

Köppl-Turyna, Monika

Research Report

Strompreise für Industrie und Gewerbetunden in Europa

Policy Note, No. 55

Provided in Cooperation with:

EcoAustria – Institute for Economic Research, Vienna (Austria)

Suggested Citation: Köppl-Turyna, Monika (2024) : Strompreise für Industrie und Gewerbetunden in Europa, Policy Note, No. 55, EcoAustria - Institute for Economic Research, Vienna

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/296485>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Wien, im Mai 2024

POLICY NOTE 55

Strompreise für Industrie und Gewerbekunden in Europa

POLICY NOTE 55

Strompreise für Industrie und Gewerbekunden in Europa
Mai 2024

Prof. Dr. Monika Köppl-Turyna

KURZDARSTELLUNG

Die Policy Note analysiert und vergleicht Elektrizitätspreise für gewerbliche und industrielle Kunden in Europa seit 2007. Historisch betrachtet zählten die Nettopreise für gewerbliche und industrielle Kunden in Österreich zu den niedrigeren in Europa. Jedoch änderte sich diese Situation abrupt mit dem russischen Angriffskrieg, was zu einem rapiden Anstieg der Erdgaspreise führte. Da Erdgas insbesondere in den Wintermonaten eine bedeutende Rolle für die Stromproduktion in Österreich spielt, hatten diese Preissteigerungen direkte Auswirkungen auf die Elektrizitätspreise. Es besteht die Gefahr, dass die Preise aufgrund der höheren Gaspreise weiterhin hoch bleiben werden.

Obwohl die Nettostrompreise vor dem Krieg moderat waren, sind die Bruttopreise in Österreich über dem europäischen Schnitt gelegen, hauptsächlich aufgrund der hohen Nebenkosten (Abgaben und Netzentgelte), insbesondere für Großkunden. Der Anteil der Nebenkosten am Bruttopreis ist nur in wenigen europäischen Ländern höher als in Österreich. Dies beeinträchtigt trotz vergleichsweise niedriger Nettostrompreise die internationale Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Industrieunternehmen.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis der Analyse ist die starke (negative) Korrelation zwischen den Nettopreisen und dem Anteil erneuerbarer Energien in der Stromproduktion im internationalen Vergleich. Insbesondere Windenergie zeigt einen deutlichen Einfluss auf die Preise, wobei ein stärkerer Einsatz zu signifikanten Preisreduktionen führt. Ähnliche Effekte sind auch bei der Wasserkraft zu beobachten, wenn auch in geringerem Ausmaß.

Prognosen deuten darauf hin, dass Österreich im Vergleich zu anderen europäischen Ländern einen langsameren Rückgang der Elektrizitätspreise für gewerbliche und industrielle Kunden verzeichnen wird. Dies ist vor allem auf den Einsatz von Erdgas in der Stromproduktion zurückzuführen, was zu höheren Terminpreisen für Strom führt.

Basierend auf diesen Erkenntnissen können folgende Politikempfehlungen abgeleitet werden:

- Die Aussetzung des Erneuerbaren-Förderbeitrags und die Senkung der Elektrizitätsabgabe sollten fortgesetzt werden, um die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu erhalten.
- Es sollten Anpassungen im Netzentgelt-System erfolgen, um die Flexibilität zu fördern und die Kosten zu reduzieren, beispielsweise durch eine Anpassung des Leistungspreises oder dynamisierte Abrechnungsperioden.
- Die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energieprojekte ist unerlässlich, um den Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung rasch zu erhöhen und die preisliche Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Nur so können die Vorteile erneuerbarer Energieträger effizient genutzt werden.
- Formell besteht in Europa ein Binnenmarkt für Strom, die Integration der einzelnen Regionen in diesen Markt ist aber nicht hinreichend umgesetzt. Im Allgemeinen führt die

unzureichende Stromtransportinfrastruktur in Europa dazu, dass die komparativen Vorteile einzelner Länder und Regionen in der Stromerzeugung nicht in vollem Ausmaß genutzt werden können. Es wäre daher wünschenswert, die europaweite Integration des Strommarktes voranzutreiben. Dafür wäre ein stärker koordiniertes Vorgehen der europäischen Mitgliedstaaten notwendig, dass sowohl bestehende Koordinierungsprobleme beseitigen als auch die Effizienz bei der Erzeugung und Verteilung der Energie steigern würde.

- Schließlich sollten sich politische Bemühungen auch auf technologische und ökonomische Möglichkeiten für die Speicherung der Energie fokussieren. Es müssen Modelle gefunden werden, um Angebot und Nachfrage in Zukunft in Einklang zu bringen. Mehr Flexibilität wird notwendig sein. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist aber eine Abwägung des Einsatzes von Kapazitäten erforderlich. Der Einsatz marktbasierter Instrumente ist wichtig, um Speicherkapazitäten bestmöglich zu nutzen. Um Effizienz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen Flexibilitätsmärkte ausgebaut werden, z.B. durch Preissignale wie spezielle angebotsorientierte Tarife. Ein effizienter Markt kann einen wesentlichen Beitrag leisten, Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage über Preissignale auszugleichen. Außerdem müssen Rahmenbedingungen angepasst werden (z.B. Netzentgelte), damit große NutzerInnen Flexibilität beisteuern können.

INHALT

1. Hintergrund und Motivation	1
2. Überblick über die Elektrizitätspreise für Gewerbliche und Industrielle Kunden in Europa	5
3. Zusammenhang zwischen Börsen- und Kundenpreisen und ein Prognosemodell	36
4. Schlussfolgerungen und Politikempfehlungen	46

ABBILDUNGEN UND TABELLEN

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa und den USA	2
Abbildung 2: Ausblick der Großhandelsstrompreise in ausgewählten Ländern	4
Abbildung 3: Bruttopreise in der Gruppe IA 2007 bis 2023	7
Abbildung 4: Bruttopreise in der Gruppe IB 2007 bis 2023	8
Abbildung 5: Bruttopreise in der Gruppe IC 2007 bis 2023	9
Abbildung 6: Bruttopreise in der Gruppe ID 2007 bis 2023	10
Abbildung 7: Bruttopreise in der Gruppe IE 2007 bis 2023	11
Abbildung 8: Bruttopreise in der Gruppe IF 2007 bis 2023	12
Abbildung 9: Bruttopreise in der Gruppe IG 2007 bis 2023	13
Tabelle 1: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IA)	16
Tabelle 2: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IB)	17
Tabelle 3: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IC)	18
Tabelle 4: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (ID)	19
Tabelle 5: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IE)	20
Tabelle 6: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IF)	21
Tabelle 7: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IG)	22
Abbildung 10: Zusammensetzung der Preise in Österreich (Gruppen A bis D)	23
Abbildung 11: Zusammensetzung der Preise in Österreich (Gruppen E bis G)	24
Tabelle 8: Höhe der Netzentgelte im internationalen Vergleich (alle Abnehmergruppen)	25
Abbildung 12: Nettopreise in der Gruppe IA 2007 bis 2023	27
Abbildung 13: Nettopreise in der Gruppe IB 2007 bis 2023	28
Abbildung 14: Nettopreise in der Gruppe IC 2007 bis 2023	29
Abbildung 15: Nettopreise in der Gruppe ID 2007 bis 2023	30
Abbildung 16: Nettopreise in der Gruppe IE 2007 bis 2023	31
Abbildung 17: Nettopreise in der Gruppe IF 2007 bis 2023	32
Abbildung 18: Nettopreise in der Gruppe IG 2007 bis 2023	33
Tabelle 9: Bruttostromproduktion nach Quellen (2022)	34

Tabelle 10: Effekte der erneuerbaren Energie auf den Nettostrompreis _____	35
Tabelle 11: Nettopreise im Juni 2024 (Prognose) _____	38
Abbildung 19: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IA) bis Mitte 2024 _____	39
Abbildung 20: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IB) bis Mitte 2024 _____	40
Abbildung 21: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IC) bis Mitte 2024 _____	41
Abbildung 22: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (ID) bis Mitte 2024 _____	42
Abbildung 23: Prognose der Strompreise (IE) bis Mitte 2024 _____	43
Abbildung 24: Prognose der Strompreise (IF) bis Mitte 2024 _____	44
Abbildung 25: Prognose der Strompreise (IG) bis Mitte 2024 _____	45

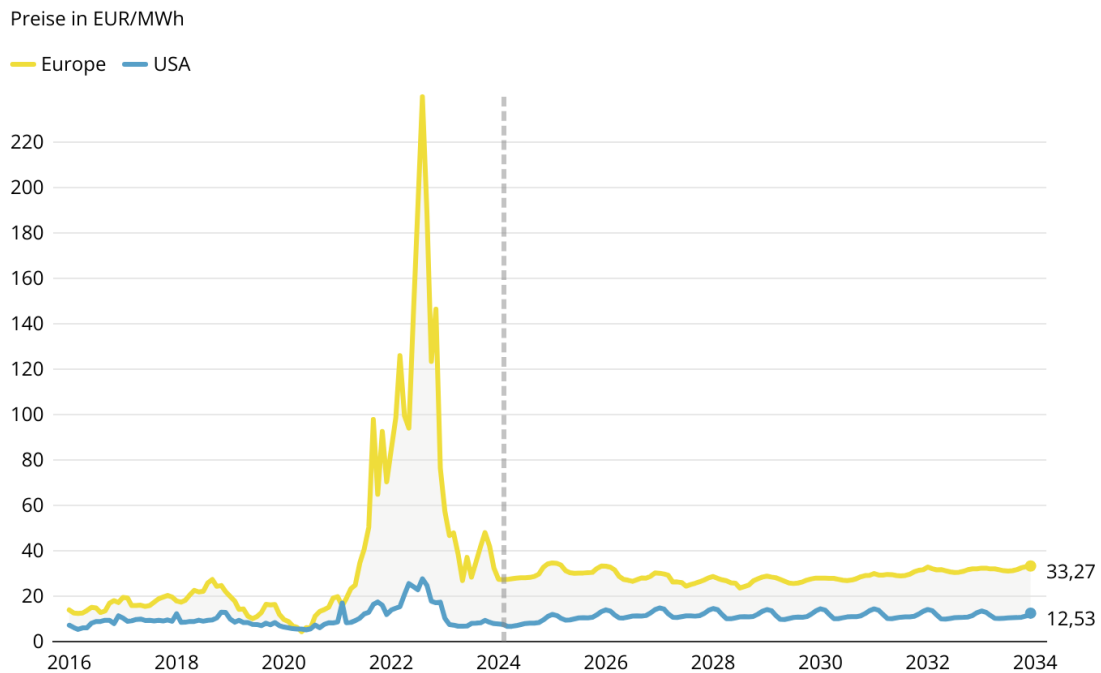
1. HINTERGRUND UND MOTIVATION

Der russische Angriff auf die Ukraine im Frühjahr 2022 hat neben den dramatischen Folgen für die Bevölkerung und Konsequenzen für die europäische Sicherheitspolitik auch erhebliche Konsequenzen für die wirtschaftliche Entwicklung und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Volkswirtschaften. Dazu gehören etwa die Auswirkungen der Wirtschaftssanktionen gegenüber Russland mit Handelsbeschränkungen und dem Rückzug international tätiger Unternehmen vom russischen Markt. Primär hat die Krise jedoch enorme Folgen für die Energiemärkte und eine breite Diskussion über die Energiepreise, die europäische Wettbewerbsfähigkeit, die Inflation sowie die Energiesicherheit ausgelöst. Nachfolgend werden die Auswirkungen der Krise auf die Erdgas- und Strompreisentwicklung dargestellt.

Erdgaspreisentwicklung

Der Angriff Russlands auf die Ukraine hatte starke Reaktionen auf den internationalen Märkten, insbesondere für Energieträger und Rohstoffe, zur Folge. Teilweise schon vor, insbesondere aber unmittelbar nach Beginn der kriegerischen Auseinandersetzung schnellten die Preise stark nach oben. In ganz besonderem Maße galt dies für die Erdgaspreise in Europa. Abbildung 1 stellt die Preise für Erdgas ab dem Jahr 2016 sowie die Markterwartungen auf den Großhandelsmärkten in Rotterdam (TTF) und Louisiana (Henry Hub) bis zum Jahr 2034 dar. In den Jahren 2016 bis 2021 waren die europäischen Erdgaspreise bereits spürbar höher als die US-amerikanischen Preise, der Unterschied belief sich zumeist aber auf nicht mehr als 100 Prozent (doppelt so hohe Preise als in den USA). Mit der Krise erhöhten sich zwar auch in den USA die Preise im Jahr 2022, der Anstieg fiel aber in Europa deutlich stärker aus. Gegenwärtig ist der Preis in der EU noch immer deutlich höher als vor der Krise, auch wenn er seit dem Höchststand von Mitte 2022 zurückgegangen ist. Nach den aktuellen Markterwartungen ist davon auszugehen, dass erstens sich die Preisdifferenz zwischen den USA und Europa in den kommenden zehn Jahren nicht schließen wird und zweitens der Gaspreis langfristig auf einem signifikant höheren Niveau als in der Vergangenheit bleibt.

