auf 49,7 Punkte. Allerdings liegen die PMIs in den USA noch unter der als kritisch betrachteten Schwelle von 50. Doch der Abstand ist hinreichend gering, sodass auch expansive Impulse auf die US-Industrie ausgehen könnten.

Gemessen an den Aussichten für die Industrie in der Eurozone ist schwarz noch eine helle Farbe. Der Konsens ging von einer Verbesserung bei den PMIs schon anlässlich der Veröffentlichung der vorläufigen Zahlen aus. Aber bei den finalen Daten ging es nochmals weiter nach unten. Per Saldo blieb somit der deutsche PMI unverändert bei sehr niedrigen 43,0 Punkten. Aber in Frankreich ging es von 44,5 auf 43,1 Punkte deutlich bergab. Der PMI für Italien brach am stärksten weg, um 2,4 auf 44,5 Punkte. Nur der spanische PMI liegt für das Verarbeitende Gewerbe noch über der Marke von 50 Punkten, ging jedoch ebenfalls zurück, von 54,5 auf 53,1 Punkte. Hierdurch fiel der PMI für die Eurozone insgesamt im November von 46,0 auf 45,2 Punkte. Die PMIs für den Dienstleistungssektor boten noch eine Unterstützung für die Konjunktur. Aber diese ist nun im November ebenfalls weggebrochen, denn für die Eurozone kam es zu einem Fall um 2,1 auf 49,5 Punkte. Dies kann mit Verzögerungen zu weiteren Einbußen bei der Energienachfrage der Industrie führen, da die privaten Haushalte weniger Industrieprodukte nachfragen dürften.

### Deutsche Industrieproduktion fällt immer tiefer

Die Daten für den Auftragseingang und die Industrieproduktion im Oktober fielen für Deutschland enttäuschend aus. Es kam in beiden Fällen zu einem Rückgang. Beim Auftragseingang wurde das Plus für September zwar nach oben revidiert auf 7,2 Prozent, aber im Oktober nahmen

die neuen Bestellungen wieder um 1,5 Prozent im Vormonatsvergleich ab. Die Industrieproduktion fiel im September mit 2,0 Prozent etwas geringer aus, als nach den vorläufigen Daten berichtet. Aber im Oktober nahm die industrielle Erzeugung um weitere 1,0 Prozent ab, während der Konsens unter den Bankvolkswirten von einem Anstieg im gleichen Umfang ausging.

## Druck auf EZB, die Zinsen stärker zu senken, nimmt mehr und mehr zu

Das Direktoriumsmitglied der EZB, Isabel Schnabel, dämpfte zwar in der Vorwoche die Hoffnungen, dass bei der letzten Sitzung des EZB-Rates in diesem Jahr eine Zinssenkung um 50 Basispunkte erfolgen könnte. Aber völlig ausgeschlossen ist dies nicht. Und wenn am 12. Dezember auch nur eine Senkung um 25 Basispunkte erfolgen sollte, so dürfte sich angesichts der rezessiven Entwicklung im Industriesektor der Umfang der gesamten Zinssenkungen eher ausweiten und nicht schrumpfen. Die Inflationsrate hält sich in der Eurozone, anders als in den USA, mit 2,0 Prozent auf dem Zielniveau der EZB. Die schwache Konjunktur kann recht schnell die Preisentwicklung belasten, insbesondere in den beiden größten Ländern Deutschland und Frankreich, wenn die politischen Unsicherheiten weiter anhalten sollten.

## Leichte Abschwächung des US-Dollar wohl nur ein Intermezzo

Die etwas vorsichtigere Einschätzung für den Umfang der Zinssenkung der EZB am Donnerstag dieser Woche und die Aussichten, dass die Fed erneut um 25 Basispunkte die Zinsen senken könnten, haben zu einer leichten Abschwächung des US-Dollar geführt. Der Euro konnte sich in den letzten zwei Wochen trotz der politischen Unsicherheit um 1,4 Prozent auf 1,0568 US-Dollar erholen. Der Index des US-Dollar gegenüber den sechs wichtigsten Währungen hat sich im gleichen Zeitraum um knapp 1,4 Prozent auf 106,1 Punkte reduziert. Allerdings sprechen die mittelfristigen Aussichten weiterhin für eine Aufwertung des US-Dollar, was für die Notierungen bei Energie, insbesondere bei Öl und Kohle, eine Belastung wäre.

## Strom

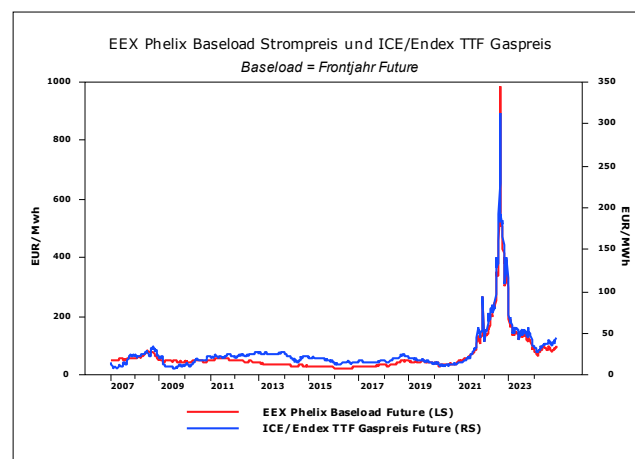
### Strompreise gaben in erster Dezemberwoche deutlich nach

Für die Notierungen bei Phelix-Baseload im deutschen Strommarkt gingen die Prognosen der quantitativen Modelle von MBI Research nur beim Cal 25 von einem leichten Preisanstieg über beide Wochen zum 6. Dezember aus. Der Frontmonat und das Frontquartal sollten hingegen marginal nachgeben. Doch nur der Frontmonat legte aufgrund des Kontraktwechsels deutlich zu, während Frontquartal und Cal 25 spürbar billiger wurden. Somit kommt

es bei den Prognosen für die beiden Wochen zum dritten Freitag im Dezember zu entsprechenden Revisionen nach oben beim Frontmonat und zu kräftigen Absenkungen bei Frontquartal und Cal 25. In den folgenden beiden Wochen zum 3. Januar 2025 sollten die Strompreise in allen Lieferfristen sinken, doch nur der Frontmonat dürfte demnach im Vergleich über vier Wochen unter dem Strich billiger werden.

### Kräftige Preisschwankungen am Spotmarkt

Erheblichen Schwankungen unterlagen auch die Notierungen am Spotmarkt in den vergangenen zwei Wochen. Der durchschnittliche Preis für den Day-ahead mit Lieferung an den Arbeitstagen von Montag bis Freitag gab bei den Auktionen zunächst nach, von 115,65 auf 102,81 Euro je Megawattstunde. Die Beiträge der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion nahmen nach der Dunkelflaute wieder etwas zu. Aber in der Arbeitswoche zum 6. Dezember fiel die Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien, insbesondere in der ersten Wochenhälfte, sodass der Mittelwert für den Day-ahead wieder anzog, auf 125,62 Euro.



### Leichter Rückgang bei Erdgas belastete, aber Strompreise fielen stärker als Gasnotierungen

Der wesentliche Faktor für die Entwicklung der Strompreise ist unverändert die Bewegung bei den Notierungen für Erdgas im nordwestlichen Europa. Für den Leitmarkt in der EU, der niederländischen Title Transfer Facility (TTF), gingen die Notierungen in der letzten Novemberwoche leicht abwärts und stiegen zum Beginn der Vorwoche fast wieder auf das bisherige Jahreshoch. Doch im Verlauf der ersten fünf Handelstage im Dezember gaben die Gaspreise auch wieder nach. Unter dem Strich hat sich im Vergleich über zwei Wochen der TTF-Frontmonat um 1,1 Prozent auf 46,48 Euro je Megawattstunde verbilligt, während es beim Frontquartal, das nicht von einem Kontraktwechsel betroffen war, um 2,0 Prozent auf 46,44 Euro nach unten ging. Das Kalenderjahr 2025 verbilligte sich um 1,3 Prozent auf 44,42 Euro.

Ein Faktor, der zu den etwas tieferen Preisen für Erdgas im nordwestlichen Europa beigetragen hat, ist die geopolitische Lage. Wohl auf Druck der USA kam es zu einem Waffenstillstandsabkommen zwischen Israel und der Hisbollah im Libanon. Dies reduziert die Befürchtungen hinsichtlich der israelischen Gasproduktion. Auch in der Ukraine kam es zu keiner weiteren Eskalation, sodass insgesamt die Prämien für die geopolitischen Risiken abgenommen haben. Zum Monatsanfang fielen die Lieferungen aus Russland über die Ukraine in die EU etwas geringer aus, liegen jedoch wieder auf dem vorherigen Niveau von Ende November. Doch ein Faktor, der die Gasnotierungen auf hohem Niveau hält, ist die Entwicklung der Auslastung bei den europäischen Gasspeichern. Diese lagen für die EU nach den Angaben von Gas Infrastructure Europe (GIE) für den Gastag beginnend am 6. Dezember bei 82,7 Prozent, während ein Jahr zuvor die Kapazitäten noch zu 92,0 Prozent gefüllt waren. Die geringere Kapazitätsauslastung basiert nur zu einem geringen Teil an einem Anstieg der Speicherkapazität, sondern liegt überwiegend am tieferen Speicherbestand. Die führte bei der EU-Kommission zu Befürchtungen hinsichtlich der Gasversorgung, sodass sie die Mindestanforderung des Auslastungsgrads für den 1. Februar 2025 für die EU insgesamt von 45 auf 50 Prozent angehoben hat. Dies bedeutet, dass weniger Erdgas aus gespeichert werden kann und deshalb auch mehr Gas in den beiden Monaten bis zum Stichtag importiert werden muss. Dies wird die Gaspreise und somit auch die Stromnotierungen auf einem hohen Niveau in den nächsten Wochen halten.

Nach den jüngsten Modellprognosen sollten die Gasnotierungen für die niederländische TTF in den beiden Wochen vor Weihnachten deutlich nach oben gehen. Das Frontquartal dürfte dabei auch über die Marke von 50,00 Euro steigen, während der Frontmonat knapp darunter bleiben sollte. Über die Feiertage sollten die Notierungen nachgeben und am 3. Januar auch deutlich unter dem Niveau vom 20. Dezember liegen. Insgesamt ist im Vier-Wochen-Vergleich mit höheren Notierungen in allen Lieferfristen zu rechnen, allerdings nur marginal beim Frontjahr.

