

## Wirkung der Energiepreise auf die österreichische Wirtschaft

### Anstieg der Strom- und Gaspreise könnte die Wirtschaft bremsen<sup>1</sup>

Ende 2021 haben die Preise für Strom und Erdgas am Großhandelsmarkt neue Rekordhöhen erreicht (siehe Abbildung 1). Der Preis für Stromlieferungen in den Peak-Stunden (das heißt für Mo bis Fr 8 bis 20 Uhr) lagen im Monatsdurchschnitt im Dezember 2021 bei über 300 Euro pro Megawattstunden (MWh) im Spotmarkt (*day ahead*). Auch die Terminmarktprodukte für Base- und Peakload erreichten im Dezember neue Allzeithochs, die weit über den bisherigen Rekordhochs aus dem Jahr 2008 lagen. Und auch wenn die Terminmarktpreise seit dem Höchststand vom 21.12.2021 wieder leicht gesunken sind, liegt die Preiserwartung derzeit beim rund Dreifachen des Niveaus der Jahre 2019 und 2020. Wie an den Terminmarktpreisen gut erkennbar ist, erwarten die Marktteilnehmer, dass die Preise für Strom und Erdgas weiter sehr hoch bleiben. Die Markterwartungen der österreichischen Strom- und

Gaslieferanten können anhand der Preise der Terminmarkt-Futures abgelesen werden. Es handelt sich dabei um Preise, die für die zukünftige Lieferung von Strom und Erdgas vereinbart werden. Abbildung 2 zeigt die Terminmarktkurve mit Wertedatum vom 12.01.2022 und bildet damit die zukünftige „Preiserwartung“ der Marktteilnehmer ab.<sup>2</sup> Auf Basis dieser Terminmarktpreise bildet sich aber aufgrund langfristiger Einkäufe der Energieversorger bereits jetzt der Preis der Endverbraucher für die nahe Zukunft. Die hohen Preiserwartungen fließen daher bereits jetzt in die zukünftigen Endkundenpreise mit ein. Da Strom und Erdgas nicht tagesaktuell, sondern mittels Durchschnittspreisbildung beschafft werden, sind die hohen Energiepreise erst zum Teil bei den Haushalten und Unternehmen angekommen und es sind weiter Kostenerhöhungen zu erwarten.

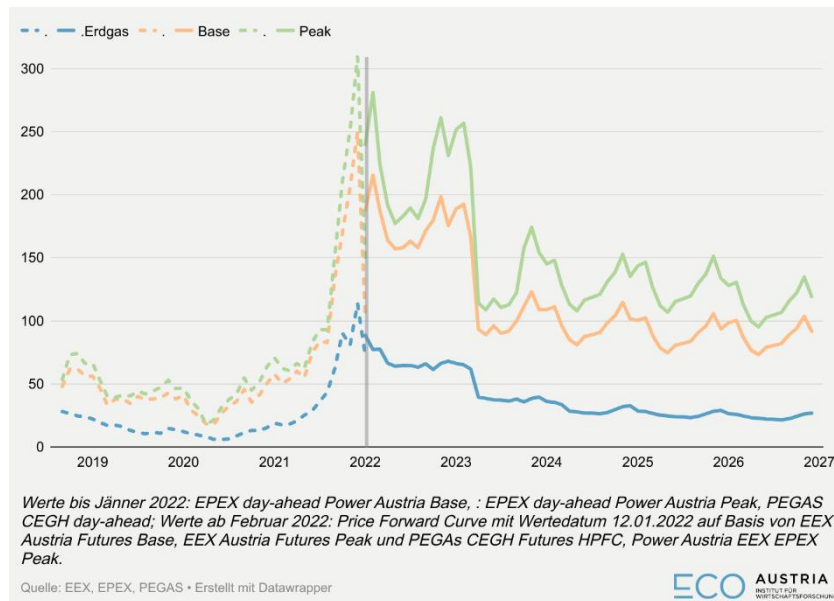


Abbildung 1: Day-Ahead Preise für Strom und Erdgas bis Jänner 2022 (in EUR pro MWh); Terminmarktpreise ab Februar 2022 mit Wertedatum 12.01.2022.