Abbildung 1: Erdgaspreise in Europa und den USA



Forward Kurve am 23. Jänner 2024

Quelle: TTF; Henry Hub; Inercomp; World Bank • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Trotz großer Unsicherheit über die weitere Entwicklung¹ ist zu erwarten, dass sich die Situation nicht wesentlich von der aktuellen unterscheiden wird, und die EU strukturell stärker auf Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) angewiesen sein wird als in der Vergangenheit. Der Hauptgrund für die höhere Preiserwartung für Europa liegt darin, dass von einem deutlich höheren Anteil von LNG-Importen als in der Vergangenheit ausgegangen wird. Weltweit (z.B. auf dem japanischen Markt) war im Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2021 LNG rund 30 Prozent teurer als europäisches Pipelinegas, LNG-Lieferungen aus den USA sind pro Einheit um etwa 50 Prozent teurer als Pipelinegas (Di Comite und Pasimeni, 2023). Ein wesentlicher Grund dafür sind die zusätzlichen Kosten für die energieintensive Verflüssigung und für den Transport mit Spezialschiffen. Darüber hinaus sind Preisunterschiede auf die unterschiedliche Verfügbarkeit alternativer Gasquellen in den jeweiligen Zielmärkten zurückzuführen. In vielen asiatischen Ländern existieren weniger Alternativen als in der EU vor dem Ukraine-Krieg. Grundsätzlich ist in den letzten Jahren eine stark steigende Nachfrage nach LNG zu beobachten, die mit einer hohen

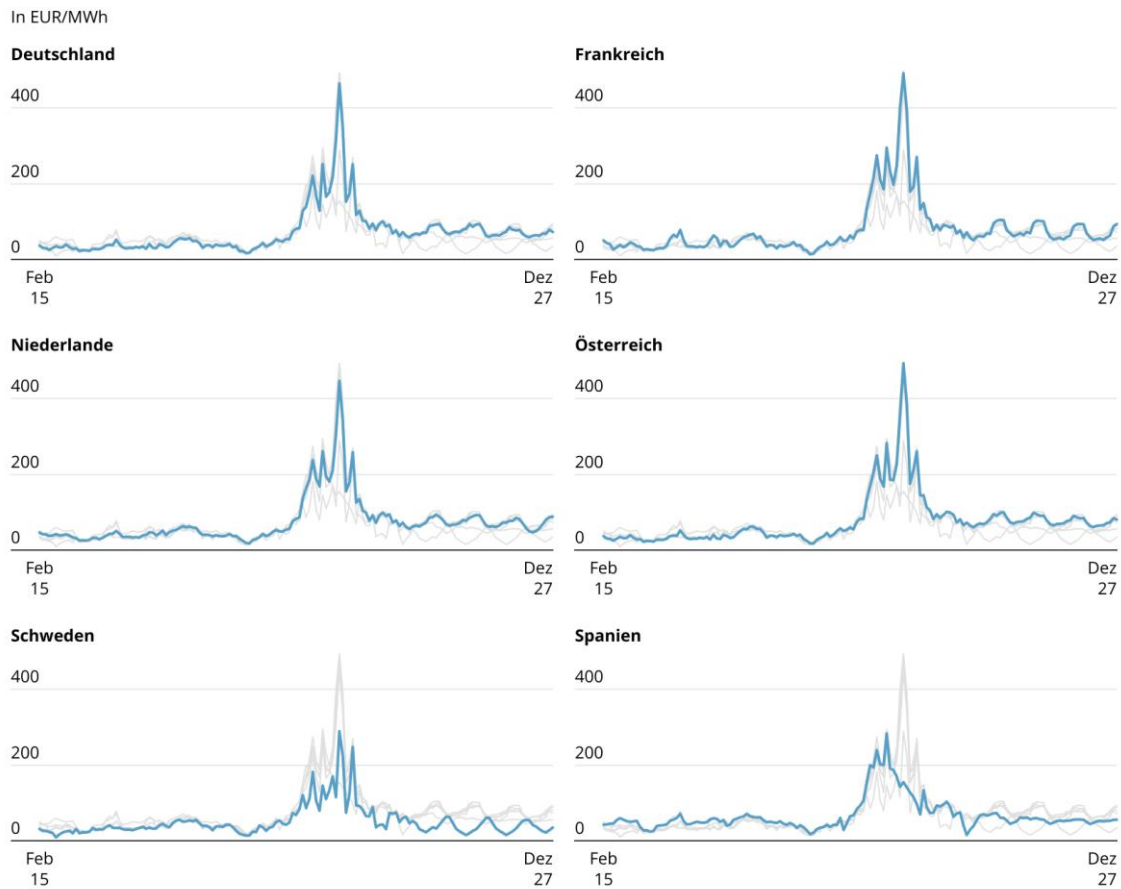
¹ So könnte auf der einen Seite der Fall eintreten, dass sich das Verhältnis zu Russland auf längere Frist wieder entspannt und Erdgaslieferungen wieder aufgenommen werden. Auf der anderen Seite hat die ukrainische Regierung angekündigt, dass mit Ende 2024 der Gastransit beendet wird, wodurch das Angebot von Erdgas in Europa um 5 Prozent zurückgehen könnte, siehe <https://www.politico.eu/article/eu-warns-of-winter-energy-price-hike-as-russia-ukraine-gas-deal-ends/>.

Auslastung der Exportkapazitäten einhergeht. Da die Gasnachfrage insbesondere in Asien, dem bisher wichtigsten Zielmarkt für LNG, auch in Zukunft zunehmen wird, wird die weltweite Nachfrage nach LNG auf absehbare Zeit hoch bleiben und damit auch die Preiserwartungen in Europa und Asien (Hüther et al., 2023). Trotz einer vorübergehenden Entspannung bei der Gasversorgung ist daher nicht mit einer Rückkehr zu Vorkrisenpreisen zu rechnen. Dies hat gleichzeitig erhebliche Auswirkungen auf die Preise der in Österreich produzierten elektrischen Energie, die insbesondere in den Wintermonaten zu einem guten Teil über den Einsatz von Erdgas erzeugt wird.

Preisentwicklung bei elektrischer Energie

Die Abhängigkeit von Erdgas in der Stromerzeugung führt dazu, dass die permanent höheren Erdgaspreise sich auch in höheren Preisen für elektrische Energie in Österreich widerspiegeln. Die Preise für elektrische Energie in der Vergangenheit und aktuelle Markterwartungen auf den Großhandelsmärkten (EPEX und Strombörse EEX) sind in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Preiserwartungen für elektrische Energie mittelfristig signifikant über dem Niveau in der Vergangenheit liegen. Dies gilt insbesondere für Deutschland oder Österreich, wo Erdgas für die Stromproduktion eine wichtige Rolle spielt. Demgegenüber wird etwa in Schweden Erdgas zur Stromproduktion nicht herangezogen. Darüber hinaus beeinflussen auch die Kosten für die EU-ETS Emissionszertifikate die (künftigen) Preise für elektrische Energie. Diese Kosten sind in jenen Ländern bedeutender, in welchen der Anteil an fossilen Quellen für die Stromproduktion hoch ist.

Abbildung 2: Ausblick der Großhandelsstrompreise in ausgewählten Ländern



Bis März 2024: Spotpreise Base (für Schweden Zone SE4). Ab April 2024: HPFC Base (für Schweden Nordic+EPAD SE3 HPFC).
Ausgewertet am 6.03.2024.

Quelle: Inercomp • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

Angesichts der angespannten Lage, die die österreichische und europäische Wettbewerbsfähigkeit unter Druck setzt, stellt sich die Frage, mit welchen Energiepreisen industrielle Kunden in den einzelnen europäischen Ländern in der nahen Zukunft rechnen müssen. Die vorliegende Policy Note nähert sich dieser Frage auf Basis aktueller Daten zu den Preisen für industrielle Kunden in Europa und prognostiziert die Entwicklung unter Heranziehung eines ökonometrischen Modells. Im abschließenden Teil werden politische Handlungsempfehlungen dargelegt, mit dem Ziel, die Kosten für elektrische Energie für die Industrie zu reduzieren, ohne dabei den Strukturwandel zu behindern.

2. ÜBERBLICK ÜBER DIE ELEKTRIZITÄTSPREISE FÜR GEWERBLICHE UND INDUSTRIELLE KUNDEN IN EUROPA

Die Bruttopreise für Endabnehmer setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen. Erstens hängt der Nettopreis von den Preisen an den internationalen Börsen und den Einkaufsstrategien der Stromversorger ab. Die Einkaufsstrategien wiederum hängen vom Energiemix der Produzenten ab. Zweitens bestimmen Abgaben sowie die Netzentgelte einen wesentlichen Teil der Bruttopreise. Entsprechend ist die Veränderung des Bruttopreises sowohl auf die Preisentwicklung der Energieträger sowie des Strompreises an den Strombörsen als auch auf Veränderungen der Abgabenbelastung zurückzuführen.

Bruttopreise über die Zeit

Für die Entwicklung der Strompreise für Industriekunden stehen verschiedene Statistiken zur Verfügung. Diese haben Vor- und Nachteile hinsichtlich der internationalen Vergleichbarkeit und der Verwendung in ökonomischen Analysen. Häufig werden die Daten des Statistischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat), verwendet. Eurostat veröffentlicht halbjährlich Durchschnittspreise für industrielle Abnehmer, die bei den Energieversorgern für verschiedene Verbrauchsgruppen erhoben werden. Die nationalen Preise werden als gewichtete Durchschnitte (auf Grundlage des Marktanteils der jeweiligen Energieversorger) ermittelt. Dabei wird zwischen folgenden Preisen unterschieden: (1) ohne Abgaben (Nettopreis), (2) ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern, (3) inklusive aller Steuern und Abgaben (Bruttopreis). Der Gesamtpreis (3) sollte daher alle anfallenden Gebühren abzüglich etwaiger Rabatte enthalten. Die folgenden Abbildungen² zeigen die Entwicklung der Bruttopreise zwischen 2007 und 2023 in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten und Norwegen, gegliedert nach der Gruppe der Abnehmer:

- Gruppe IA: Verbrauch weniger als 20 MWh
- Gruppe IB: Verbrauch von 20 MWh bis 499 MWh
- Gruppe IC: Verbrauch von 500 MWh bis 1.999 MWh
- Gruppe ID: Verbrauch von 2.000 MWh bis 19.999 MWh
- Gruppe IE: Verbrauch von 20.000 MWh bis 69.999 MWh
- Gruppe IF: Verbrauch von 70.000 MWh bis 149.999 MWh

² Zur besseren Vergleichbarkeit werden in allen Grafiken die Preise für Österreich mit einer rosa Linie dargestellt. Einzelne Grafiken sind auch online unter dem angegebenen Link verfügbar.