## Kräftiger Rückgang der Notierungen bei ARA-Kohle zog auch Phelix-Baseload nach unten

Stärker belastet wurden die Strompreise hingegen von den Notierungen bei ARA-Kohle. Denn diese gingen in allen Lieferfristen kräftig zurück, während es bei Phelix-Baseload beim Frontmonat zu einem Plus von 6,8 Prozent auf 110,88 Euro je Megawattstunde kam. An der ICE fiel jedoch der Frontmonat bei ARA-Kohle um 6,8 Prozent auf 114,00 US-Dollar je Tonne. Beim Frontquartal gab der Preis für Kohle um 10,2 Prozent auf 111,92 US-Dollar nach, während es bei Phelix-Baseload nur um 7,7 Prozent auf 104,95 Euro abwärts ging. Beim Cal 25 verbilligte sich Strom um 4,4 Prozent auf 95,07 Euro, doch Kohle verbuchte einen Abschlag von 9,7 Prozent auf 114,29 US-Dollar je Tonne.

Die Notierungen bei den ICE-Futures auf Kohle aus dem südafrikanischen Richards Bay gaben ebenfalls nach, aber deutlich weniger als bei ARA-Kohle. Dies spricht dafür, dass

der Preisdruck bei ARA-Kohle primär bei Entwicklungen der europäischen Energiemärkte liegt. Dennoch dürfte auch Asien mit zum Preisrückgang bei thermischer Kohle beigetragen haben. In China ist zwar der Spotpreise für Kohle im Importhafen von Qinhuangdao um weitere 20 auf nun 815 Yuan pro Tonne gefallen, aber dies bedeutet nur ein Minus von 2,4 Prozent, was mehr zum Rückgang bei Kohle aus Richards Bay passt. Aber von einigen Think Tanks wurde berichtet, dass deren Experten davon ausgehen, dass der Kohlebedarf in China in 2025 seinen Gipfel erreichen wird. China erreicht seine Umweltziele schneller als erwartet, was den Bedarf an Kohle für die Stromerzeugung reduziert. Zudem werden keine neuen Kohlekraftwerke mehr genehmigt.

Die Modellprognosen für ARA-Kohle sind insbesondere für die kommenden beiden Wochen vor den Feiertagen optimistisch und stellen deutlich höhere Preise um 122,00 US-Dollar je Tonne in Aussicht. In den wenigen Handelstagen bis zum ersten Freitag in 2025 sollten dann die Notierungen wieder etwas abbröckeln, aber noch immer deutlich über dem Schluss vom vergangenen Freitag bleiben. Dies wäre unter dem Strich auch positiv für die Strompreise.

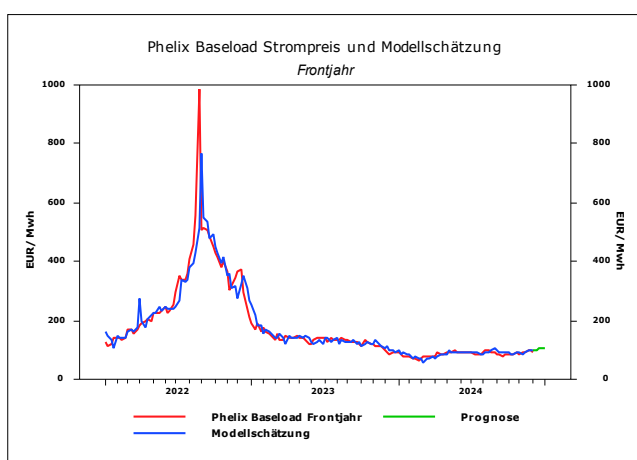
## Negative Impulse gingen auch von den internationalen Ölmärkten aus

Der dritte fossile Energieträger spielt zwar für die Stromerzeugung nur eine untergeordnete Rolle, kann aber hin und wieder doch die Preisentwicklung auch am Terminmarkt für Strom beeinflussen. So gaben die Notierungen bei den Frontkontrakten im Ölsegment an der ICE nach. Bei Rohöl verlor der Frontmonat auf die internationale Benchmark, die Ölsorte Brent, im Vergleich über zwei Wochen insgesamt um 5,4 Prozent auf 71,12 US-Dollar je Barrel. Dabei gingen die Notierungen in beiden Wochen jeweils gegenüber dem vorherigen Freitag zurück. Beim Frontmonat der ICE-Futures auf Gasöl in Europa hielt sich der Preis überwiegend etwas besser, aber in den vergangenen zwei Wochen kam es hier zu einem stärkeren Preisabschlag, um 7,2 Prozent auf 647,75 US-Dollar je Tonne.

Es waren in erster Linie zwei Faktoren, welche zum Rückgang der Ölpreise beitrugen. Dies war zum einen die Entwicklung bei einem Teil der geopolitischen Spannungen. Im Nahen Osten kam es bereits zum Beginn der letzten Novemberwoche zu Gerüchten, dass ein Abkommen über einen Waffenstillstand zwischen Israel und der Hisbollah im Libanon vor dem Abschluss stehen würde, was die Risikoprämie abschmelzen ließ. Dieses Abkommen kam dann auch zu Stande. Allerdings agierten die Händler nun nicht nach dem Motto „Kaufe das Gerücht und verkaufe den Fakt“, denn die Notierungen gaben weiter nach. Nun stand das Narrativ eines globalen Angebotsüberhangs wieder im Vordergrund, obgleich die OPEC+ die Anhebung der Ölproduktion um weitere drei Monate aufgeschoben hatte. Aber die Ölanalysten bei US-Investmentbanken revidierten ihre Schätzungen. Von einer Bank wurde berichtet, dass mit einem Angebotsüberhang von einer Million Barrel je Tag gerechnet wird. Sollte dies der Fall sein, dann hat dies nicht

nur Auswirkungen auf die Ölpreise, sondern die OPEC+ dürfte dann auch die Anhebung der Ölförderung weiter auf die lange Bank schieben.

Die Modellprognosen sind für Rohöl zunächst noch vorsichtig und gehen davon aus, dass am Freitag vor den Feiertagen der Preis tiefer als am vergangenen Freitag liegen dürfte. Doch über die Feiertage sollte sich der Preis kräftiger erholen und insbesondere die US-Ölsorte WTI dürfte kräftiger auf über 73,00 US-Dollar je Barrel steigen. Brent sollte leicht geringer, aber dennoch auf knapp 76,00 US-Dollar zulegen. Dies wäre auch für die Strompreise eine positive Entwicklung.



## Leichtere Notierungen der EUA-Futures hatten ebenfalls negativen Einfluss auf Strom

Leicht abwärts ging es in den vergangenen zwei Wochen auch bei den CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten. Die Bullen haben bislang keinen erfolgreichen Anlauf durchhalten können, um die Notierungen über der Marke von 70,00 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu halten. Der letzte Handelstag für den Benchmark-Kontrakt ist der 16. Dezember, bei den Optionen jedoch der 11. Dezember, sodass kurzfristig doch noch ein Anlauf nach oben erfolgen könnte, nachdem es in den vergangenen zwei Wochen um 1,4 Prozent nach unten ging, auf 68,31 Euro. Die nächste Benchmark wird der Dezember 2025 werden, der zum Handelsschluss der Vorwoche bei 70,43 Euro lag. Die Differenz von 2,13 Euro ist dann nach dem Kontraktwechsel bei den Prognosen hinzu zu addieren.

Für die leichteren Notierungen bei den EUA-Futures kommen zwei Gründe in Frage. Dies ist zum einen, dass sich mit den teils deutlich höheren Beiträgen der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion auch der Bedarf an CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten reduziert. Hinzu kommt aber auch die Nachfrage nach Energie. Die Stromlast liegt zwar insgesamt an den Arbeitstagen wieder häufig über 60 Gigawatt, während es vor wenigen Wochen noch rund ein Sechstel weniger war. Dennoch bleibt die Industrie eine Belastung für den Bedarf an CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten. Zwar blieb der PMI für die deutsche Industrie im November unverändert, aber es ging in

Frankreich und Italien kräftig abwärts und in beiden Ländern sprechen die PMIs für eine sinkende Industrieproduktion. Dies kann von Spanien nicht ausgeglichen werden.

Die Modellprognosen gehen von einem Anstieg auf über 70,00 Euro, beim im Dezember 2024 fälligen EUA-Future aus. Danach sollten die Notierungen nachgeben und in der Woche um Weihnachten kräftig fallen. Die nächste Benchmark dürfte dann deutlich unter 70 Euro liegen, aber diesen Verlust in der Woche zum ersten Freitag in 2025 wieder aufgeholt haben. Per Saldo gehen die Modellschätzungen also von einem neutralen Einfluss auf die Strompreise aus.

## CO2

### EUA-Futures entfernten sich von der 70 Euro Marke nach unten

Für den in diesem Monat fälligen EUA-Future an der ICE waren die Modellprognosen gemischt. Nach einem leichten Rückgang sollten die Notierungen dann in der ersten Dezemberwoche kräftig nach oben gehen und auch die Marke von 70,00 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich überschreiten sowie oberhalb dieser Marke aus der Handelswoche gehen. Für die letzte Novemberwoche lag das Modell auch richtig, aber in der Woche zum 6. Dezember gaben die Notierungen entgegen den Erwartungen weiter nach. Insgesamt kam es zu einem Preisrückgang um knapp 1,4 Prozent auf 68,31 Euro. Dies hat zur Folge, dass es bei den Prognosen für die kommenden zwei Wochen zum 20. Dezember zu entsprechenden Absenkungen kommt. In den folgenden beiden Wochen über die Feiertage sollten die Notierungen wieder nachgeben und den vorherigen Gewinn wieder abgeben. Per Saldo dürfte es zu einem marginalen Minus im Vier-Wochen-Vergleich kommen.