Die Futurespreise geben Auskunft darüber, wie die Marktteilnehmer die künftige Entwicklung von Angebot und Nachfrage einschätzen. Während die Marktteilnehmer beim Erdgas langfristig wieder einen stärkeren Rückgang

erwarten, sind die Preiserwartungen für Strom bis 2027 etwa doppelt so hoch wie vor Beginn der Corona-Krise. Möglicherweise schätzen die Marktteilnehmer die derzeit zum Teil politisch bedingten Angebotsengpässe bei Erdgas

<sup>1</sup> Diese Analyse wurde mit fachlicher Unterstützung der Energiemarktexperten der Firma INERCOMP ([www.inercomp.com](http://www.inercomp.com)) durchgeführt. Wir möchten uns ausdrücklich für die Unterstützung bei der Entwicklung der Berechnungsmethodik sowie die Bereitstellung von Daten bedanken.

<sup>2</sup> Die Werte der Terminmarktkurve sind tagesaktuell und schwanken täglich mit dem Börsenhandelspreis. Die Kurve hier basiert auf den Schlusskursdaten der Futures vom 12. Jänner 2022.

als temporär ein, während die Kosten der Stromproduktion, nicht zuletzt wegen nationalen und internationalen Bestrebungen zur Reduktion des CO<sub>2</sub> Ausstoßes (etwa im Rahmen des EU-ETS oder der Energiewende in Deutschland) weiter hoch erwartet werden. Dies bestätigen auch die Preise der langfristigen Futures für Emissionshandelsrechte im Rahmen des EU-ETS. Es kann und wird natürlich aus verschiedenen Gründen zu Abweichungen von dieser Erwartung kommen, dennoch bilden Terminmarktpreise die beste verfügbare Prognose. Und da Futures der langfristigen Beschaffung für Industrie und Haushalte dienen, werden diese Preise bereits heute für die Zukunft fixiert.

Für die Abbildung 2 wurde die Preisentwicklung der Futures für die Lieferung im Jahr 2022, 2023 und 2024 (Lieferung für das gesamte Kalenderjahr) seit 1.1.2018 abgebildet. Der Preis für eine Lieferung 2022 wurde im Dezember 2021 bei über 210 EUR/MWh für Baseload (Lieferung 24/7) und bei 275 Euro für Peakload (Mo-Fr 8 bis 20 Uhr) gehandelt. Das bedeutet in anderen Worten, dass die Marktteilnehmer im Dezember 2021 der Meinung waren, dass der Durchschnittspreis am Day-ahead Markt im Jahr 2022 bei diesem Preis liegen wird.<sup>3</sup> Die Lieferungen für die Jahre 2023 und 2024 lagen bei 125 und 91 Euro, was zwar signifikant

weniger ist, aber dennoch mehr als das Doppelte des Vorkrisenniveaus.

Die Gaspreise sind zwar in absoluten Werten niedriger, aber zeigen eine sehr ähnliche Dynamik. Terminmarktverträge für Lieferungen im Winter 2022 und Winter 2023 wurden im Dezember 2021 im Schnitt bei etwa 77 EUR/MWh gehandelt, für das Kalenderjahr 2023 lag der Preis bei etwa 35 EUR/MWh. Auch in diesem Fall bedeutet dies einen massiven Anstieg gegenüber den Vorjahren, wo sich die Preise meist zwischen 10 und 20 Euro pro MWh bewegt haben.

Doch welche Kosten kommen durch die massiv gestiegenen Energiepreise auf die österreichische Wirtschaft zu? Entwicklungen am Großhandelsmarkt schlagen nicht sofort 1:1 auf Verbraucher durch, da unterschiedliche, teils langfristige Beschaffungsstrategien verwendet werden. Wir versuchen daher diese Frage mit der Nachbildung von typischen Einkaufsstrategien der Energieversorger auf Basis der Terminmarktpreise zu beantworten. Die erwartete Preisentwicklung für verschiedene Wirtschaftsakteure wird in der Tabelle 1 zusammengefasst. Die zugrundeliegenden Annahmen entsprechen einem typischen Kaufverhalten der verschiedenen Akteure in der Wirtschaft.