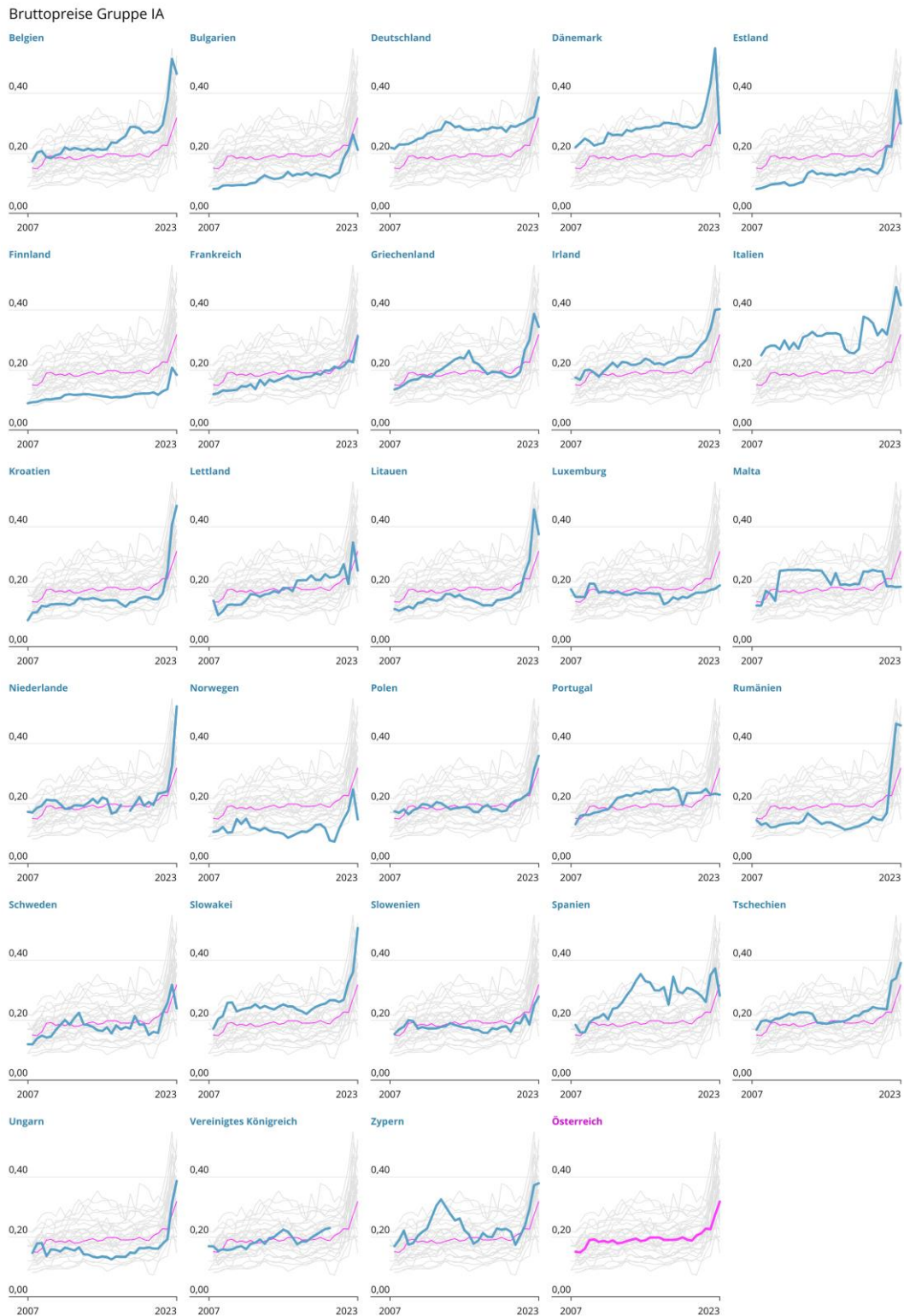
- Gruppe IG: Verbrauch von 150.000 MWh oder mehr.

In der Gruppe der kleinen gewerblichen Kunden (IA und IB, Abbildung 3, Abbildung 4) bewegten sich die Bruttopreise für eine Kilowattstunde bis zum russischen Einmarsch in der Ukraine zwischen ca. 10 und 30 Cent. Österreich lag mit Preisen zwischen 19 und 20 Cent (IA) bzw. 15 und 16 Cent (IB) im Mittelfeld. Signifikant höhere Preise gab es in Deutschland, Dänemark und Italien. In Ländern die stärker auf erneuerbare Energiequellen in der Stromerzeugung gesetzt haben, waren die Preise über lange Zeit niedriger. Das betrifft etwa Norwegen, Finnland und Schweden. Seit der zweiten Hälfte des Jahres 2022 haben die Preise markant angezogen und stiegen auf ein Niveau zwischen 15 Cent (Norwegen) und 52 Cent (Niederlande) in der Gruppe IA und 14 Cent (Norwegen) und 45 Cent (Rumänien) in der Gruppe IB (Preis 1. Jahreshälfte 2023). Österreich liegt auch nach dem Preisanstieg weiterhin in der Mitte der Länder mit einem Preis von 32 Cent pro kWh (Gruppe IA) bzw. 31 Cent (Gruppe IB).

Für mittelgroße Industrieunternehmen mit einem Verbrauch zwischen 500 und 70.000 MWh (Abbildung 5 bis Abbildung 7) lagen die Preise vor dem russischen Aggressionskrieg zwischen 8 und 25 Cent pro Kilowattstunde. Auch bei dieser Kundengruppe lag Österreich im Mittelfeld der betrachteten Länder. Seit 2022 sind die Preise in allen Ländern gestiegen, in Österreich allerdings stärker als in den anderen EU-Mitgliedstaaten. So beliefen sich die Preise in Österreich in der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2022 und der ersten Jahreshälfte des Jahres 2023 auf 23 bis 27 Cent pro kWh, bzw. 31 Cent (2023, Gruppe IC), womit Österreich in der ersten Jahreshälfte des Jahres 2023 in die Gruppe der Länder mit den höchsten Preisen rutschte. Für die Unternehmen der Gruppen IC und ID lagen die Bruttostrompreise in nur fünf EU-Ländern höher, in der Gruppe IE in nur drei Ländern (Ungarn, Zypern und die Slowakei). Die niedrigsten Preise zeigen sich für die iberische Halbinsel und skandinavische Länder. Das Niveau lag um etwa 10 Cent pro kWh niedriger als in Österreich.

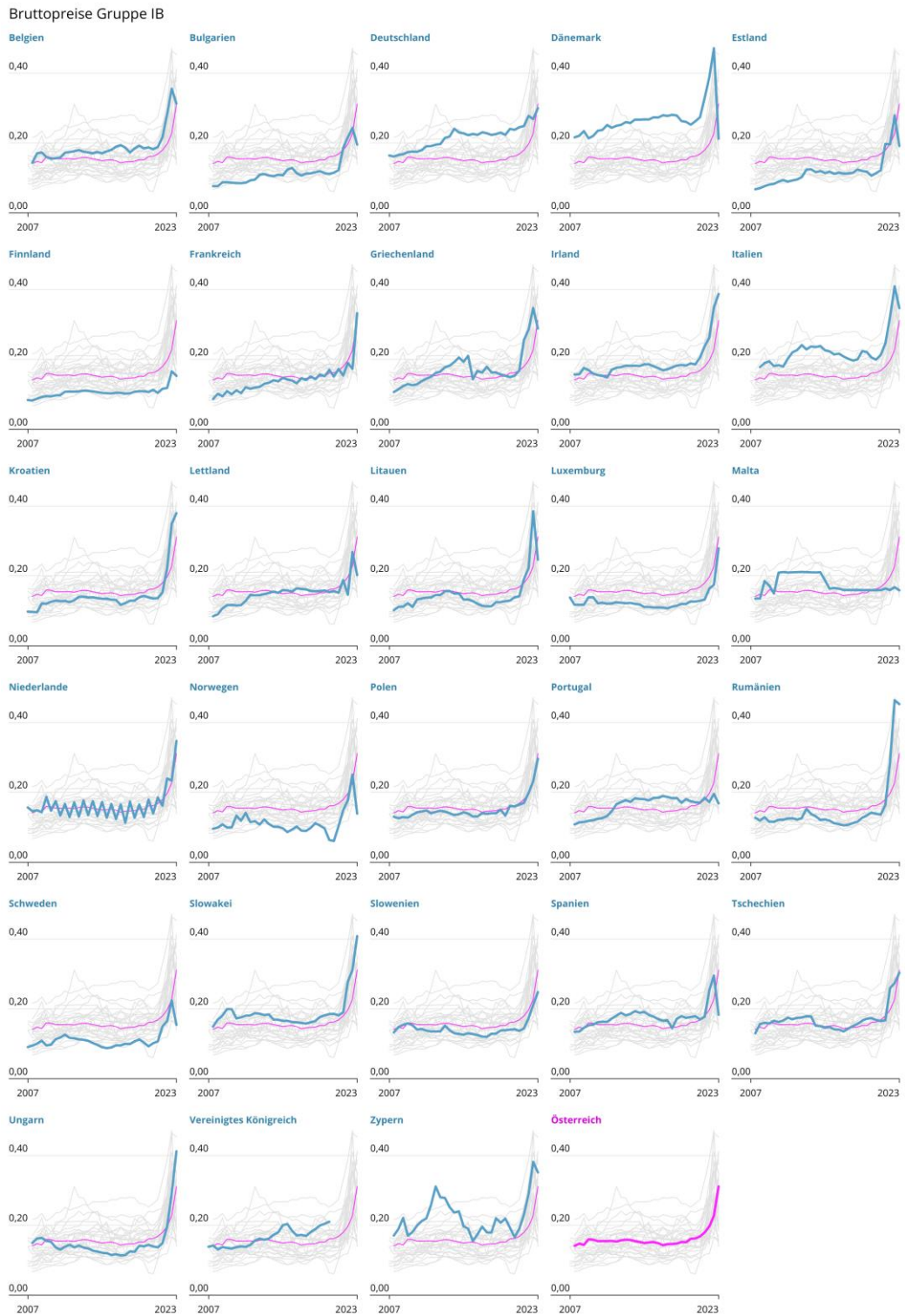
Für Unternehmen der Großindustrie (Gruppen IF und IG, Abbildung 8 und Abbildung 9) bewegten sich die Preise in der Vergangenheit um 10 Cent (Gruppe IF) bzw. 7 Cent (Gruppe IG) pro kWh. Wiederum lag Österreich damit im EU-Mittelfeld. Mit dem Krieg Russlands gegen die Ukraine haben die Preise für Großabnehmer von elektrischer Energie in allen Ländern erheblich zugelegt. In der Gruppe IG belegte Österreich mit dem Durchschnittspreis von 23 Cent pro kWh zuletzt den fünfthöchsten Platz. Strom ist damit deutlich teurer als in Portugal und Norwegen (6 Cent) oder Frankreich und Schweden (10 Cent).

Abbildung 3: Bruttopreise in der Gruppe IA 2007 bis 2023³



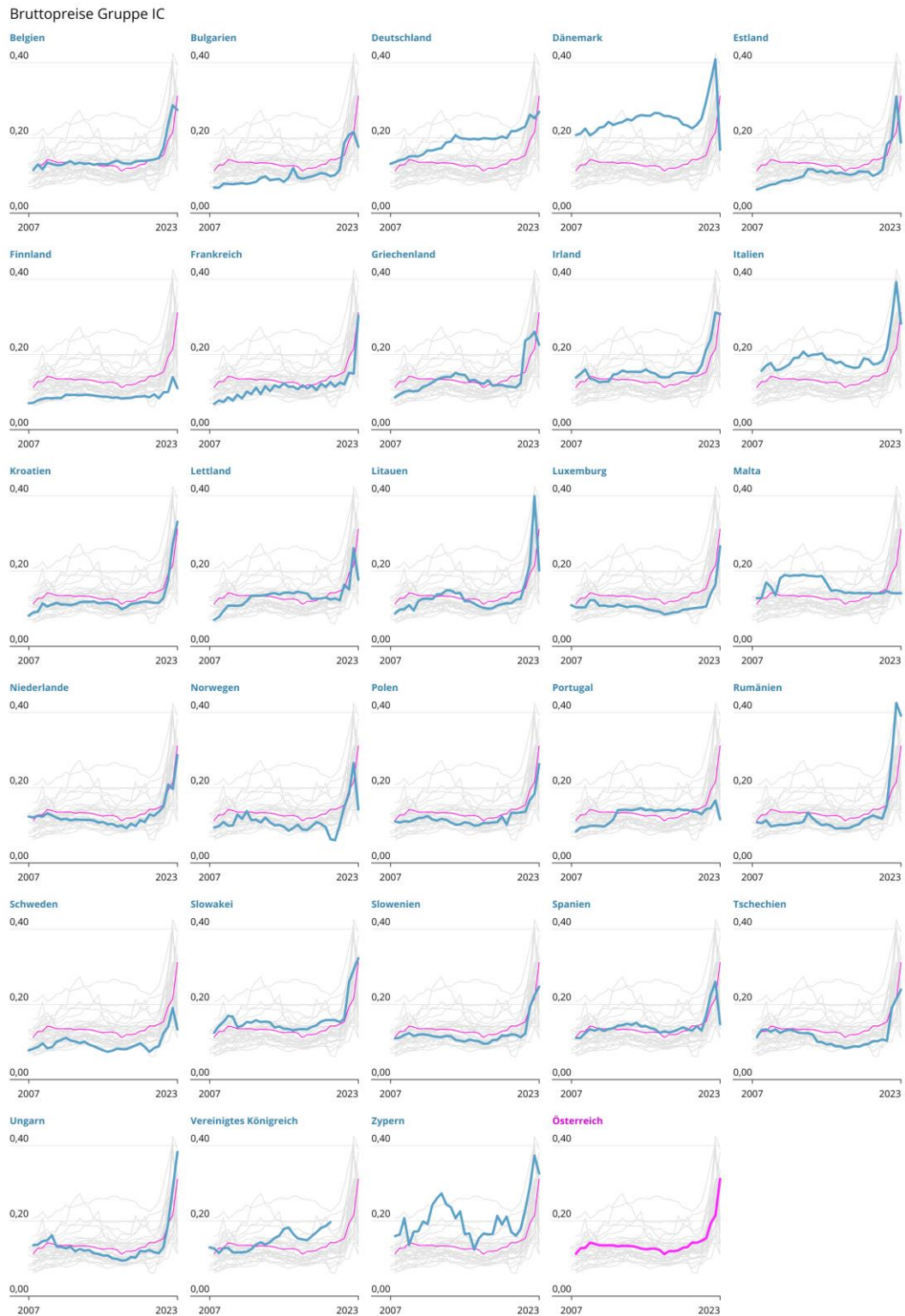
³ Online Version verfügbar unter: <https://www.datawrapper.de/BIUFC/>