### Options-Verfallstermin könnte zu neuem Anlauf auf 70 Euro führen

Für die restlichen Handelstage kann es bei dem am 16. Dezember letztmals gehandelten EUA-Future nochmals turbulent werden. Am 11. Dezember ist der Verfallstermin für die Optionen. Bei den Calls liegt das höchste Open Interest beim Basispreis von 70 Euro. Die Verkäufer der Calls könnten also alles daransetzen, dass die Calls auch aus dem Geld bleiben. Auf der anderen Seite hätten die Halter von Calls ein Interesse, dass die Optionen doch noch im Geld enden. Bei den Puts ist ebenfalls das höchste Open Interest bei 70 Euro. Dies spricht durchaus dafür, dass es zu einem Kampf um diese Marke kommen dürfte.

### Fall der deutschen Strompreise belastete die CO2-Emissionsrechte

Die fundamentalen Daten waren für die EUA-Futures negativ, denn bei den PMIs für das Verarbeitende Gewerbe ging es gegenüber dem Vormonat überwiegend nach unten. Nur in Spanien liegt der PMI noch über der

kritischen Schwelle, ging aber ebenfalls zurück. Für Frankreich und Italien gingen die PMIs noch tiefer in den rezessiven Bereich. Der Dienstleistungssektor ist für das EU-ETS noch nicht relevant, war aber für das BIP noch die letzte Stütze, die allerdings nun auch bröckelt. Dies könnte wiederum negative Folgen für die industrielle Fertigung haben, wenn mit einer weiteren Abkühlung der Konjunktur noch weniger Güter nachgefragt werden.

Für die Preisentwicklung bei den EUA-Futures spielt weiterhin der Strommarkt eine erhebliche Rolle. Hier verlief die Preisentwicklung jedoch gemischt. Der Frontmonat legte zwar per Saldo um 6,8 Prozent auf 110,88 Euro je Megawattstunde zu. Aber dies geht nur auf das Konto des Kontraktwechsels, denn der Januar-Kontrakt als neuer Frontmonat lag zum Handelsschluss am 22. November bei 120,62 Euro, sodass es eigentlich auch für den Monatskontrakt zu einem Preisrückgang kam. Das Frontquartal war von keinem Kontraktwechsel betroffen und hier ging es auch kräftig um 7,7 Prozent abwärts, auf 104,95 Euro. Das Cal 25 verlor im gleichen Zeitraum um 4,4 Prozent auf 95,07 Euro. Neben den schwächeren Wirtschaftsdaten spielten die niedrigeren Kosten bei den fossilen Energieträgern eine Rolle für den Fall der Strompreise.

Der hohe Einfluss der Strompreise auf die Notierungen der EUA-Futures zeigt sich abermals bei der Korrelationsanalyse zwischen dem Preis des Benchmark-Kontrakts der EUA-Futures an der ICE und dem Cal 25 an der EEX. Auf stündlicher Preisbasis lag der Korrelationskoeffizient über beide Wochen zusammen bei sehr hohen 94,0 Prozent. In der letzten Novemberwoche betrug der Korrelationskoeffizient sogar 96,1 Prozent, was nun wirklich von einem perfekten Gleichlauf nicht mehr weit entfernt ist. Dies bedeutet aber auch, dass für Faktoren, die wiederum nicht selbst hoch mit den Strompreisen korreliert sind, kein Platz für eine Erklärung des Preisverlaufs der EUA-Futures blieb. In der Vorwoche lag der Korrelationskoeffizient zwar etwas niedriger bei 89,8 Prozent, aber dies impliziert weiterhin einen sehr hohen Einfluss der Strompreise.

Die Notierungen bei Phelix-Baseload sollten in den restlichen Wochen in diesem Jahr noch leicht zulegen, was tendenziell auch positiv für die EUA-Futures wäre. Allerdings dürfte der Start in das neue Handelsjahr mit deutlich niedrigeren Notierungen einhergehen. Dies wäre dann auch für den im Dezember 2025 fälligen EUA-Future eine Belastung.

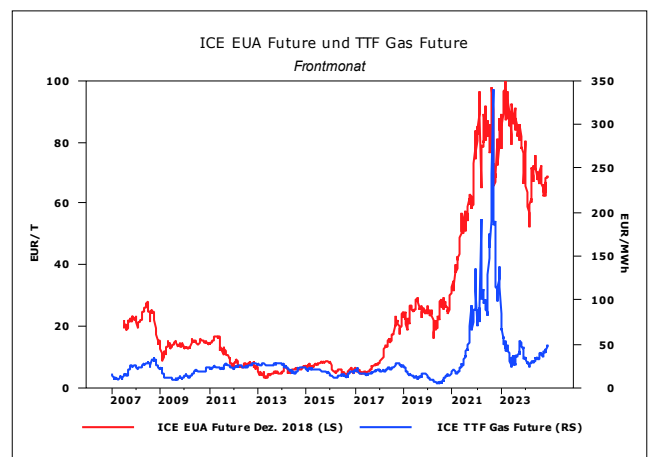
**Auch kräftige Verluste bei ARA-Kohle konnten die EUA-Futures nicht unterstützen**

Zu kräftigen Verlusten kam es bei den ICE-Futures auf ARA-Kohle in den vergangenen beiden Wochen. Noch am besten hielt sich dabei der Frontmonat, der um lediglich 6,8 Prozent auf 114,00 US-Dollar je Tonne nachgab. Weit aus kräftiger fiel der Preisabschlag beim Frontquartal aus, das mit einem Rückgang um 10,2 Prozent auf 111,92 US-Dollar sowohl den absolut als auch relativ höchsten Verlust hinnehmen musste. Das Cal 25 folgte nur mit einem

geringen Abstand und gab um 9,7 Prozent auf 114,29 US-Dollar nach. Die Auswirkungen auf die Notierungen der EUA-Futures sind ex-ante nicht eindeutig, sondern verschiedene Entwicklungen sind möglich. So kann ein Rückgang der Kohlenotierungen positiv für die EUA-Futures sein, wenn er zu einer höheren Stromproduktion mittels Kohle führt und dann auch mehr CO2-Emissionsrechte benötigt werden. Aber auf der anderen Seite haben die Kohlepreise auch Auswirkungen auf die Notierungen bei Strom und dies kann sich negativ auswirken, wenn die Kohle billiger wird.

Deshalb spielt ja auch das Zusammenspiel zwischen den Preisentwicklungen bei Strom und Kohle eine besondere Rolle für die EUA-Futures. Der Dirty Dark Spread ist im Vergleich über die letzten beiden Wochen beim Frontmonat kräftig gestiegen und legte beim Kalenderjahr 2025 nur leicht zu. Beim Frontquartal kam es hingegen zu einem Rückgang. Normalerweise steigt auch der absolute Preis für die EUA-Futures, wenn der Dirty Dark Spread beim Frontjahr steigt. Doch für die vergangenen zwei Wochen kam es ausnahmsweise zu einem Rückgang bei den EUA-Futures, was die Vorteilhaftigkeit der Kohle für die Stromerzeugung noch verbessert hat, denn die Clean Dark Spreads stiegen noch stärker als die schmutzigen Pendants.

Für die ARA-Kohlenotierungen sagen die Modelle in allen Lieferfristen noch vor den Feiertagen einen kräftigen Preisanstieg voraus. In der kurzen Handelswoche um die Weihnachtsfeiertage sind die Erwartungen gemischt, denn beim Frontquartal sollten die Notierungen noch weiter steigen. Doch in der Woche zum 3. Januar sollten die Notierungen nachgeben, aber in allen Lieferfristen deutlich über dem Stand zum Handelssende am ersten Freitag im Dezember liegen.



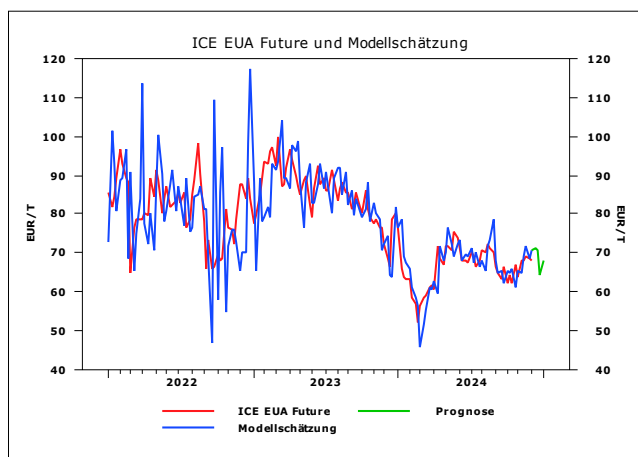
**Leichter Rückgang bei den Gaspreisen war negativ für EUA-Futures**

Die Gasnotierungen für den Leitmarkt im nordwestlichen Europa, der niederländischen TTF, lagen am ersten Handelstag im Dezember fast wieder auf dem Niveau

des bisherigen Jahreshochs, dass im November markiert wurde. Doch im Wochenverlauf gaben die Notierungen etwas nach, sodass auch der Vergleich über beide Wochen leicht negativ ausfiel. Die Abschläge lagen jedoch nur zwischen 1,1 Prozent beim Frontmonat und 2,0 Prozent beim Frontquartal. Dies hatte auch die Strompreise etwas belastet, doch diese wurden durch die Entwicklung bei Kohle kräftiger nach unten gezogen. Die Preiseentwicklung bei Erdgas war somit leicht negativ für die EUA-Futures.

Für die Gaspreise spielen die geopolitischen Spannungen noch eine stärkere Rolle, denn die restlichen Lieferungen aus Russland dürften mit dem Jahreswechsel eingestellt werden, da die Ukraine das Transitabkommen nicht verlängern wird. Nicht nur der Handel, sondern auch die EU-Kommission ist darüber besorgt, dass die Gasspeicher in der EU deutlich geringer als zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres ausgelastet sind. Deshalb hat die EU-Kommission auch die Mindestanforderung für die Kapazitätsauslastung der Gasspeicher in der EU per 1. Februar von 45 auf 50 Prozent angehoben, wobei für einzelne Länder auch höhere Reserven angeordnet wurden. Dies könnte dazu führen, dass die Versorger mehr Erdgas in den kommenden Wochen importieren müssen, um über der Mindestanforderung zu bleiben. Der Wettbewerb mit asiatischen Versorgern um LNG an den Spotmärkten könnte also steigen und höhere Gaspreise erfordern. Dies könnte sich für die EUA-Futures vorteilhaft auswirken, wenn mehr Kohle als Erdgas für die Stromproduktion eingesetzt werden muss, um die Mindestanforderung der EU für die Gasspeicherbestände einzuhalten.