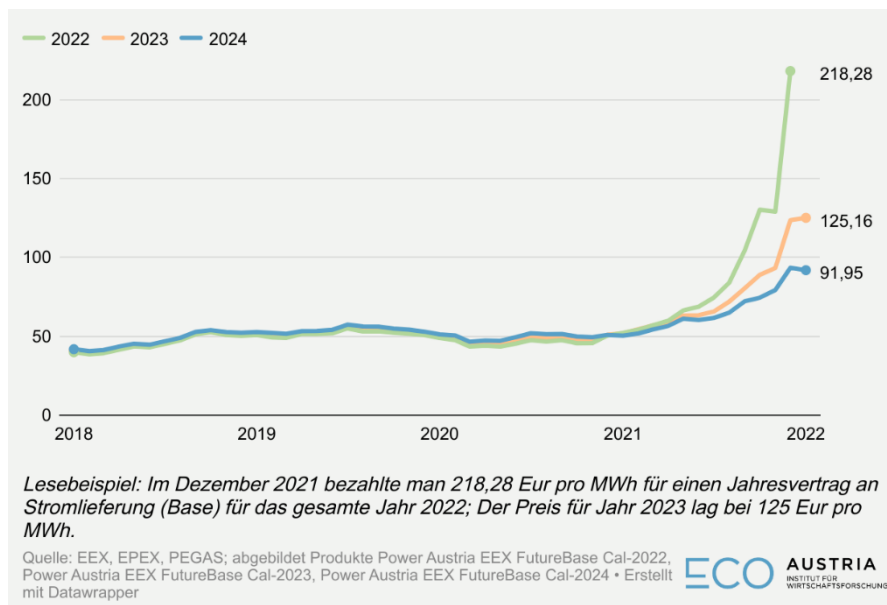


Abbildung 2: Preise auf Terminmärkten für jährliche Stromlieferungen 2022 bis 2024 (in EUR pro MWh); Monatsdurchschnitte.

Diese Annahmen sind:

- Großindustrie verbraucht Strom vor allem als Bandleistung Baseload (= Stromverbrauch 24/7);

diese werden zu 30% am Spotmarkt (day-ahead) und zu 70% am Terminmarkt eingekauft; die

<sup>3</sup> Hedging mit Terminkontrakten wird primär, um Risiko zu minimieren, betrieben. Dennoch gibt der Gleichgewichtspreis eine gute Annäherung der Erwartungen, weil die Teilnehmer, die der festen

Überzeugung sind, dass künftige Preise niedriger werden, haben eine niedrigere Wahrscheinlichkeit den Kauf zu diesem Preis zu tätigen.

Beschaffung am Terminmarkt erfolgt im Vorjahr auf Basis einer Durchschnittspreisbildung;

- Gewerbe und Haushalte haben einen Strommix von 65% Baseload und 35% Peakload. Hier werden nur Terminmarktpreise berücksichtigt, da diese in der Regel meist über keine Spotmarktverträge verfügen. Für die Einkaufspreise wird jeweils der Jahresdurchschnitt des Jahresterminmarktprodukts im Vorjahr angenommen.
- Wegen preislichen Unterschieden in der Saisonalität bei Erdgas wird bei Haushalten und


Gewerbe zwischen Winter- und Sommerpreisen unterschieden. Der durchschnittliche Jahrespreis für die Haushalte und Gewerbe ergibt sich gewichtet aus dem typischen Heizlastprofil und saisonalen Preisen.

- Die Großindustrie kauft Erdgas in Form von Jahresbändern (der Verbrauch ist nicht heizlastabhängig) zu 40% am Spotmarkt und zu 60% am Terminmarkt im Jahr zuvor (Durchschnittspreisbildung).

	Strom		Gas	
	Haushalte/Gewerbe	Großindustrie	Haushalte/Gewerbe	Großindustrie
<b>2019</b>	50,31	44,74	21,13	19,35
<b>2020</b>	54,94	45,73	18,03	16,49
<b>2021</b>	46,06	61,95	18,54	23,77
<b>2022</b>	98,25	116,82	42,69	44,58
<b>2023</b>	132,60	120,97	48,97	44,46
<b>2024</b>	110,62	97,36		30,22
<b>2025</b>	105,17	89,74		25,98
<b>2026</b>	98,89	87,94		24,00

*Preise für saisonale Futures Winter/Sommer, die für Haushalte relevant sind, sind derzeit nur bis Ende 2023 verfügbar.*

Quelle: EEX, EPEX, PEGAS; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper



**Tabelle 1: Erwartete Beschaffungskosten der Energielieferanten für Endverbrauchersegmente gemäß typischer Beschaffungsstrategien (Jahresdurchschnitte, in EUR pro MWh)**