Abbildung 4: Bruttopreise in der Gruppe IB 2007 bis 2023⁴



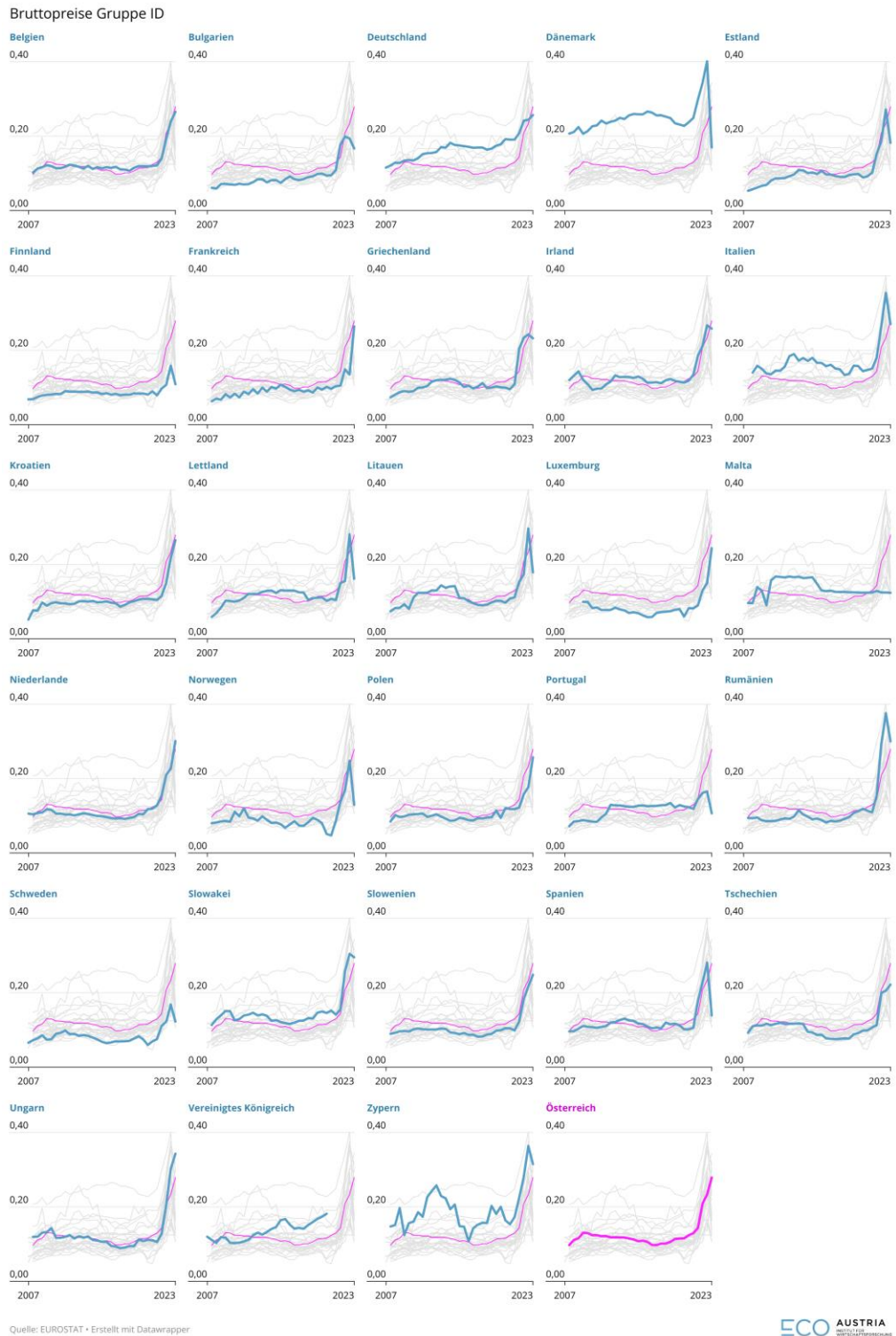
⁴ Online Version verfügbar unter https://www.datawrapper.de/_/RI83Z/

Abbildung 5: Bruttopreise in der Gruppe IC 2007 bis 2023⁵



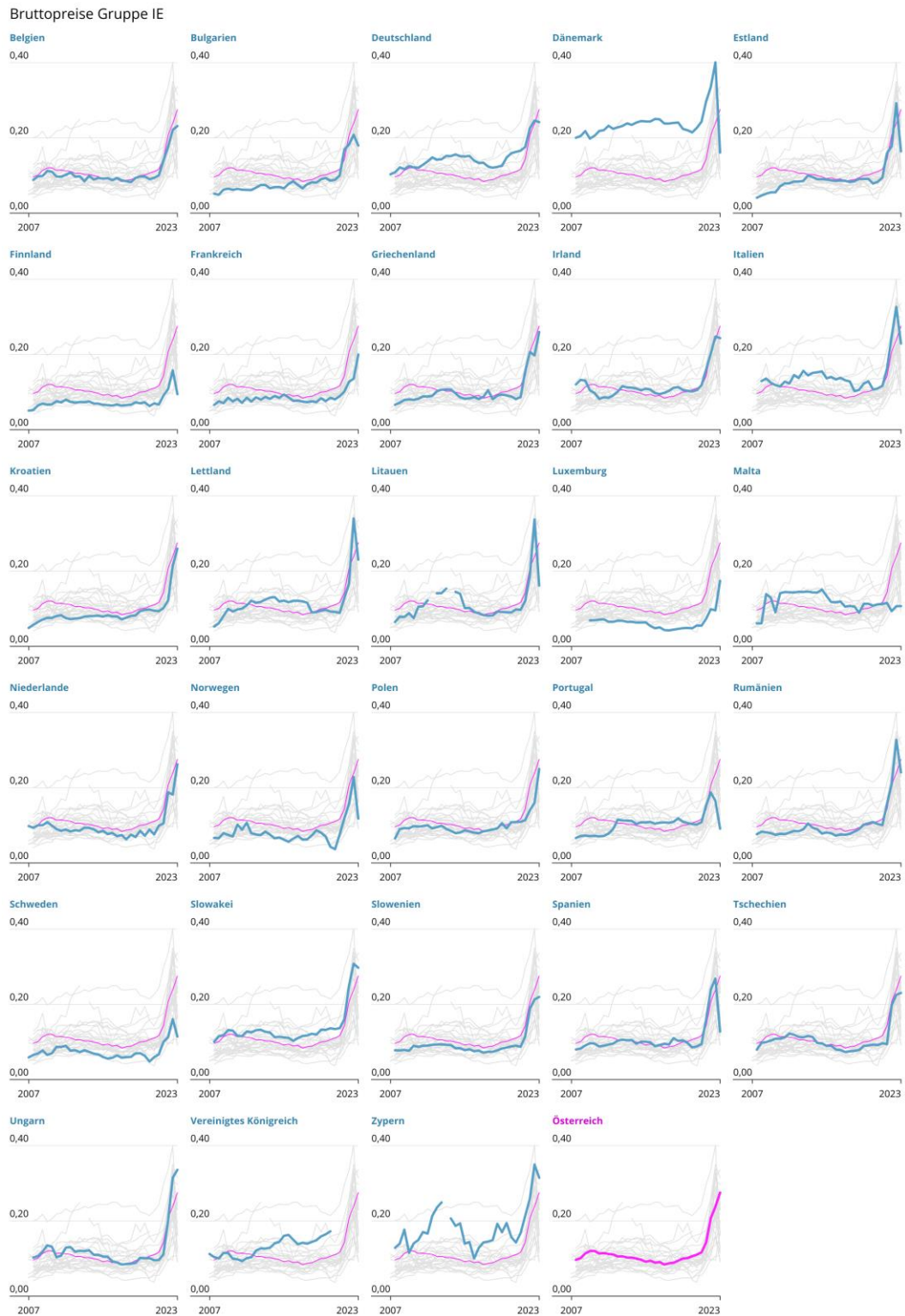
⁵ Online verfügbar unter <https://datawrapper.dwcdn.net/3Uzle/2/>

Abbildung 6: Bruttopreise in der Gruppe ID 2007 bis 2023⁶



⁶ Online verfügbar unter <https://www.datawrapper.de/ /dyB7Z/>

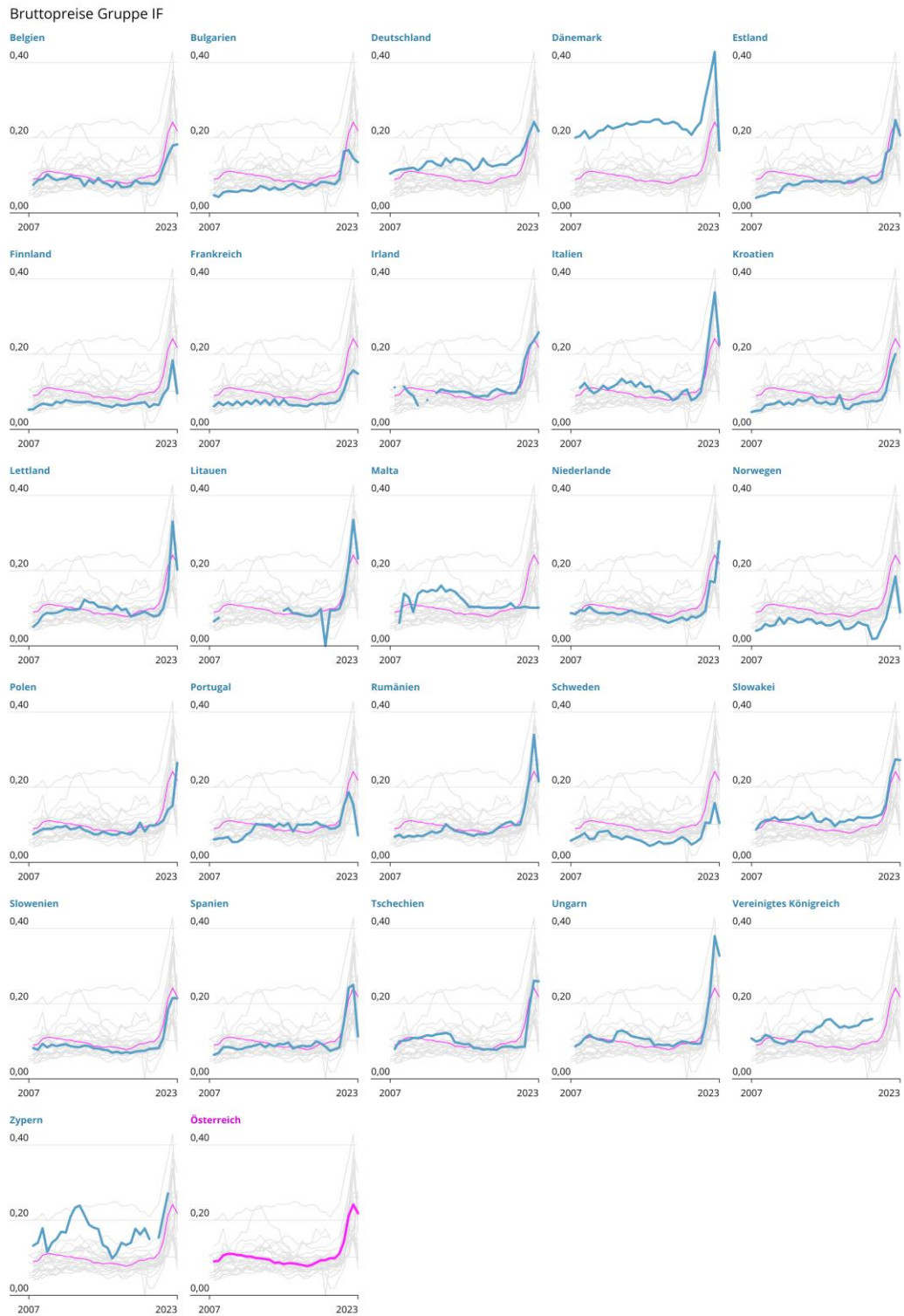
Abbildung 7: Bruttopreise in der Gruppe IE 2007 bis 2023⁷