Die Modellprognosen gehen davon aus, dass die Gaspreise in den kommenden zwei Wochen steigen. Der Frontmonat wird knapp unter 50,00 Euro je Megawattstunde und das Frontquartal leicht über dieser Marke erwartet. Dies könnte durchaus eintreten, wenn die Nervosität hinsichtlich der Speicherauslastung hoch bleibt und die Notierungen höher treibt. Für die beiden Wochen zum 3. Januar gehen die Modelle von wieder etwas niedrigeren Gaspreisen aus, die aber Teils über dem Schluss der letzten Woche liegen sollten.



## Erdgas

### Entgegen den bullischen Modellprognosen gaben die Gasnotierungen per Saldo leicht nach

Die Prognosen der quantitativen Modelle von MBI Research für die Entwicklung der Gaspreise in den beiden betrachteten Marktgebieten auf dem europäischen Festland, der niederländischen Title Transfer Facility (TTF) als Leitmarkt und dem deutschen Trading Hub Europe (THE), waren zum einen gemischt und zum anderen gegensätzlich. So gingen die Modelle für TTF-Frontmonat und Kalenderjahr 2025 sowie dem THE-Frontquartal von steigenden Preisen in den beiden Wochen zum 6. Dezember aus, während es bei THE-Frontmonat und Frontjahr sowie beim TTF-Frontquartal zu leicht niedrigeren Gaspreisen kommen sollte.

Doch die Notierungen gingen in allen Marktgebieten und Lieferfristen nach unten. Sie lagen dabei auch überwiegend unter dem jeweiligen Preisziel, das nur bei THE-Frontmonat und Frontjahr nicht erreicht wurde. Somit kommt es auch überwiegend zu Revisionen nach unten, aber zu Anpassungen nach oben für THE-Frontmonat und Kalenderjahr, bei den Prognosen für die beiden Wochen zum Freitag vor den Weihnachtsfeiertagen. In den folgenden zwei Wochen zum 3. Januar 2025 sollten die Notierungen zwar in allen Marktgebieten und Lieferfristen nachgeben, doch der Vergleich über vier Wochen wird überwiegend im Plus erwartet, wobei die Modelle nur für das THE-Frontjahr per Saldo einen Preisrückgang voraussagen.

Auch für den britischen Gasmarkt, den National Balancing Point (NBP), waren die Prognosen gemischt. Sie gingen für die vergangenen zwei Wochen von einem Preisrückgang beim Frontmonat und der Sommersaison 2025 aus, während das Frontquartal steigen sollte. Hier gaben die Notierungen in allen Lieferfristen zwar nach, aber sie blieben bei Frontmonat und -saison über dem Preisziel. Somit erfolgen in diesen Lieferfristen Anhebungen bei den Vorhersagen für die beiden Wochen zum 20. Dezember und eine Absenkung beim Frontquartal. Für die darauf folgenden zwei Wochen zum ersten Freitag im Jahr 2025 stellen die Modelle einen leichten Rückgang beim Frontmonat und stärkeren Fall bei der Sommersaison in Aussicht, gehen aber von einem kleinen Anstieg beim Frontquartal aus. Der Vier-Wochen-Vergleich dürfte aber nur bei der Sommersaison mit tieferen Gaspreisen als am ersten Freitag im Dezember enden.

### Nur auf Basis des Wochenschlusskurses kam es im November zu einem neuen Hoch

Zumindest bezogen auf die Wochenschlusskurse hat sich die Einschätzung bestätigt, dass das Jahreshoch noch nicht erreicht war, denn am letzten Freitag im November lagen die Notierungen zum Handelsschluss höher als in der vorherigen Woche. Allerdings gaben die Notierungen an den Spotmärkten in den vergangenen zwei Wochen per Saldo nach, was sich dann auch negativ auf die Terminotierungen für die erste Dezemberwoche auswirkte. Am

britischen NBP stieg der Day-ahead nach den Daten der EEX zunächst wieder bis auf 122,00 Pence pro Therm, fiel jedoch im Vergleich über beide Wochen auf 115,00 Pence zurück, was einen per Saldo unveränderten Schluss bedeutet. Der vom britischen Netzbetreiber National Grid ermittelte System-Durchschnittspreis, ein volumengewichteter Mittelwert für den Day-ahead an einem Handelstag, gab allerdings von 117,77 auf 115,86 Pence nach, was im Zwei-Wochen-Vergleich ein Minus von 1,6 Prozent bedeutet. An den beiden kontinentaleuropäischen Marktgebieten kam es hingegen beim Day-ahead nach den Schlussnotierungen der EEX zu Preisabschlägen, um 1,7 Prozent auf 45,92 Euro je Megawattstunde für die TTF und um 2,5 Prozent auf 46,66 Euro am THE. Bei den European Gas Spot Indices (EGSI), die ebenfalls ein volumengewichteter Durchschnittspreis für den Day-ahead sind, ging es etwas geringer abwärts, nämlich um nur 1,2 Prozent bei der TTF und um 2,3 Prozent am deutschen THE.

Die geopolitischen Spannungen und die deutlich geringeren Speicherbestände als zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres spielten weiterhin eine bedeutende Rolle und sorgten dafür, dass die Notierungen noch zum Beginn der Vorwoche nahe am bisherigen Jahreshoch lagen. Aber mit zumindest temporär wieder etwas milderen Temperaturen und höheren Beiträgen der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion nahm die Gasnachfrage ab und die Notierungen gingen leicht zurück. In Norwegen kam es temporär zu einem unerwarteten Ausfall, doch die Lieferungen zu den Empfangsterminals im UK und auf dem europäischen Festland erholten sich wieder schnell.

### Höhere Notierungen für LNG in Asien bremsten die Korrektur bei Erdgas in Europa

Die Aussendungen von den drei britischen Terminals für Flüssiggas (LNG) erreichten zunächst fast wieder knapp 60,0 Millionen Kubikmeter pro Tag, fielen jedoch wieder zurück auf 52,7 Millionen Kubikmeter am vergangenen Freitag. In Asien stieg der Spotpreis für LNG-Lieferungen im Januar in der letzten Novemberwoche noch um 0,50 auf 15,10 US-Dollar je Million britischer Wärmeinheiten, was ein Plus von 3,4 Prozent bedeutete. In der Vorwoche gab der Spotpreis jedoch wieder leicht auf 15,00 US-Dollar nach. Der entsprechende Liefermonat bei den Nymex-Futures auf den Japan-Korea-Marker legte um 1,3 Prozent auf 15,08 US-Dollar je Million britischer Wärmeinheiten zu. Der Januar-Kontrakt für die TTF gab an der ICE im Zwei-Wochen-Vergleich umgerechnet um 0,10 auf 14,40 US-Dollar je Million britischer Wärmeinheiten nach.

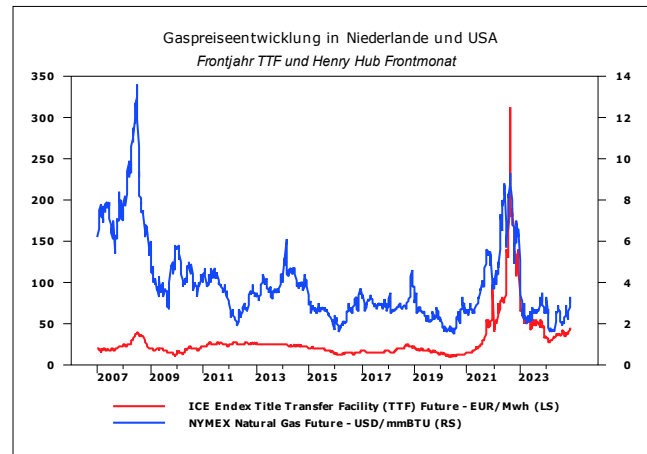
### Belastungen gingen für die Gaspreise auch von den Ölmärkten aus

Belastet wurden die Notierungen bei Erdgas auch von der Preisentwicklung an den internationalen Ölmärkten. An der ICE fiel der Frontmonat für die internationale Benchmark bei Rohöl, die Sorte Brent, im Zwei-Wochen-Vergleich

um 5,4 Prozent auf 71,12 US-Dollar je Barrel. Brent blieb somit nur knapp über dem November-Tief. Noch kräftiger waren jedoch nun die Preisabschläge bei den ICE-Futures auf Gasöl in Europa, denn hier ging der Frontmonat um 7,2 Prozent auf 647,75 US-Dollar je Tonne nach unten. Sowohl bei Brent als auch bei Gasöl fielen der Wochenvergleich in beiden Wochen jeweils negativ aus.

Vom Krieg zwischen Israel und der Hisbollah im Libanon ging keine direkte Gefahr für die Ölversorgung aus. Dennoch fielen die Ölpreise mit Meldungen über eine bevorstehende Vereinbarung zum Waffenstillstand zwischen beiden Parteien, der dann auch im Laufe der letzten Novemberwoche vollzogen wurde. Da es jedoch zu Verletzungen der Waffenruhe kam, erhielten die Ölpreise auch wieder etwas Unterstützung. Belastet wurde die Preisentwicklung zusätzlich von Analysten-Schätzungen, dass der Ölmarkt auch in 2025 in einem Angebotsüberhang bleibt. Die IEA sieht einen Überschuss von einer Million Barrel je Tag. Die OPEC+ hatte ihre Sitzung um vier Tage auf den 5. Dezember verschoben, beschloss jedoch die Anhebung der Produktion um weitere drei Monate zu verschieben.

Die Modellprognosen gehen für die beiden Wochen vor den Feiertagen von einer gemischten Entwicklung aus, wobei die Notierungen unter dem Strich leicht tiefer liegen sollten. Aber in den folgenden zwei Wochen sollten die Ölpreise steigen und auch deutlich höher als am vergangenen Freitag liegen. Etwas zuversichtlicher sind die Modelle für Gasöl in Europa, denn hier sollten die Wochenschlusskurse über dem Stand vom vergangenen Freitag bleiben und per Saldo ebenfalls kräftiger steigen.