Wie in der Tabelle 1 ersichtlich, werden die prognostizierten (durchschnittlichen) Beschaffungspreise<sup>4</sup> für Strom bis 2026 auf einem deutlich höheren Niveau sein als vor 2020. Preise für Gas wiederum sinken ab dem Jahr 2023 und kehren zu den niedrigeren Niveaus zurück. Klargestellt wird, dass es sich hierbei bloß um die Beschaffungspreise der Energieversorger handelt und diese nicht mit Endkundenpreisen verglichen werden können, die mehr (Kleinabnehmer) oder weniger (Großabnehmer) Deckungsbeiträge und Nebenkosten beinhalten. Der Vergleich der absoluten Niveaus lässt jedoch Erwartungen zu, mit welchen Zusatzkosten im Vergleich zu Vorjahren zu rechnen ist.

Die Frage bleibt, wie groß die Reaktion der Nachfrage der Haushalte und Industrie auf diese Preisänderung sein wird. Diese wird anhand der sog. Elastizität gemessen: einer Zahl, die die prozentuelle Änderung der Nachfrage aufgrund der prozentuellen Änderung des Preises beschreibt. Ein Wert von -0,2 bedeutet etwa, dass bei 1%-Änderung der Preise ein Rückgang der Nachfrage um 0,2% zu erwarten ist. Die Preiselastizität bei Energie ist jedoch kurzfristig eher gering.

Erdgas wird von privaten Haushalten zum Heizen und Warmwassergewinnung herangezogen. Derzeit gilt dies für rund 900.000 private Haushalte. Die empirische Literatur zur Nachfrageelastizität in Bezug auf das Heizen ist überschaubar, aber lässt einige Schlüsse zu. Auf der Seite der privaten Haushalte kann man von einer Nachfrageelastizität für Heizen und Verwendung von Strom für andere Zwecke von -0,3 bis -0,4 ausgehen (siehe Alberini et al. (2019), Schulte und Heindl (2016), Haas und Biermayr (2000), Kratena et al. (2008)). Für Gewerbe und Industrie weisen Bach et al. (2019) Nachfrageelastizitäten von rund -0,2 kurzfristig und -0,4 bis -0,5 langfristig aus. In der folgenden Analyse wird allerdings ein Anstieg der Kosten für ein ceteris paribus Szenario untersucht, d.h. ohne jeglicher Ausweichreaktion und mit einer Elastizität von 0,2 (kurzfristig), das heißt für 1-Prozentigen Anstieg des Preises sinkt die Nachfrage um 0,2 Prozent. Für die Prognose des Verbrauchs bis ins Jahr 2025 wurde der Ausblick des

<sup>4</sup> Die Preise beinhalten auch Nebenkosten und Deckungsbeiträge, die hier nicht berücksichtigt sind.

Endkonsumentenpreise beinhalten darüber hinaus Abgaben. Netzentgelte und Beiträge.

Umweltbundesamts herangezogen.<sup>5</sup> Dieses prognostiziert einen Anstieg des Stromverbrauchs in Österreich bis zum Jahr 2025 um etwa 5,3 Prozent und eine Senkung des Gasverbrauchs um 5,2 Prozent, wobei es hier Unterschiede zwischen den Sektoren gibt, die berücksichtigt werden. Der Endverbrauch basiert auf Daten des Umweltbundesamts. Für

Gas wurde die energetische Endnachfrage herangezogen. Die Berechnung erfolgt unter der Annahme, dass der Preisschock exogen ist.

	Strom	Erdgas
2019	2,89	1,11
2020	3,00	0,92
2021	2,95	1,17
2022	6,16	2,35
2023	7,86	2,46
2024	6,62	1,67
2025	6,36	1,43
2026	6,16	1,32

*Jährliche Kosten in Milliarden Euro; für Erdgaspreise der Haushalte ab dem Jahr 2024 wurde die Dynamik der Industriepreise angenommen; Für den Erdgasverbrauch wurde die energetische Endnachfrage herangezogen.*

Quelle: E-Control; Umweltbundesamt; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

*Tabelle 2: Prognose der aggregierten Kosten für Strom und Erdgas (in Milliarden) Euro (ohne Abgaben, Beiträge, Nebenkosten und Netzentgelte u.ä.)*

Die erwarteten Mehrkosten der Verbraucher für Strom liegen für 2023 bei knapp 5 Milliarden Euro im Vergleich zum Niveau 2020. Eine ähnliche Entwicklung ist beim Erdgas zu beobachten, hier werden mehr als eine Milliarde Euro an Mehrkosten erwartet. Sollte die Nachfrage nach diesen Energieträgern negativ beeinflusst werden, würden zwar die Kosten nicht in diesem Ausmaß steigen, aber gleichzeitig wäre ein Rückgang der Nachfrage einer deutlichen Reduktion der Wirtschaftsaktivität gleichzusetzen.