Quelle: EUROSTAT • Erstellt mit Datawrapper

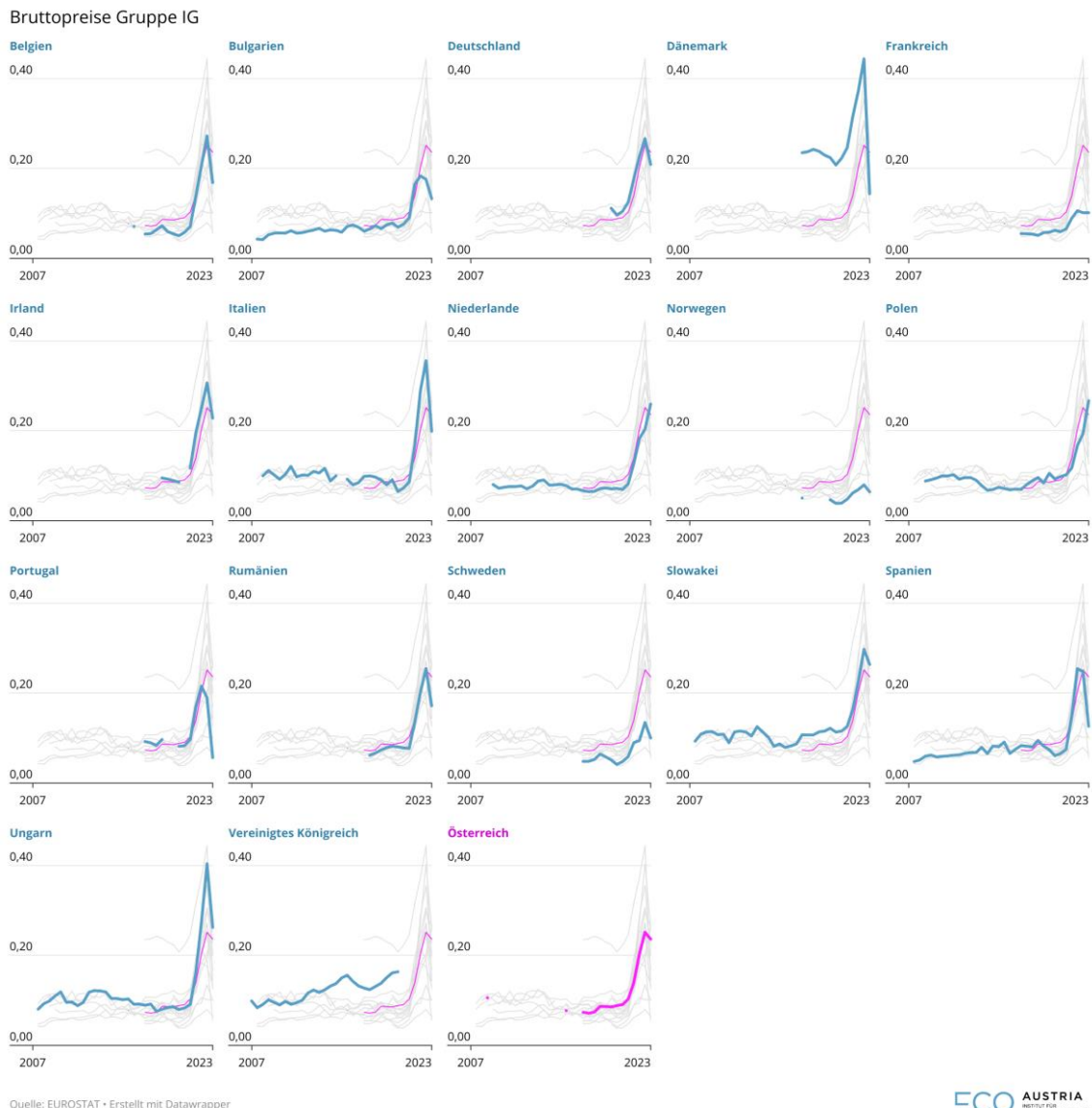
⁷ Online verfügbar unter <https://www.datawrapper.de/ /C1i0e/>

Abbildung 8: Bruttopreise in der Gruppe IF 2007 bis 2023⁸



Quelle: EUROSTAT • Erstellt mit Datawrapper

⁸ Online verfügbar unter https://www.datawrapper.de/_/IRT8I/?v=2

Abbildung 9: Bruttopreise in der Gruppe IG 2007 bis 2023⁹

Die Entwicklung der Bruttopreise ist durch die Nettopreise, aber auch Abgaben und Netzentgelte bestimmt (siehe nächstes Kapitel für die Analyse der Determinanten). Als Ausgangspunkt wird nachfolgend der Anteil der Nettopreise am Endkundenpreis analysiert. Da der Anstieg des Nettopreises im Gefolge des Krieges das Verhältnis deutlich verändert hat, wird der Schnitt der Jahre 2017 bis 2021 sowie das Jahr 2022 dargestellt.

⁹ Anzahl der Länder niedriger, da nicht in jedem Land die Abnehmer mit einem Verbrauch von über 150 000 MWh existieren. Online verfügbar unter https://www.datawrapper.de/_j3ZUj/

Zusammensetzung der Bruttopreise

Tabelle 1 bis Tabelle 7 stellen den Anteil des Nettopreises am Bruttopreis für die Perioden 2017 bis 2021 sowie für 2022 für die verschiedenen Abnehmergruppen dar. In allen Kundensegmenten zeigt sich für Österreich eine überdurchschnittliche Rolle der Abgaben und Netzentgelte für die Bestimmung der Bruttopreise. Für die kleinsten Abnehmer (IA) beträgt der Anteil des Nettopreises lediglich 33 Prozent, das heißt 2/3 des Preises in den Jahren 2017 bis 2021 ist auf Abgaben und Entgelte zurückzuführen. Im selben Zeitraum betrug der Anteil des Nettopreises im Schnitt der Eurozone über 40 Prozent. Österreich liegt damit zwar unter diesem Wert aber in etwa im unteren Mittelfeld der Vergleichsländer. Anders sieht die Sachlage bei größeren Abnehmern aus. In der Gruppe IB ist der Anteil der Abgaben und Entgelte in nur fünf Ländern höher, in den Gruppen IC und IF in nur vier Ländern, in der Gruppen ID, IE und IG jeweils in nur drei Ländern.

Im Jahr 2022 ist der Anteil des Nettopreises in allen Ländern signifikant gestiegen. Neben dem dramatischen Anstieg der Beschaffungspreise war dies auch ein Ergebnis der fiskalischen Maßnahmen zur Abfederung der gestiegenen Kosten, die zum Teil auf eine Reduktion der Abgaben und Netzentgelte abzielten. In Österreich wurden diverse Maßnahmen gesetzt, die auch Unternehmen betrafen. So wurde z.B. die Elektrizitätsabgabe auf das Mindestniveau gesenkt und die Erneuerbaren-Förderpauschale ausgesetzt. Mit der Kompensation der höheren Kosten für Netzverluste wurde eine weitere Entlastung beschlossen. In der Box werden einige jener Maßnahmen aufgeführt, die verschiedene europäische Staaten im Zuge der Energiekrise umgesetzt haben.

Box: Weitere im Rahmen der Energiekrise nationalstaatlich beschlossene Maßnahmen

Im Zuge der Energiekrise wurden in Europa diverse Maßnahmen getroffen, die sich unter anderem an energieintensive Unternehmen richteten. Dabei waren Maßnahmen aus den folgenden Kategorien europaweit von Bedeutung:

1. Zuschüsse
2. Preisdeckel
3. Kompensation für indirekte CO₂-Emissionen
4. Reduktion der Netzentgelte
5. Steuerliche Maßnahmen
6. Darlehen und Garantien.

Zuschüsse an Unternehmen im Rahmen des Temporary Crisis Framework wurden in mehreren europäischen Ländern eingeführt. In Österreich erfolgte die Umsetzung durch den Energiekostenzuschuss (I und II). In einigen Ländern, darunter Österreich, Deutschland und

Frankreich, gab es spezielle Regelungen für energieintensive Unternehmen (Energiekosten als Anteil vom Produktionswert von 3% und mehr), um den europarechtlichen Vorgaben zu entsprechen. In manchen Ländern (z.B. Italien) stand der Zuschuss allen Wirtschaftszweigen offen. Frankreich (EdF), Spanien und Portugal (Kraftwerke) haben neben Zuschüssen an Unternehmen zusätzlich Zuschüsse für Energieproduzenten eingeführt.

In Österreich stand der Energiekostenzuschuss auch KMUs zu. In anderen Ländern (unter anderem Deutschland, Frankreich oder Kroatien) erfolgte die Unterstützung von kleinen und mittleren Unternehmen über einen Preisdeckel für Energie, wobei der gedeckelte Preis häufig für einen festgelegten Verbrauch in Anspruch genommen werden konnte. In Frankreich, Spanien und Portugal kam es auch zu einer Deckelung von Großhandelspreisen.

Eine weitere verbreitete Maßnahme bestand in einer Reduktion der Netzentgelte, wie etwa in Italien (für KMUs), Spanien (für energieintensive Unternehmen), oder Norwegen und Finnland (alle Zweige). In Norwegen und Italien wurden die Netzentgelte auf Null reduziert, in Spanien um 80%. In Österreich wurden die Netzverlustentgelte im Jahr 2023 mit 186 Euro je MWh bedeckt.

Steuerliche Maßnahmen wurden in Deutschland (vorgezogene Abschaffung der EEG-Umlage), Frankreich (Reduktion der Stromverbrauchsteuer von 22,5 Euro je MWh auf 50 Cent), Österreich (Aussetzung der Erneuerbaren Förderpauschale und -beitrag sowie Senkung der Elektrizitäts- und Erdgasabgabe auf das europäisch festgelegte Mindestniveau), Dänemark (Reduktion der Stromsteuer um 4 Cent je kWh) und einigen weiteren Ländern getroffen.

Tabelle 1: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IA)

Land	2017-2021	2022
Dänemark	23,0%	56,2%
Slowakei	24,4%	42,7%
Lettland	25,5%	43,0%
Schweden	25,9%	42,8%
Belgien	26,1%	50,9%
Portugal	29,1%	54,9%
Deutschland	30,1%	38,6%
Tschechien	31,4%	45,3%
Slowenien	32,0%	55,2%
Polen	32,9%	41,9%
Österreich	33,2%	48,1%
Litauen	33,2%	50,6%
Estland	35,5%	57,2%
Italien	35,5%	63,5%
Norwegen	36,0%	57,6%
Frankreich	36,5%	51,3%
Luxemburg	37,7%	52,0%
EA	41,2%	52,6%
Finnland	41,5%	57,4%
Ungarn	42,2%	57,4%
Kroatien	44,5%	66,8%
Spanien	45,5%	47,1%
Rumänien	46,1%	69,0%
Irland	47,9%	65,8%
Griechenland	50,2%	110,8%
Zypern	56,0%	57,6%
Bulgarien	62,2%	107,0%
Malta	83,0%	81,0%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 2: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IB)

Land	2017-2021	2022
Deutschland	28,5%	42,0%
Belgien	28,8%	52,7%
Dänemark	30,7%	61,0%
Slowakei	31,3%	53,9%
Lettland	32,3%	52,4%
Österreich	33,9%	52,6%
Polen	34,0%	42,6%
Niederlande	34,7%	53,9%
Portugal	35,9%	64,0%
Frankreich	37,8%	54,6%
Tschechien	38,9%	57,2%
Italien	39,5%	67,1%
Litauen	39,6%	64,1%
Schweden	40,0%	56,8%
Norwegen	40,0%	62,9%
Finnland	40,2%	55,0%
Estland	40,4%	61,1%
Slowenien	41,0%	62,7%
Ungarn	42,5%	58,7%
EA	43,3%	55,9%
Kroatien	44,2%	67,6%
Rumänien	44,9%	68,2%
Luxemburg	45,8%	61,6%
Spanien	46,4%	54,1%
Irland	47,7%	66,3%
Griechenland	52,1%	114,0%
Zypern	55,0%	55,7%
Bulgarien	62,6%	116,8%
Malta	77,8%	77,9%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 3: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IC)