### Kräftiger Preisrückgang bei ARA-Kohle zog auch die Gasnotierungen nach unten

Belastet wurden die Terminnotierungen bei Erdgas auch vom dritten fossilen Energieträger, der Kohle. Bei den ICE-Futures auf API2-Kohle in den Häfen der ARA-Region fielen die Notierungen im Vergleich über die vergangenen zwei Wochen prozentual sogar noch deutlich kräftiger als die Ölnotierungen. So ging der Frontmonat um 6,8 Prozent auf 114,00 US-Dollar nach unten. Im zwei-



stelligen Prozentbereich lag das Minus beim Frontquartal auf ARA-Kohle, das sich um 10,2 Prozent auf 111,92 US-Dollar je Tonne verbilligte. Nur leicht geringer fiel der Preisrückgang beim Frontjahr aus, das um 9,7 Prozent auf 114,29 US-Dollar fiel. Bei Erdgas am Leitmarkt TTF lagen hingegen die Preisabschläge in einer Spanne von 1,1 bis 2,0 Prozent.

Die Notierungen für ARA-Kohle gaben an der ICE auch kräftiger als die Preise für Kohle aus dem südafrikanischen Richards Bay nach. In Asien hat sich der Spotpreis für thermischen Kohle im Imпорthafen von Qinhuangdao um weitere 20 auf nun lediglich noch 815 Yuan pro Tonne verbilligt. China dürfte nach der Einschätzung einiger Think-Tanks bereits in 2025 den Höhepunkt der Kohlenachfrage erreichen. China kommt bei der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien schneller voran und neue Kohlekraftwerke werden nicht mehr genehmigt. Dies belastet tendenziell die Nachfrage beim weltweit größten Kohleverbraucher. Diese Aussichten wirken sich bereits jetzt negativ auf die Notierungen aus, um auch geringere Anreize für eine höhere Kohleproduktion zu setzen.

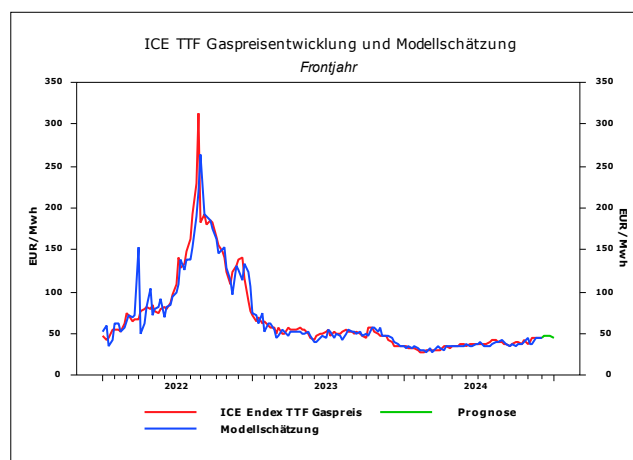
Für die kommenden vier Wochen sind die Modellprognosen bei ARA-Kohle jedoch wieder zuversichtlicher, denn sie stellen in allen Lieferfristen einen Preisanstieg in Aussicht. Stärker sollten dabei das Frontquartal und das Kalenderjahr 2025 nach oben gehen. In beiden Fälligkeiten sollten die Notierungen zum Beginn des nächsten Jahres wieder über 120,00 US-Dollar liegen.

## Bei hoher Volatilität wird US-Erdgas etwas billiger im Zwei-Wochen-Vergleich

Der Trend bei den Nymex-Futures auf Natural Gas am Henry Hub in Louisiana ging über sechs Wochen nur in eine Richtung, nämlich aufwärts. Dabei kam es beim Frontmonat zu einem Anstieg von 2,26 am dritten Freitag im Oktober auf 3,36 US-Dollar pro Million britischer Wärmeeinheiten am letzten Freitag im November. Doch nach dem Anstieg um 48,9 Prozent ging den Bullen die Kraft aus und die Notierungen drehten wieder nach unten. Der Preisabschlag in der ersten Dezemberwoche übertraf dabei das Plus in der letzten Novemberwoche, sodass es im Vergleich über beide Wochen per Saldo zu einem Minus von 1,7 Prozent auf 3,08 US-Dollar kam. Eine erhebliche Rolle spielte dabei, dass die Produktion von Erdgas wieder zunahm. Aber auch die Wetteraussichten waren für die Wende von Bedeutung. Denn am letzten Freitag im November schätzten die Meteorologen noch die Heating Degree Days (HDD) für die jeweils nächsten 14 Tage auf 402, was deutlich über dem Durchschnitt der letzten 30 Jahre für diesen Tag von 366 HDD lag. Am vergangenen Freitag betrug die erwarteten HDD nur noch 353 und lagen somit weit unter dem Mittelwert der vorherigen 30 Jahre von 395 HDD.

Für die Woche zum 22. November gingen die US-Gasanalysten noch von einer Einspeicherung um eine Milliarde Kubikfuß aus, doch es kam zu einer Ausspeicherung um 2 Milliarden Kubikfuß. Die temporär kühleren

Temperaturen in den USA machten sich bei der Entwicklung der Speicherbestände in der letzten Novemberwoche bemerkbar, denn die Entnahmen legten auf 30 Milliarden Kubikfuß zu, blieben jedoch unter der Konsensschätzung von 38 Milliarden Kubikfuß. Mit einem Bestand von 3.937 Milliarden Kubikfuß wurde jedoch der Stand zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres um 4,9 Prozent überschritten, während der Mittelwert für die letzten fünf Jahre sogar um 7,8 Prozent übertroffen wurde. Die US-Gasspeicher liefern also einen guten Puffer, sollte der Winter in den USA etwas kühler ausfallen.



## EU reagiert auf kräftigen Rückgang der Gas-Speicherbestände

Die Gasspeicher in Deutschland, aber auch in der EU insgesamt, können mit der Lage in den USA nicht mithalten. Nach den jüngsten Daten von Gas Infrastructure Europe (GIE) sind die deutschen Gasspeicher nur noch zu 88,6 Prozent ausgelastet, während zwei Wochen zuvor die Speicher noch zu 92,8 Prozent gefüllt waren. Per Saldo wurden in den zwei Wochen zum Gasstag beginnend am 6. Dezember 10,6 Terawattstunden ausgespeichert. Zum gleichen Zeitpunkt des Vorjahres betrug die Kapazitätsauslastung noch 92,7 Prozent, aber es wurden in den entsprechenden 14 Tagen sogar weitaus mehr Gas entnommen, nämlich 17,9 Terawattstunden. Die EU hat angesichts der deutlich geringeren Kapazitätsauslastungen die Mindestanforderung für den 1. Februar angehoben, von 45 auf 50 Prozent. Da die aktuelle Kapazitätsauslastung in der EU bei 82,7 Prozent liegt, können bis zum 31. Januar nur noch 32,7 Prozent der Kapazität entnommen werden. EU-weit könnte deshalb mehr Erdgas importiert werden müssen, um die Vorgaben zu erfüllen. Dies dürfte hauptsächlich über eine gesteigerte Nachfrage nach LNG erfolgen, was die Gaspreise auf einem hohen Niveau halten wird, um gegenüber Versorgern aus Asien konkurrenzfähig zu bleiben.

Das Wetter dürfte hinsichtlich der durchschnittlichen Tagestemperaturen zunächst nur zu geringen Schwankungen

bei den Gaspreisen am Spotmarkt und kurzem Ende der Terminkurve beitragen. Die jüngsten Modellschätzungen des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersagen und des US-Wettermodells gehen für das nordwestliche Europa in den folgenden 7 Tagen von einer Seitwärtsbewegung mit engen Fluktuationen leicht unter dem saisonalen Erwartungswert aus. Ab dem 17. Dezember sollten die Temperaturen jedoch deutlich steigen, wobei das europäische Modell höhere Temperaturen über dem saisonalen Erwartungswert als das US-Modell in Aussicht stellt. Mit einer weißen Weihnacht ist also in weiten Teilen nicht zu rechnen, was die Gaspreise drücken könnte. Allerdings sind die anhand der Prognosen von EuroWind berechneten Heating Degree Days für die jeweils nächsten sieben Tage nochmals gestiegen und liegen weit über dem saisonalen Erwartungswert. Unterstützung könnten die Gaspreise aber auch von der Nachfrage der Stromproduzenten erhalten, denn für die laufende Woche stellt EuroWind Beiträge der erneuerbaren Energien zur deutschen Stromerzeugung von nur noch knapp 5 Gigawatt in Aussicht.

**Rohöl und Ölprodukte**

**Ölpreise standen weiter unter Druck, blieben jedoch über Jahrestief**

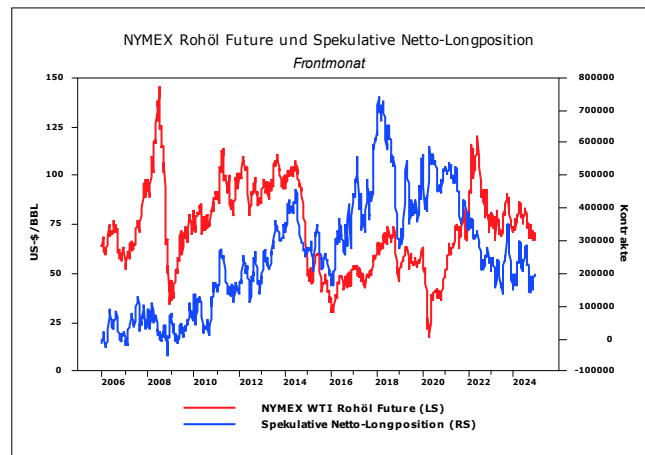
Für die beiden international führenden Rohölsorten, Brent und West Texas Intermediate (WTI), stellten die Modellprognosen einen kräftigen Preisanstieg in Aussicht, doch sie lagen hiermit weit daneben. Die Notierungen gingen nämlich nochmals deutlich zurück. Brent gab im Vergleich über zwei Wochen um 5,4 Prozent auf 71,12 US-Dollar je Barrel nach. Bei WTI ging es leicht stärker abwärts, nämlich um 5,7 Prozent auf nur noch 67,20 US-Dollar, was nur knapp über dem tiefsten Wochenschluss in diesem Jahr blieb. Dies hat zur Folge, dass es bei den Prognosen für die folgenden zwei Wochen, zum dritten Freitag im Dezember, zu entsprechend massiven Anpassungen nach unten kommt. Für die folgenden zwei Wochen zum 3. Januar 2025 gehen die Modellprognosen von einem deutlichen Anstieg über die Feiertage aus. Hierdurch sollte auch der Vergleich über vier Wochen klar im Plus enden.