### Handlungsempfehlungen:

Der Anstieg der Energiepreise kann erhebliche Auswirkungen auf die Haushalte und die Wirtschaft – insbesondere die Industrie – haben. Gleichzeitig ist aber anzumerken, dass der Anstieg aus Sicht der Umweltpolitik die notwendige Umstellung auf energieeffizientere Prozesse und Produkte beschleunigt. Die Wirkung entsteht, ähnlich wie bei einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die Preislenkung, die allgemein als effiziente Lösung in der Klimaproblematik gesehen wird. Dennoch müssen gleichzeitig Maßnahmen getroffen werden, die zwar diese Lenkungswirkung so wenig wie möglich beeinträchtigen, aber gleichzeitig für den Ausgleich der Kaufkraft der Betroffenen sorgen. Dazu gehören folgende Möglichkeiten:

- Senkung anderer Abgaben, die unmittelbar die Einkommen der Haushalte bzw. Kosten der Unternehmen beeinflussen, etwa Einkommensteuern oder Lohnnebenkosten.
- Senkung weiterer Abgaben auf elektrische Energie oder Netzentgelte, die angesichts der bereits gegebenen Lenkungswirkung der Preise nicht zwingend notwendig sind. Dazu gehören auch etwa, Ökostromförderbetrag und Ökostrompauschale. Anzumerken ist dennoch, dass diese Senkungen die Nachfrage nach Energie positiv beeinflussen und unter Umständen zur Verstärkung des inflationären Druckes beitragen könnten.
- Erhöhung des Heizkostenzuschusses oder ähnliche treffsicheren Maßnahmen für besonders betroffene Haushalte mit niedrigem Einkommen.
- Die Kalte Progression soll abgeschafft werden, um die zusätzliche Belastung der Haushalte durch hohe Inflation, die mit Energiepreisen zusammenhängt, nicht zu verstärken.

<sup>5</sup> Herangezogen wird die Prognose „with additional measures“ für die Jahre 2020 bis 2025. Weitere Details im Annex 2 Umweltbundesamt (2021)

### Literatur

Alberini, A., O. Khymych und M. Scasny (2019). Response to Extreme Energy Price Changes: Evidence from Ukraine, *The Energy Journal* 40(1), 189-212.

Andersen, K. S., C. Wiese, S. Petrovic und R. McKenna (2020). Exploring the role of households' hurdle rates and demand elasticities in meeting Danish energy-savings target, *Energy Policy* 146, 111785.

Bach et al. (2019b). CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen, DIW Berlin: Politikberatung kompakt 140, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU).

Filippini, M. (2011). Short- and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand, *Energy Policy* 39(10), 5811-5817.

Haas, R. und P. Biermayr (2000). The rebound effect for space heating – Empirical evidence from Austria, *Energy Policy* 28(6-7), 403-410.

Kratena, K., I. Meyer und M. Wüger (2008). Modelling the Energy Demand of Households in a Combined Top Down/Bottom Up Approach, WIFO Working Papers No. 321.

Nesbakken, R. (1999). Price sensitivity of residential energy consumption in Norway, *Energy Economics* 21(6), 493-515.

Schulte, I. und P. Heindl (2016). Price and Income Elasticities of Residential Energy Demand in Germany, ZEW Discussion Paper No. 16-052.

Umweltbundesamt (2021) GHG Projections and Assessment of Policies and Measures in Austria, Reporting under Regulation (EU) 2018/1999 15 March 2021

### Rückfragen:

Priv. Doz. Dr. Monika Köppl-Turyna

Tel.: +43(0) 676 799 44 05

E-Mail: [monika.koepl-turyna@ecoaustria.ac.at](mailto:monika.koepl-turyna@ecoaustria.ac.at)