Land	2017-2021	2022
Deutschland	30,8%	46,1%
Slowakei	32,6%	58,7%
Dänemark	33,8%	63,1%
Belgien	33,8%	57,1%
Österreich	34,9%	58,9%
Lettland	36,5%	58,8%
Polen	37,7%	44,7%
Norwegen	39,8%	63,8%
Portugal	40,1%	78,2%
Litauen	41,9%	68,5%
Italien	42,0%	72,7%
Niederlande	42,2%	58,2%
Estland	42,8%	66,9%
Frankreich	43,3%	64,2%
Schweden	45,7%	61,5%
Kroatien	46,2%	66,8%
Finnland	46,6%	61,5%
Ungarn	46,8%	64,5%
Tschechien	47,0%	65,7%
EA	47,1%	61,7%
Rumänien	47,2%	69,4%
Slowenien	48,1%	70,5%
Luxemburg	49,2%	67,8%
Irland	51,0%	68,8%
Spanien	53,4%	61,9%
Zypern	56,9%	57,1%
Griechenland	60,3%	130,8%
Bulgarien	66,1%	125,8%
Malta	75,6%	75,1%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 4: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (ID)

Land	2017-2021	2022
Deutschland	33,5%	52,0%
Dänemark	33,9%	62,5%
Slowakei	34,4%	63,9%
Österreich	38,3%	65,8%
Belgien	39,1%	60,4%
Polen	40,7%	48,7%
Lettland	41,6%	65,7%
Portugal	41,7%	80,1%
Niederlande	43,3%	62,0%
Litauen	44,8%	66,9%
Estland	45,5%	67,7%
Tschechien	47,3%	66,9%
Norwegen	47,7%	68,6%
Italien	48,0%	77,5%
Finnland	48,2%	65,3%
Frankreich	49,2%	67,5%
Rumänien	49,3%	70,7%
Ungarn	50,0%	68,1%
Kroatien	50,6%	67,8%
EA	51,1%	66,7%
Schweden	51,3%	65,4%
Slowenien	53,8%	74,0%
Luxemburg	55,6%	72,3%
Zypern	58,0%	58,1%
Spanien	58,6%	68,7%
Griechenland	63,6%	137,5%
Irland	65,5%	78,7%
Bulgarien	67,8%	132,3%
Malta	73,0%	72,4%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 5: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IE)

Land	2017-2021	2022
Slowakei	36,4%	65,6%
Dänemark	36,9%	64,3%
Deutschland	37,0%	56,1%
Österreich	42,4%	69,7%
Polen	42,4%	50,2%
Lettland	44,9%	70,4%
Litauen	47,6%	73,2%
Portugal	47,7%	81,3%
Belgien	48,1%	68,2%
Tschechien	49,1%	68,0%
Estland	49,1%	71,0%
Rumänien	52,3%	70,5%
Ungarn	53,0%	70,4%
Norwegen	55,4%	71,7%
Kroatien	56,3%	71,5%
Frankreich	56,7%	72,2%
EA	57,8%	71,5%
Finnland	57,9%	73,8%
Niederlande	58,1%	71,9%
Schweden	58,9%	69,9%
Zypern	59,2%	60,0%
Italien	59,5%	83,0%
Slowenien	60,2%	77,2%
Spanien	66,2%	74,2%
Irland	69,1%	80,7%
Malta	69,3%	66,9%
Bulgarien	70,3%	125,2%
Griechenland	70,4%	138,9%
Luxemburg	78,0%	81,5%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 6: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IF)

Land	2017-2021	2022
Dänemark	36,7%	66,4%
Deutschland	37,8%	58,0%
Slowakei	38,1%	66,5%
Polen	42,1%	52,8%
Österreich	45,5%	72,0%
Tschechien	47,0%	62,0%
Lettland	49,1%	74,6%
Litauen	50,4%	74,0%
Estland	50,8%	70,2%
Portugal	50,9%	82,0%
Ungarn	53,3%	72,0%
Rumänien	54,3%	70,1%
Belgien	57,3%	72,7%
Finnland	58,1%	75,3%
EA	61,4%	73,7%
Schweden	62,0%	72,3%
Niederlande	62,2%	75,4%
Slowenien	63,9%	79,7%
Frankreich	65,4%	80,0%
Norwegen	67,9%	77,0%
Spanien	68,1%	77,4%
Malta	68,4%	67,2%
Kroatien	70,1%	76,6%
Italien	71,4%	85,5%
Irland	72,2%	81,7%
Bulgarien	76,0%	149,2%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Tabelle 7: Anteil des Nettopreises am Gesamtpreis (IG)

Land	2017-2021	2022
Dänemark	37,3%	67,1%
Slowakei	41,3%	73,7%
Polen	41,6%	54,6%
Österreich	48,6%	73,4%
Ungarn	57,4%	74,5%
Rumänien	60,7%	72,8%
Niederlande	62,9%	77,4%
Schweden	67,3%	74,4%
Spanien	68,7%	79,1%
EA	68,7%	76,7%
Belgien	71,9%	79,9%
Italien	73,9%	86,0%
Frankreich	74,6%	80,2%
Bulgarien	76,1%	139,1%

EA steht für den Durchschnitt der Eurozone

Quelle: Eurostat; Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

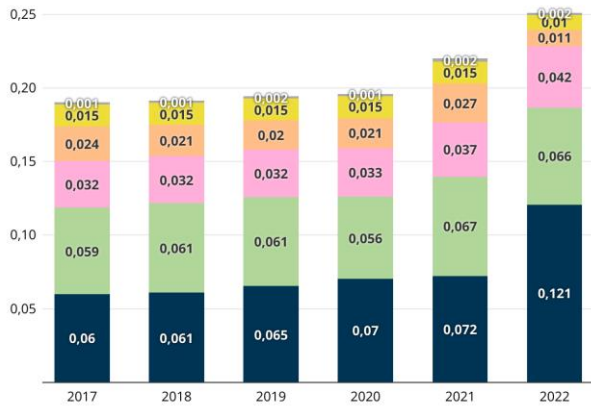
In den Jahren 2017 bis 2021 waren in Österreich in den Gruppen IA bis IE nach dem Energiepreis die Netzentgelte die bedeutendste Komponente. In der Gruppe IA lag in den Jahren 2017 und 2018 der Energiepreis im Schnitt bei 6 Cent, ebenso wie die Netzentgelte. Für Unternehmen mit deutlich höherem Verbrauch sinkt der prozentuelle Anteil der Netzentgelte am Bruttopreis zwar, ist aber dennoch eine wesentliche Komponente. Die Umsatzsteuer beträgt je nach Abnehmergruppe zwischen 1 und 3 Cent pro Kilowattstunde, ist aber im Rahmen der Vorsteuer abzugsfähig. Weiters sind die Elektrizitätsabgabe und der Ökostromförderbeitrag bedeutend. Die Elektrizitätsabgabe betrug in der Vergangenheit 1,5 Cent je kWh und wurde 2022 auf das europäische Mindestniveau gesenkt. Der Ökostromförderbeitrag hingegen variiert sowohl über die Zeit als auch zwischen den Abnehmergruppen (die Höhe sinkt mit dem jährlichen Verbrauch). Für gewerbliche Kunden der Gruppen A und B betrug der Beitrag etwa 2 Cent, er sinkt auf etwa 0,6 Cent für Unternehmen in der höchsten Verbrauchsgruppe. Aufgrund des Aussetzens des Erneuerbaren-Förderbeitrages in den Jahren 2022 und 2023 blieb der Beitrag zum Preis im Jahr 2022 minimal.

Abbildung 10: Zusammensetzung der Preise in Österreich (Gruppen A bis D)

Gruppe IA

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige

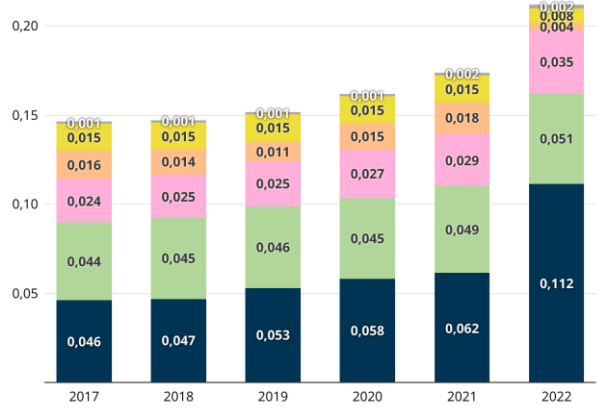


Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Gruppe IB

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige

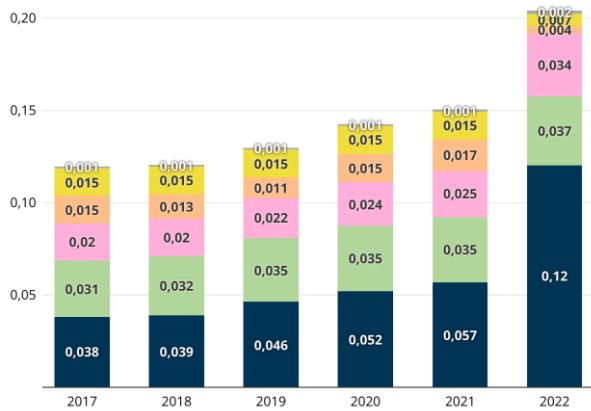


Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Gruppe IC

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige

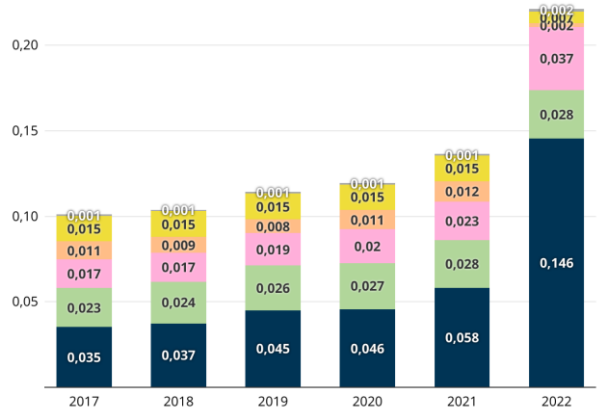


Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Gruppe ID

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige



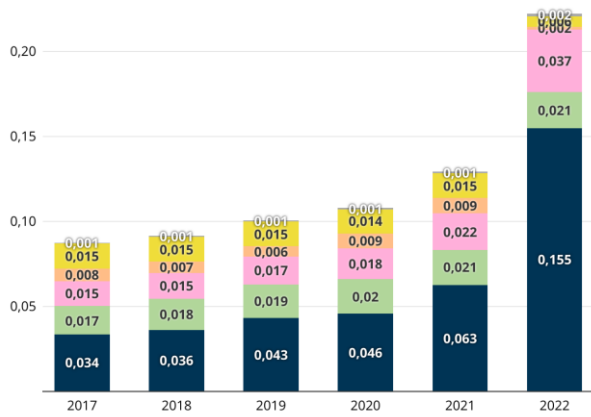
Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Abbildung 11: Zusammensetzung der Preise in Österreich (Gruppen E bis G)

Gruppe IE

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige

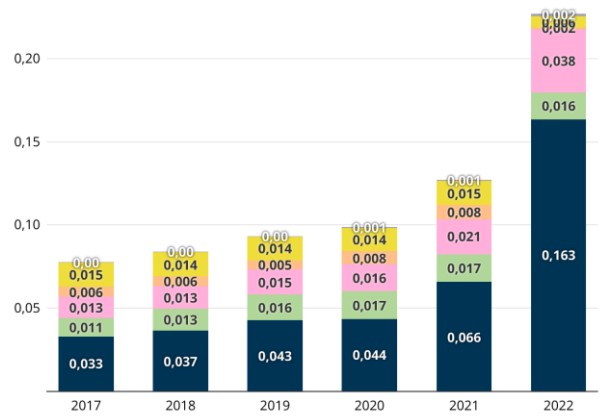


Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Gruppe IF

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige

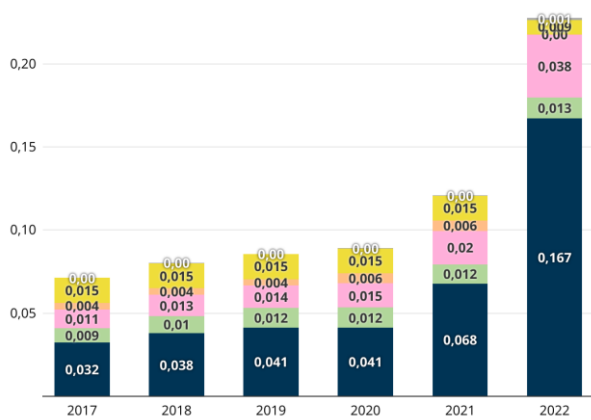


Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Gruppe IG

In EUR/kWh

■ Energie ■ Netzkosten ■ Umsatzsteuer ■ Steuern für erneuerbare Energien (Ökostromförderbetrag) ■ Umweltsteuern (Elektrizitätsabgabe) ■ Sonstige



Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

Im internationalen Vergleich ist die Höhe der Netzentgelte in Österreich etwa im europäischen Durchschnitt (siehe Tabelle 8). Im Schnitt der EU und zwischen 2017 und 2021 betragen diese 6,5 Cent je kWh, während es in Österreich 6,1 Cent waren. Im Jahr 2022 sind diese allerdings in einigen Ländern stark gestiegen, weswegen sich der EU-Schnitt auf 7,5 Cent erhöhte.