Auch bei den drei betrachteten Ölprodukten waren die Modellprognosen vor zwei Wochen sehr optimistisch und stellten kräftige Preissteigerungen in Aussicht. Doch hier schlugen die Notierungen ebenfalls die andere Richtung ein und gingen erheblich nach unten. So verbilligte sich US-Motorenbenzin um 7,5 Prozent auf nur noch 1,91 US-Dollar je Gallone. Diesel im Hafen von New York fiel um 6,3 Prozent auf 2,13 US-Dollar je Gallone und Gasöl in Europa gab beim Frontmonat um 7,2 Prozent auf 647,75 US-Dollar je Tonne nach. Dies hat bei den Vorhersagen für die zwei Wochen zum 20. Dezember ebenfalls erhebliche Revisionen nach unten zur Folge. In den anschließenden beiden Wochen zum ersten Freitag in 2025 soll-

ten sich die Notierungen erholen, etwas stärker bei den mittleren Destillaten aber nur marginal bei US-Motorenbenzin.

**Wie oft will der Ölmarkt noch die geopolitische Risikoprämie auspreisen?**

In den beiden vergangenen Wochen zum ersten Freitag im Dezember gaben die Notierungen an den Ölmärkten zwar nicht an jedem Handelstag nach, aber überwiegend waren Minus-Vorzeichen zu beobachten. Dabei spielten zwei Faktoren eine Rolle. Von einer Risikoprämie für die Entwicklungen im Nahen Osten konnte eigentlich schon nicht mehr gesprochen werden. Die Versorgung war zu keinem Zeitpunkt unterbrochen. Es mussten lediglich längere Transportwege um Südafrika anstatt durch Rotes Meer und den Suez-Kanal in Kauf genommen werden. Aber wie in den Wochen zuvor, belastete jede Aussage, dass ein Abkommen für eine Waffenruhe unmittelbar bevorstehen würde. Der einzige Unterschied war, dass es nun zumindest teilweise hierzu kam. Israel und die Hisbollah einigten sich auf eine Waffenruhe, die jedoch schnell wieder verletzt wurde. Dennoch gerieten die Notierungen bei Rohöl unter Abgabedruck.



**Furcht vor Angebotsüberhang in 2025 rückt stärker in den Vordergrund**

Damit rückte auch wieder das Narrativ eines Angebotsüberhangs in den Vordergrund. Die OPEC+ hat sich darauf geeinigt, die Anhebung der Ölförderung um weitere drei Monate aufzuschieben, was die Notierungen eigentlich stabilisieren sollte. Doch die IEA und die Ölanalysten einiger US-Investmentbanken spielen weiter die Karte einer schwachen Ölnachfrage und eines Angebotsüberhangs. Von einer Investmentbank wird in den Raum gestellt, dass die Ölnachfrage in 2025 um eine Million Barrel pro Tag unter dem Angebot liegen soll. Wäre dies der Fall, dann wäre auch der Rig-count noch immer zu hoch. US-Ölproduzenten scheinen ohnehin zu zögern, dem Aufruf von Donald Trump nach einer Ausweitung der Ölbohrungen nachzukommen.

### Leicht positives Signal für Ölnachfrage vom Frachtenmarkt

Der wieder etwas schwächere US-Dollar, der Index fiel in den beiden vergangenen Wochen um 1,4 Prozent auf 106,06 Punkte, verbilligt Rohöl in anderen Währungen noch stärker als der Preis in US-Dollar gefallen ist. Dies liefert in der Regel auch Anreize für eine höhere Nachfrage. Auch die Entwicklung bei den Frachtkosten spricht hierfür. Der Index der Baltic Freight Exchange für die „dirty tanker“ zum Transport von Rohöl ist in den zwei Wochen zum 6. Dezember per Saldo um 3,9 Prozent auf 943 gestiegen, nachdem er in der letzten Novemberwoche noch von 908 auf 892 Punkte nachgab. Der Index für die „clean tanker“ zum Transport von Ölprodukten legte zunächst von 627 bis auf 725 Punkte zu, brach jedoch dann bis auf 579 in der ersten Dezemberwoche ein. Allerdings konnte er sich wieder erholen und lag mit 625 Punkten zum Wochenschluss nur knapp unter dem Stand von zwei Wochen zuvor. Dies spricht zumindest nicht für einen Rückgang der Nachfrage nach Ölprodukten.

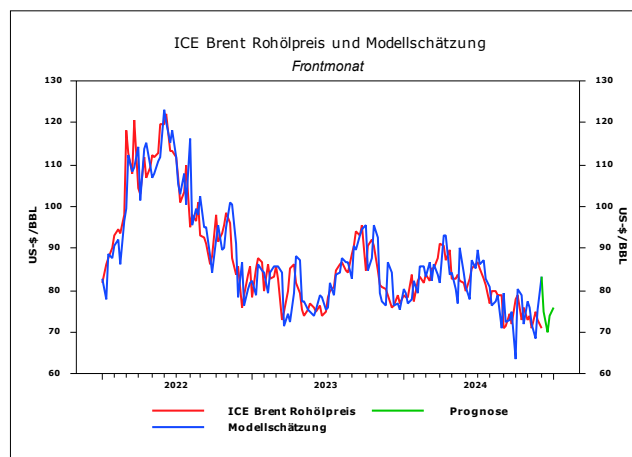
Bei dem wöchentlichen Bericht der CFTC kann für die WTI-Futures an der Nymex zumindest für die letzte Novemberwoche von einer bullischen Stimmung der großen spekulativen Adressen ausgegangen werden, obgleich die Ölpreise deutlich nach unten gingen. Aber nach den Daten zum „Commitment of Traders“ (CoT) haben die großen Spekulanten, die „non-commercials“, die Longpositionen aufgestockt und die Shortpositionen reduziert. In der ersten Dezemberwoche nahmen die Positionen hingegen auf beiden Seiten zu. Insgesamt stiegen die Longpositionen in beiden Wochen um 12.186 Kontrakte, während die Shortpositionen um 4.587 Kontrakte zunahm. Dies bedeutet, dass im Zwei-Wochen-Vergleich die Netto-Longposition um 7.599 auf 201.464 Kontrakte zunahm. Dass es dennoch zu einem Preisrückgang kam lag an den „commercials“, die ihre Netto-Shortposition um 9.426 auf 211.597 Kontrakte aufstockten und somit die Ölpreise drückten.

### Entwicklung der US-Lagerbestände spricht bei Rohöl nicht für eine schwache Nachfrage

Die wöchentlichen Daten der EIA zu den kommerziellen Lagerbeständen bei Rohöl sprechen nun nicht gerade für eine schwache Ölnachfrage, sondern für das Gegenteil. Für die letzten beiden Wochen im November ging der Konsens unter den US-Ölanalysten zwar schon von einem Rückgang aus, aber er unterschätzte jeweils den Umfang des Lagerabbaus. In der Woche zum 22. November fiel der Ölbestand um 1,8 Millionen Barrel, während der Konsens nur einen Rückgang um 605.000 in Aussicht stellte. Noch weiter daneben lag der Konsens jedoch in der letzten Novemberwoche, denn hier fiel der Bestand um 5,1 Millionen Barrel, aber der Konsens sagte nur eine Abnahme um 671.000 Barrel voraus. Insgesamt nahm der Bestand um 6,9 Millionen auf nur noch 423,4 Millionen Barrel ab.

Zu dem Lagerabbau haben auch die US-Raffinerien beigetragen, denn diese haben den Einsatz von Rohöl in beiden Wochen erhöht, per Saldo um 682.000 auf 16,9 Millionen Bar-

rel je Tag. Hierdurch hat sich die Kapazitätsauslastung verbessert, von 90,2 auf 93,3 Prozent, was doch für eine ordentliche Entwicklung spricht. Die US-Rohölimporte unterlagen stärkeren Schwankungen. Doch im Zwei-Wochen-Vergleich ging es abwärts von knapp 7,7 Millionen auf fast 7,3 Millionen Barrel je Tag. Allerdings fielen auch die US-Ölausfuhren, von etwas unter 4,4 Millionen auf leicht über 4,2 Millionen Barrel pro Tag.



### Höhere Lagerbestände jedoch bei den Ölprodukten

Der höhere Rohöleinsatz der US-Raffinerien hat natürlich auch zur Folge, dass die Produktion der Ölprodukte zunimmt. Bei fertigem US-Motorenbenzin gingen die Bestände deshalb auch in der Woche zum 22. November um 3,3 Millionen Barrel nach oben, während der Konsens einen Rückgang um 46.000 Barrel erwartete. Für die Woche vor Thanksgiving mit höherem Reiseverkehr war dies keine smarte Schätzung. In der folgenden Woche um den Feiertag nahm der Bestand nochmals um 2,4 Millionen Barrel zu, aber nun erwartete auch der Konsens ein Plus, jedoch von nur 600.000 Barrel. Per Saldo legten also die Benzinvorräte um knapp 5,7 Millionen auf 214,6 Millionen Barrel zu. Der Absatz stieg im gleichen Zeitraum von 8,4 Millionen auf über 8,7 Millionen Barrel je Tag. Hierdurch reicht der Lagerbestand nun aus, um den Absatz von 24,6 Tagen zu decken. Dies liegt leicht unter dem Deckungsgrad von zwei Wochen zuvor, als der Bestand noch für den Verbrauch von 24,8 Tagen ausreichend war.