Tabelle 8: Höhe der Netzentgelte im internationalen Vergleich (alle Abnehmergruppen)¹⁰

Land	Anteil 2017-2021	Höhe 2017-2021	Anteil 2022	Höhe 2022
Slowakei	44,3%	0,111	32,8%	0,113
Belgien	38,0%	0,105	21,1%	0,094
Tschechien	42,8%	0,097	32,8%	0,111
Schweden	52,3%	0,094	36,9%	0,102
Lettland	40,1%	0,094	28,3%	0,092
Deutschland	37,6%	0,071	24,4%	0,078
Litauen	42,1%	0,070	31,6%	0,117
Irland	27,0%	0,067	19,4%	0,072
EU	34,4%	0,065	23,6%	0,075
EA	32,4%	0,064	23,0%	0,074
Polen	32,2%	0,062	25,2%	0,067
Österreich	30,6%	0,061	26,3%	0,066
Spanien	21,3%	0,060	26,6%	0,086
Luxemburg	36,0%	0,059	30,5%	0,058
Frankreich	29,6%	0,057	27,0%	0,062
Estland	38,4%	0,057	22,3%	0,071
Portugal	23,8%	0,056	31,9%	0,074
Italien	17,8%	0,056	16,2%	0,070
Slowenien	31,9%	0,056	20,7%	0,045
Kroatien	35,2%	0,055	17,3%	0,057
Dänemark	20,6%	0,049	11,6%	0,048
Ungarn	31,0%	0,047	22,4%	0,055
Finnland	32,6%	0,040	24,1%	0,041
Griechenland	19,0%	0,037	9,6%	0,033
Rumänien	27,1%	0,036	10,4%	0,042
Zypern	14,4%	0,030	8,4%	0,028
Norwegen	27,4%	0,029	14,0%	0,029
Bulgarien	21,4%	0,029	18,9%	0,045
Malta	11,5%	0,026	13,5%	0,027

Anteil der Netzentgelte an Bruttopreis in Prozent; Höhe der Netzentgelte in EUR je kWh.

Quelle: Eurostat • Erstellt mit Datawrapper

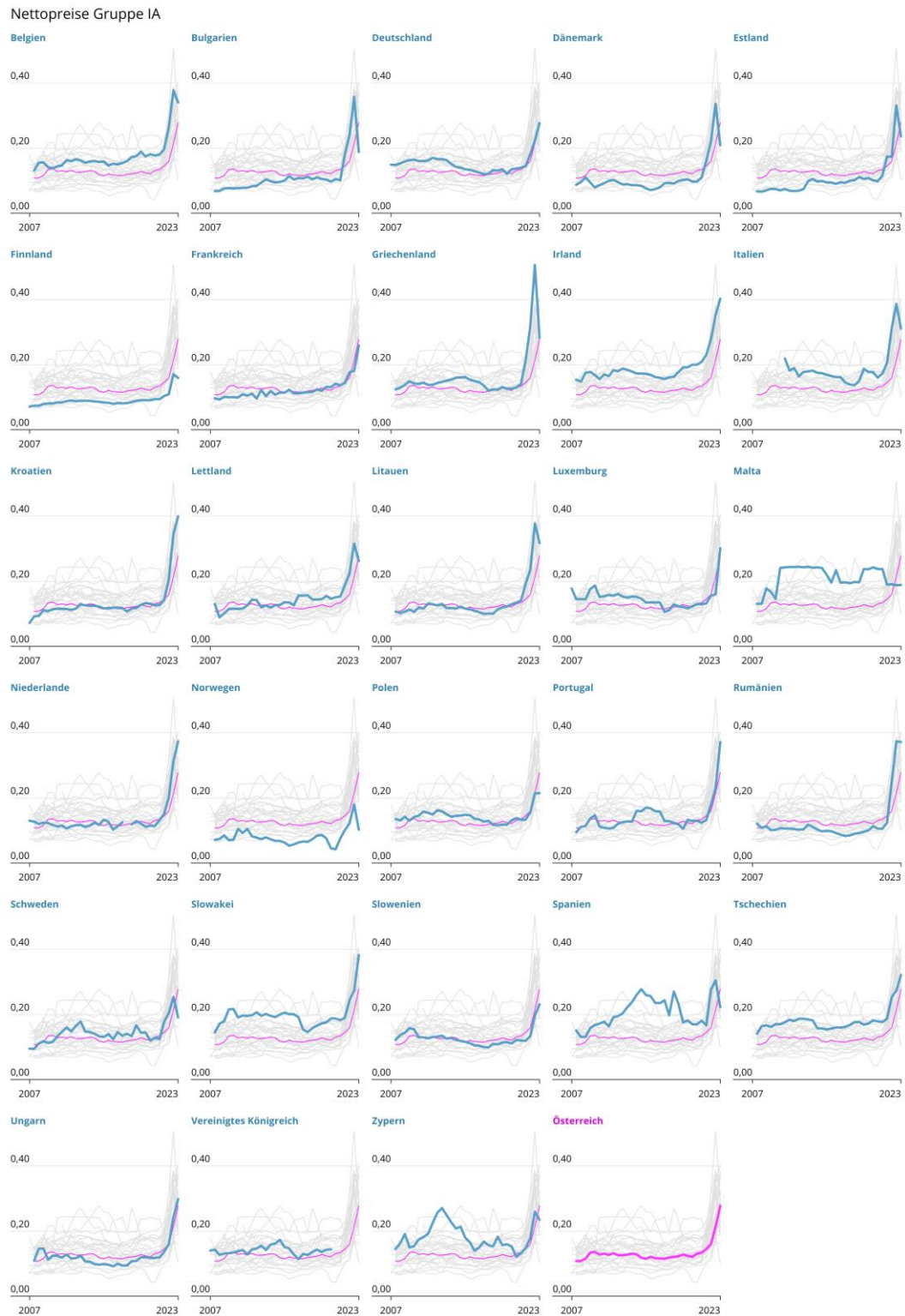
¹⁰ Online Grafik: https://www.datawrapper.de/_j7gJG/

Nettopreise über die Zeit und deren Determinanten

Nicht nur die Brutto- sondern auch die Nettopreise haben sich in der EU unterschiedlich entwickelt. Die Entwicklung hängt von mehreren Faktoren ab, primär vom Energiemix in der Produktion elektrischer Energie sowie den Präferenzen der Nachfrage bezüglich Preisbindung bzw. Flexibilität (höhere oder niedrigere Abhängigkeit von (kurzfristigen) Großhandelspreisen). Dabei lässt sich feststellen, dass die Nettopreise in Österreich, insbesondere für große industrielle Kunden, im langjährigen Vergleich zu den niedrigsten in Europa gehören. In der Gruppe IA bewegte sich der Preis in Europa in den Jahren 2007 bis 2022 zwischen 5 Cent (Norwegen) und 28 Cent (Spanien) pro Kilowattstunde. Österreich befand sich mit einem Preis von 12 bis 13 Cent pro Kilowattstunde im Mittelfeld der analysierten Länder. Für die zweite Hälfte des Jahres 2022 zeigt sich in allen Ländern ein enormer Anstieg der Nettopreise. Die Entwicklung im weiteren Verlauf ist allerdings stark davon abhängig, wie die Verträge der einzelnen Abnehmer bzw. die Beschaffung auf den Großhandelsbörsen konkret ausgestaltet sind. In der ersten Hälfte des Jahres 2023 sind in einigen Ländern die Preise bereits wieder stark gesunken, wenn auch nicht auf Vorkrisenniveaus. Das ist etwa in Spanien oder Dänemark der Fall. Österreich gehört zu jenen Ländern, in denen die Reaktion der Einzelhandelspreise auf die Großhandelspreise verzögert erfolgte. Österreich liegt mit einem Durchschnittspreis von 27 Cent in der Mitte der analysierten Länder.

In den Abnehmergruppen mit höheren Jahresverbräuchen stand Österreich international vergleichsweise günstig da. In den Gruppen IB bis IE waren die Preise im Zeitverlauf nur in den skandinavischen Ländern Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland niedriger als in Österreich. Für die Gruppe der Großindustrie waren die Preise in Skandinavien auf einem mit Österreich vergleichbaren Niveau und bewegten sich zwischen 5 und 7 Cent pro Kilowattstunde. Es zeigt sich allerdings auch, dass der Anstieg der Preise ab Mitte 2022 in Österreich spürbar stärker als etwa in Finnland, Schweden oder Dänemark ausgefallen ist, was auf die Abhängigkeit von Erdgas für die Erzeugung elektrischer Energie zurückzuführen ist, während in den skandinavischen Ländern primär Wasser-, Wind- und Atomkraft eingesetzt wird. Auch der Rückgang der Preise erfolgt spürbar langsamer als in Skandinavien oder auf der iberischen Halbinsel.