Auch bei den mittleren Destillaten kam es zu einem Anstieg der Lagerbestände, wobei sich der Aufbau fast vollständig in der letzten Woche im Dezember vollzog. Denn nach einem Anstieg um 0,4 Millionen Barrel folgte in der letzten Novemberwoche eine weitere Aufstockung um nun 3,4 Millionen Barrel. Per Saldo kam es zu einem Plus um 3,8 Millionen auf 118,1 Millionen Barrel. Der Absatz fiel jedoch um 377.000 auf nur noch knapp 3,4 Millionen Barrel pro Tag. Hierdurch hat sich der Deckungsgrad des Absatzes von 30,3 Tagen wieder auf 34,8 Tagen deutlich erhöht. Dies spricht eigentlich für stärkere Preisabschläge bei den mittleren Destillaten in den USA, aber mit einem Minus von 6,3 Prozent hielt sich Diesel deutlich besser als der Frontmonat bei den RBOB-Futures an der Nymex, die um 7,5 Prozent fielen.

Auf ihrer Webseite gibt die EIA nun auch die Daten für die Rohölförderung der USA wieder in Einheiten von 1.000 Barrel an. Dies zeichnet ein realistischeres Bild als die Rundung auf 100.000 Barrel. Lag die US-Ölproduktion in der Woche zum 15. November noch bei 13,2 Millionen Barrel je Tag, so hat sie sich in der zweiten Monatshälfte auf zunächst knapp unter 13,5 Millionen und in der folgenden Woche auf leicht über 13,5 Millionen Barrel erhöht. Dies könnte einen neuen Rekord markieren. Volatiler waren die Bewegungen beim Rig-count in den vergangenen beiden Wochen. Aufgrund von Thanksgiving wurde in der letzten Novemberwoche der Rig-count bereits am Mittwoch veröffentlicht, was die Entwicklung verzerren könnte. Denn nach einem Rückgang um zwei auf 477 aktiven Rigs, kam es in der Vorwoche zu einem kräftigen Anstieg um 5 auf 482 aktive Rigs.

**ARA- und Richards-Bay-Kohle**

**Notierungen der ARA-Kohle gaben unerwartet und kräftig nach**

Für die ICE-Futures auf API2-Kohle in den Häfen der ARA-Region sagten die quantitativen Modelle nur geringfügige Preisveränderungen über die beiden Wochen zum 6. Dezember voraus. Dabei sollte der Frontmonat marginal zulegen, jedoch Frontquartal und Kalenderjahr 2025 etwas billiger werden. In zwei Fällen stimmte zumindest die Richtung, doch die Notierungen gingen in allen drei Lieferfristen kräftig abwärts. Der Frontmonat verlor noch am wenigsten mit einem Minus von 6,8 Prozent auf 114,00 US-Dollar je Tonne. Am kräftigsten geriet das Frontquartal unter Verkaufsdruck und fiel um 10,2 Prozent auf 111,92 US-Dollar. Nur marginal geringer war der Verlust beim Kalenderjahr 2025 mit einem Preisabschlag um 9,7 Prozent auf 114,29 US-Dollar. Da dies in allen drei Lieferfristen zu Schlusskursen weit unter dem Preisziel führte, kommt es bei den Prognosen für die nächsten beiden Wochen zum dritten Freitag im Dezember zu entsprechend massiven Revisionen nach unten. In den folgenden zwei Wochen zum 3. Januar 2025 sollten die Notierungen beim Frontquartal steigen, aber bei Frontmonat und -jahr nachgeben. Doch der Vergleich über vier Wochen dürfte in allen Lieferfristen positiv mit teils deutlichen Preisaufschlägen enden.

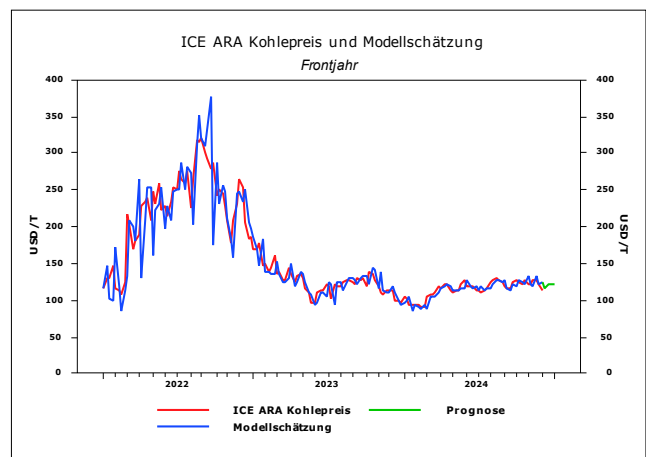
Ähnlich waren die Modellschätzungen für die ICE-Futures auf Kohle aus dem südafrikanischen Richards Bay, mit dem Unterschied, dass für das Frontquartal ebenfalls ein leichtes Plus erwartet wurde. Doch auch in diesem Fall gaben die Notierungen nicht nur beim Frontjahr, sondern in allen Lieferfristen nach. Allerdings fielen die Preisabschläge deutlich geringer als bei der Kohle in den Häfen der ARA-Region aus. Der Frontmonat verbilligte sich nur um 2,7 Prozent auf 109,25 US-Dollar je Tonne und das Frontquartal gab mit einem Rückgang um 6,5 Prozent auf 109,37 US-Dollar am kräftigsten nach. Das Kalenderjahr 2025 folgte mit nur einem marginal geringeren Preisabschlag um 6,4 Prozent auf 111,67 US-Dollar. Somit erfolgen auch bei der Kohle aus Südafrika Revisionen nach unten bei den Vorhersagen für die beiden Wochen zum 20. Dezember. In den folgenden zwei Wochen zum ersten Freitag im neuen

Jahr sollten die Notierungen bei Frontmonat und -quartal marginal zulegen, aber beim Frontjahr etwas deutlicher nachgeben. Der Vier-Wochen-Vergleich dürfte deshalb ebenfalls nur beim Kalenderjahr 2025 (das Anfang Januar noch das Frontjahr an der ICE ist) negativ ausfallen.

**China könnte vor Gipfel bei der Kohlenachfrage stehen**

Eine negative Preisentwicklung bei der Kohle aus Richards Bay führt schnell zu dem Verdacht, dass die Preisentwicklung im pazifischen Becken, insbesondere in China, zu den Preisabschlägen auch in Europa geführt haben könnte. Doch die Notierungen sind in allen Lieferfristen in Europa stärker gefallen. Dies spricht mehr dafür, dass europäische Faktoren zu dem stärkeren Preisrückgang geführt haben. In China ist der Spotpreis für thermische Kohle im Importhafen von Qinhuangdao zwar weiter gefallen, aber nur um erneut 20 auf nun 815 Yuan je Tonne. Das Minus lag hier also bei 2,4 Prozent und somit näher am Verlust bei Frontmonat für Kohle aus Richards Bay.

Wenn China einen Grund für die stärkeren Verluste bei ARA-Kohle geliefert hat, dann bestenfalls indirekt. In der letzten Novemberwoche kam es zu Berichten über zwei Think Tanks, deren Experten für den Kohleverbrauch in China den Gipfel bereits im nächsten Jahr erreicht sehen. So habe China im Umweltschutz größere und schnellere Fortschritte erzielt, auch bei der Stromerzeugung. So wird durch höhere Beiträge der erneuerbaren Energien weniger Kohle benötigt, auch bei einer Zunahme des Stromverbrauchs. Hinzu kommt, dass China nur noch die Vollendung begonnener Kohlekraftwerksbauten erlaubt, aber keine neuen Genehmigungen mehr erteilt. Da das Ziel der rot-grünen Minderheitsregierung in Berlin unverändert ein schnellerer Ausstieg aus der Stromerzeugung mit verschmutzungsträchtiger Kohle ist, könnten die Notierungen in Europa stärker als in Asien unter Druck geraten.



**Negative Impulse für Kohle gingen auch von den Ölpreisen aus**

Als eine Belastung für die Kohlepreise kommt auch die Entwicklung bei anderen fossilen Energieträgern in Betracht,

hier insbesondere bei Öl. Die Notierungen für Rohöl fielen bei den ICE-Futures auf den Frontmonat bei der internationalen Benchmark, der Sorte Brent, kräftiger um 5,4 Prozent auf 71,12 US-Dollar je Barrel. Noch stärker fiel aber nun das Minus bei den mittleren Destillaten aus, denn der Frontmonat auf Gasöl in Europa fiel in den beiden Wochen um insgesamt 7,2 Prozent auf 647,75 US-Dollar je Tonne. Da die Kohle jedoch für die Stromerzeugung weniger mit Rohöl und mehr mit Gasöl in einer Konkurrenzbeziehung steht, könnte sich nun dies auch stärker in den Kohlenotierungen niedergeschlagen haben.

Die Stimmung an den Ölmärkten ist noch negativ. Die Spannungen im Nahen Osten haben bei der Versorgung mit Rohöl zu keinen Lücken geführt. Lediglich müssen die Tanker mit arabischem Rohöl die längere Route im Südafrika anstatt durch Rotes Meer und den Suez-Kanal zu nehmen. Aber hieran hat sich der Markt angepasst. Die Reaktion auf Gerüchte zu einem Waffenstillstand hatte stets die Preise stärker gedrückt als zuvor an Risikoprämie eingepreist wurde. Nun gelang es Anthony Blinken endlich einen Waffenstillstand zwischen Israel und Hisbollah im Libanon auszuhandeln. Das Gerücht drückte wieder die Notierungen, doch nach der Bestätigung kam es nicht zum Handel nach dem Motto „buy the rumor and sell the fact“, denn die Preise blieben unter Druck. Belastet hatte nun wieder das Narrativ eines Angebotsüberhangs. Hieran konnte auch die Verlängerung des Aussetzens der Anhebungen der Ölproduktion durch die OPEC+ nichts ändern. Zudem spekulieren nun einige Analysten bei Investmentbanken in den USA und bei Think Tanks, dass im kommenden Jahr der Ölmarkt in einem Angebotsüberhang von 1 Million Barrel je Tag sein sollte.

Für die Ölpreise sollte nach den Modellschätzungen die Zeit vor den Feiertagen noch belastend sein. Aber über die Feiertage und den ersten Handelstagen im neuen Jahr sollten die Ölpreise deutlich anziehen, sodass auch der Vergleich über vier Wochen im Plus enden dürfte. Dies wäre sicherlich eine Unterstützung für die Kohlenotierungen. Aber diese Prognosen könnte auch nur ein Wunsch auf einem Zettel für den Weihnachtsmann sein.

## Leichter Rückgang der europäischen Gaspreise spielt nur sekundäre Rolle

Deutlich geringer fielen die Verluste im Zwei-Wochen-Vergleich bei Erdgas im nordwestlichen Europa aus. Am Leitmarkt, der niederländischen TTF, fiel der Frontmonat per Saldo um 1,1 Prozent auf 46,48 Euro je Megawattstunde, während temporär fast wieder das bisherige Jahreshoch erreicht wurde. Nur marginal kräftiger fiel das Minus beim Frontquartal aus, denn hier ging der Preis um 2,0 Prozent auf 46,44 Euro nach unten. Dazwischen lag der prozentuale Preisabschlag beim Kalenderjahr 2025, dass sich um 1,3 Prozent auf 44,42 Euro verbilligte.

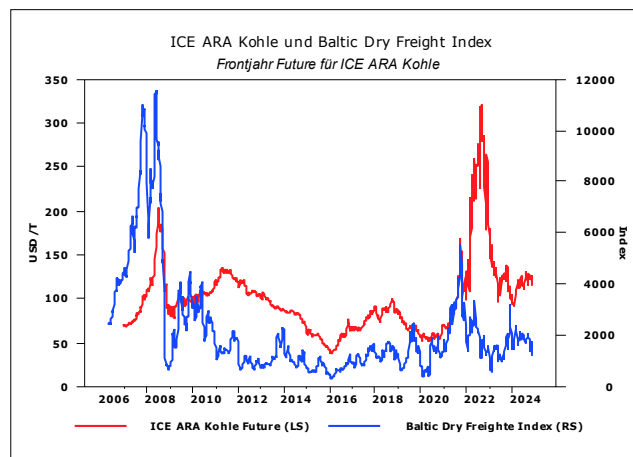
Die Entspannung im Nahen Osten hat für die Gasversorgung nur marginale Auswirkungen, reduziert jedoch das Risiko, dass es zu Anschlägen auf die israelische Gasinfrastruktur kommt und dann die Gasnachfrage der Nachbar-

länder zunimmt. Allerdings bleibt die Entwicklung im Konflikt zwischen Ukraine und Russland unverändert, denn das Transitabkommen soll nicht verlängert werden, was aber schon seit gehöriger Zeit bekannt ist. Dennoch reagiert der Markt auf jede negative Veränderung, was auch zum Preisanstieg zum Start der ersten Dezemberwoche beitrug. Als Risiko für die Gasversorgung wird auch bewertet, dass die Ausspeicherungen in der EU dazu geführt haben, dass die Kapazitätsauslastung um knapp 10 Prozentpunkte tiefer als vor einem Jahr lag. Die EU-Kommission hat deshalb die Mindestanforderung für den Speicherbestand von 45 auf 50 Prozent der Kapazität per 1. Februar angehoben. Dies könnte dazu führen, dass die Versorger mehr Erdgas als LNG importieren müssen und es somit zu einem Bieterkampf mit asiatischen Käufern kommt.

Die Modellprognosen gehen für die nächsten beiden Wochen von wieder höheren Notierungen in allen Lieferfristen bei Erdgas im Leitmarkt TTF aus. Der Frontmonat sollte am 20. Dezember bei knapp 50,00 Euro und das Frontquartal sogar deutlich über dieser Marke liegen. Über die Feiertage sollte sich die Lage zwar etwas entspannen, aber per Saldo ist in allen Lieferfristen mit höheren Notierungen zu rechnen.

## Negatives Signal für Kohlenachfrage vom Frachtenmarkt

Die Entwicklung der Transportkosten für Schüttgut liefert ein negatives Signal für die Kohlenachfrage. In den beiden Wochen zum 6. Dezember ist nämlich der Index der Baltic Freight Exchange für die Trockenfrachten massiv gefallen, um 24,1 Prozent von 1.537 auf nur noch 1.167 Punkte. Der Impuls dürfte nicht von den Stahlmärkten ausgegangen sein, denn Eisenerz legt beim Frontmonat an der Singapore Exchange zu, um 3,5 Prozent auf 105,28 US-Dollar je Tonne beim Wochendurchschnitt. Metallurgische Kohle aus Australien gab nur marginal nach und spricht ebenfalls nicht für den massiven Einbruch bei den Frachtkosten. Es spricht also durchaus einiges für eine schwächere Nachfrage nach thermischer Kohle.



# MBI RESEARCH

## ENERGIEMARKT AUSBLICK

Tabellarische Prognosen

10.12.2024 | No. 24

### ICE EUA Future und Modellprognosen

Datum	Preis EUR/t
06.12.2024	68,31
13.12.2024	71,18
20.12.2024	70,96
27.12.2024	64,63
03.01.2025	68,27
Quelle: MBI Research	

### Phelix Baseload Preise und Modellprognosen

Datum	Frontmonat	Frontquartal	Frontjahr
06.12.2024	110,88	104,95	95,07
13.12.2024	114,63	116,42	103,52
20.12.2024	112,53	115,88	107,55
27.12.2024	112,24	116,80	109,39
03.01.2025	106,41	111,97	107,19
Quelle: MBI Research			

### Gaspreise\* und Modellprognosen

Marktgebiet und Fälligkeit	06.12.2024	13.12.2024	20.12.2024	27.12.2024	03.01.2025
NBP Frontmonat	115,87	114,13	118,35	115,83	118,04
NBP Frontquartal	115,68	118,57	122,04	122,43	122,72
NBP Frontsaison	107,89	105,47	111,82	107,52	102,69
TTF Frontmonat	46,48	47,35	49,42	48,60	47,31
TTF Frontquartal	46,44	50,12	52,23	50,03	48,88
TTF Frontjahr	44,42	46,58	47,59	47,20	44,63
THE Frontmonat	47,31	49,10	50,22	48,43	48,12
THE Frontquartal	47,26	48,06	49,40	49,25	48,58
THE Frontjahr	45,53	47,31	45,60	44,88	43,01

\* NBP Preise in Pence/Therm, andere Marktgebiete in EUR/MWh

Quelle: MBI Research

### Rohöl- und Ölproduktpreise sowie Modellprognosen

	06.12.2024	13.12.2024	20.12.2024	27.12.2024	03.01.2025
<b>Rohöl</b>					
NYMEX WTI Future	67,20	70,71	66,85	70,17	73,22
ICE Brent Future	71,12	74,73	69,89	73,84	75,93
<b>Heizöl</b>					
NYMEX No.2 Heizöl Future US-\$/Gall.	2,13	2,35	2,15	2,22	2,33
ICE Gasöl Future US-\$/T	647,75	716,24	663,18	695,68	720,28
<b>Benzin</b>					
NYMEX RBOB Future	1,91	1,78	1,88	1,91	1,91
Quelle: MBI Research					

<b>Kohlepreise und Modellprognosen</b>					
<b>Kontrakt und Fälligkeit</b>	<b>06.12.2024</b>	<b>13.12.2024</b>	<b>20.12.2024</b>	<b>27.12.2024</b>	<b>03.01.2025</b>
ICE ARA Frontmonat	114,00	117,71	122,77	120,71	118,48
ICE ARA Frontquartal	111,92	116,34	122,40	125,95	124,81
ICE ARA Frontjahr	114,29	116,24	122,95	121,21	121,01
ICE R-BAY Frontmonat	109,25	112,14	114,42	117,15	114,75
ICE R-BAY Frontquartal	109,37	110,26	113,78	116,14	114,10
ICE R-BAY Frontjahr	111,67	110,09	111,81	111,55	108,20

Quelle: MBI Research

### Erläuterung zu den Prognosetabellen

Die Werte in den Prognosetabellen basieren alle auf quantitativen Modellen. Eine subjektive Einschätzung von MBI Research ist in den Prognosen nicht enthalten, geht jedoch in die Ausführungen im Text mit ein. Eine technische Analyse folgt in dieser Publikation nicht.

Die quantitativen Modelle bestehen aus zwei Komponenten und basieren auf ökonomischen Methoden. In die erste Komponente gehen fundamentale Faktoren für die jeweils betrachtete Preisentwicklung ein. Diese Faktoren sind in einem Markt für die verschiedenen Lieferfristen identisch. Aber für unterschiedliche Märkte können auch verschiedene fundamentale Faktoren in die Modelle eingehen. All diese Faktoren gehen in die Modelle mit einer zeitlichen Verzögerung von mindestens vier Wochen ein, sodass die Prognosen der ersten Komponente auf bereits vorliegenden Daten basiert. Bei Modellen mit Zeitreihen weisen die Schätzfehler in der Regel einen systematischen Zusammenhang auf. Hier setzt die zweite Komponente an. Mittels Zeitreihenverfahren aus der Ökonometrie werden auch die zukünftigen Schätzfehler prognostiziert, um somit die Prognosen insgesamt zu verbessern.

### Impressum

**Herausgeber und Verlag:** MBI Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (MBI), Redaktion: Mergenthalerallee 77, 65760 Eschborn  
**Sitz der Gesellschaft:** Frankfurt am Main, Amtsgericht Frankfurt HRA 47673  
**Geschäftsführer:** Martin Brückner  
**Verantwortlich für den Inhalt:** Peter Fertig, E-Mail: peter.fertig@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

Dieses Dokument stellt keine Anlageberatung dar. Die Analyse dient ausschließlich der privaten Information und ist nach bestem Wissen anhand der zum Zeitpunkt der Analyse verfügbaren Informationen erstellt. Die Informationen basieren auf Quellen, die MBI für zuverlässig erachtet, deren Richtigkeit MBI aber nicht in allen Fällen überprüfen kann. MBI übernimmt daher keinerlei Haftung für die Richtigkeit der Analyse und der Einschätzung künftiger Preisentwicklungen. Kopien, Nachdrucke oder sonstige Vervielfältigungen nur mit Genehmigung des Herausgebers. Eine Weitergabe, Speicherung oder Vervielfältigung ohne Nutzungsvertrag mit MBI ist nicht gestattet. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

**Erscheinungsweise:** 2-wöchentlich