Abbildung 12: Nettopreise in der Gruppe IA 2007 bis 2023¹¹



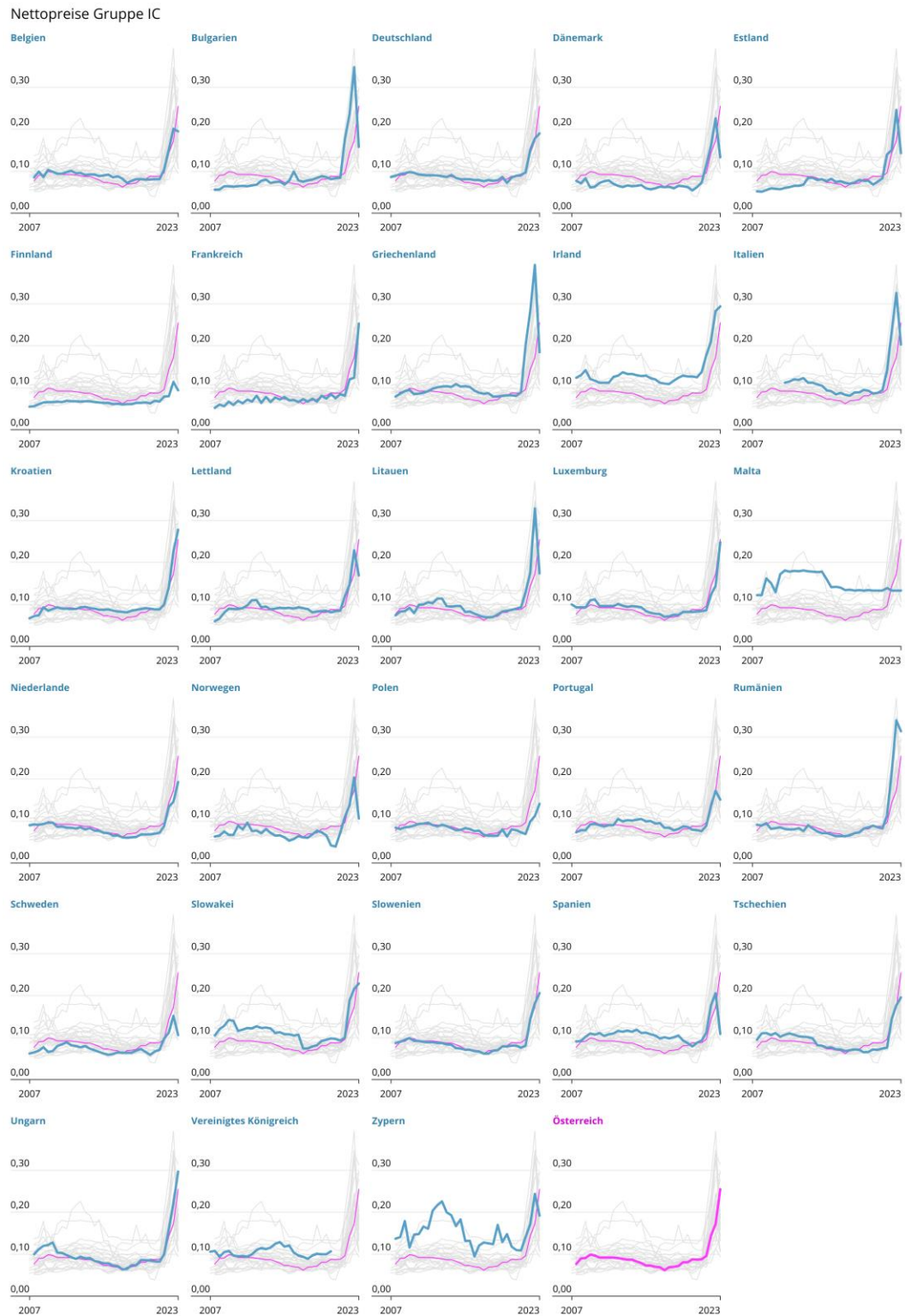
¹¹ <https://www.datawrapper.de//11s5t/>

Abbildung 13: Nettopreise in der Gruppe IB 2007 bis 2023¹²



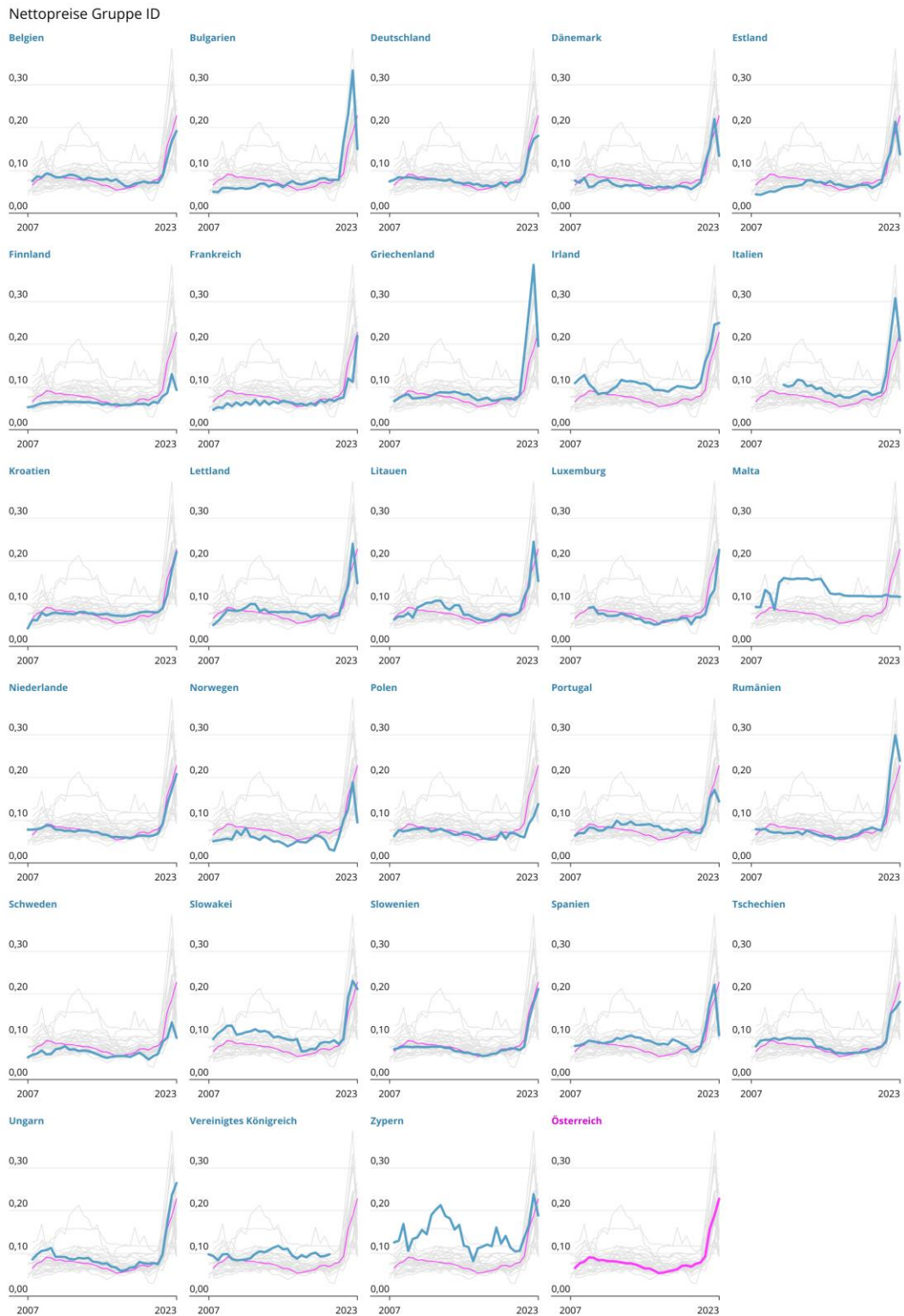
¹² https://www.datawrapper.de/_/EKzF8/

Abbildung 14: Nettopreise in der Gruppe IC 2007 bis 2023¹³



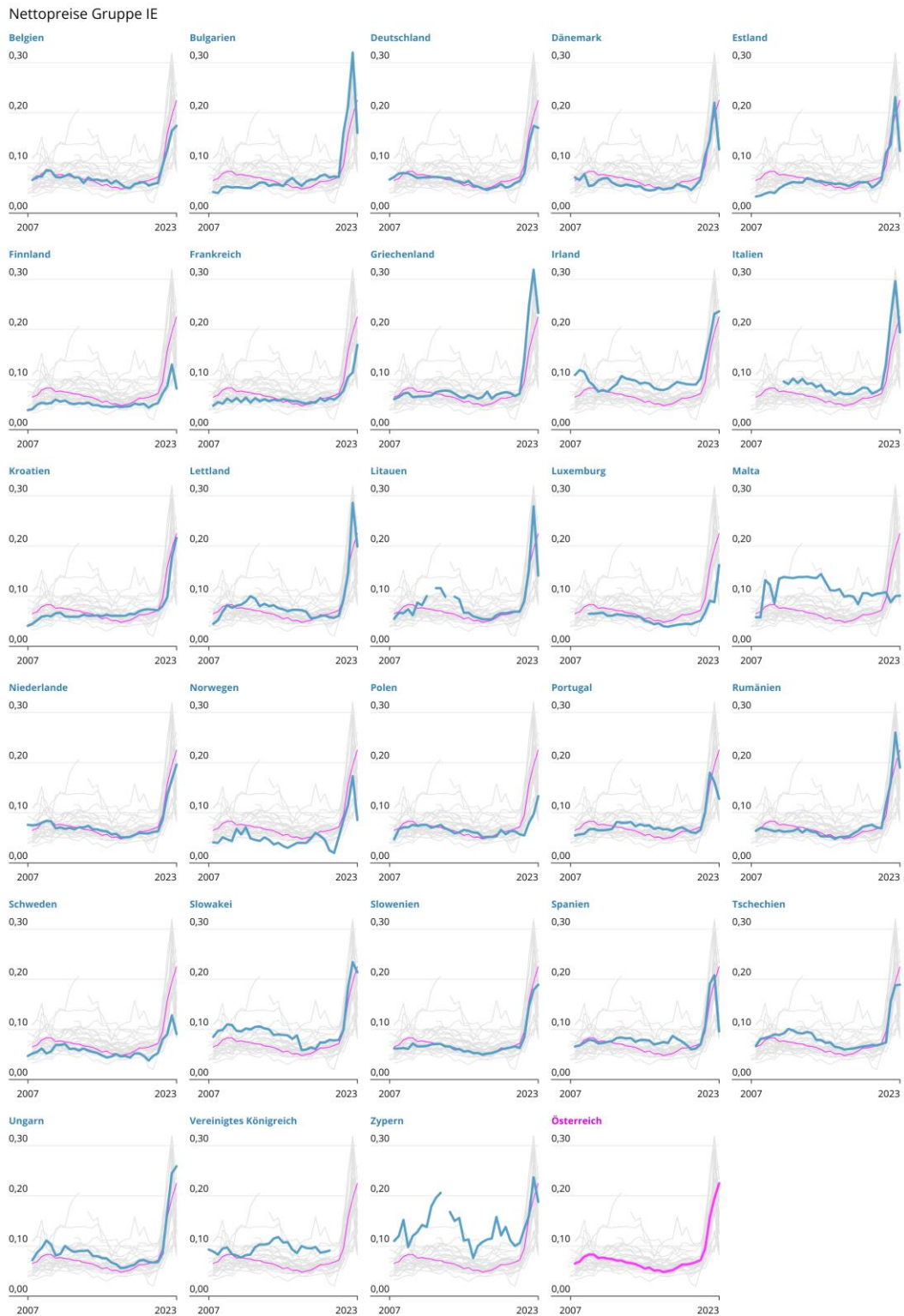
¹³ https://www.datawrapper.de/_/jvUeP/

Abbildung 15: Nettopreise in der Gruppe ID 2007 bis 2023¹⁴



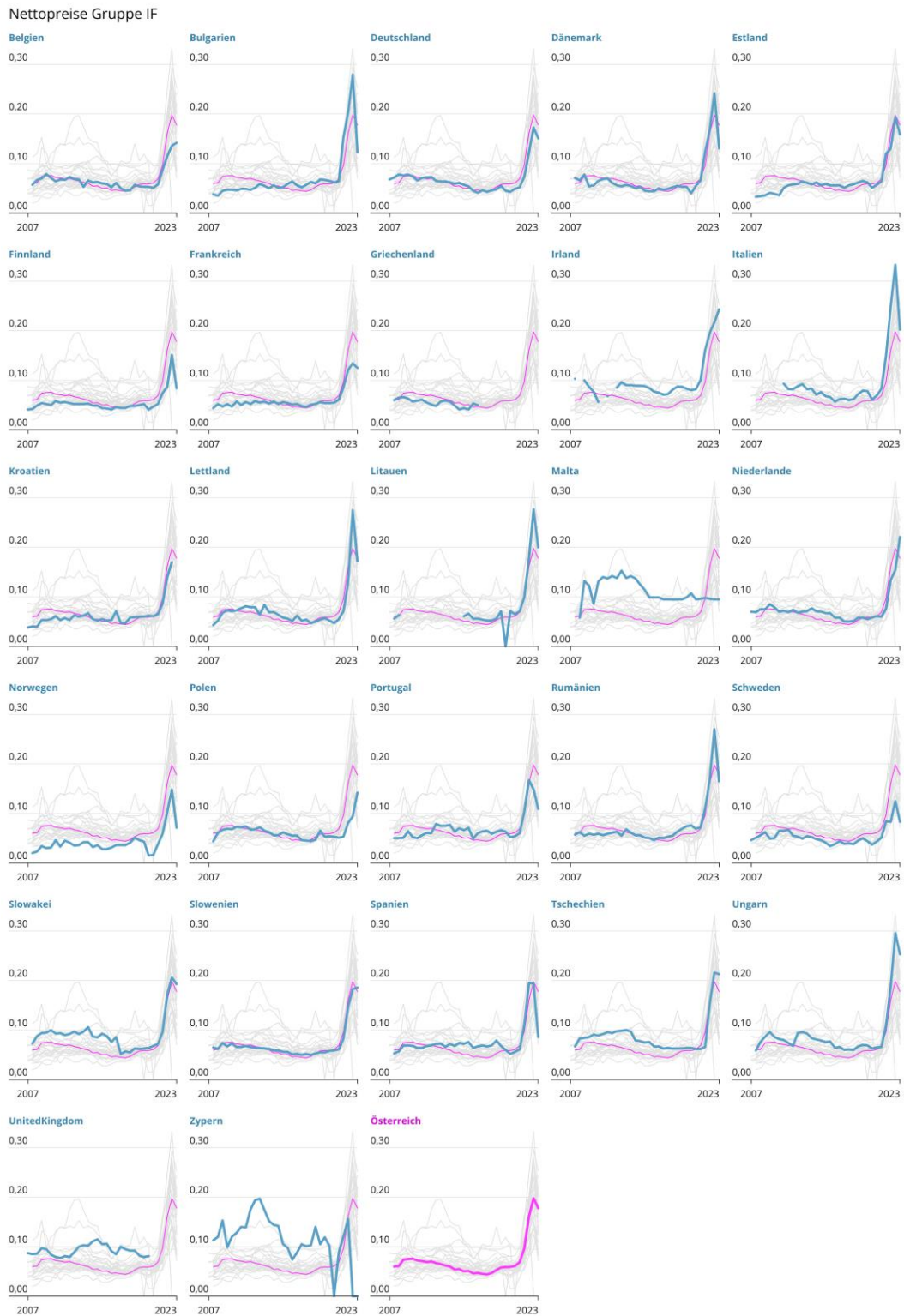
¹⁴ https://www.datawrapper.de/_wrW8j/

Abbildung 16: Nettopreise in der Gruppe IE 2007 bis 2023¹⁵



¹⁵ <https://www.datawrapper.de//N29ke/>

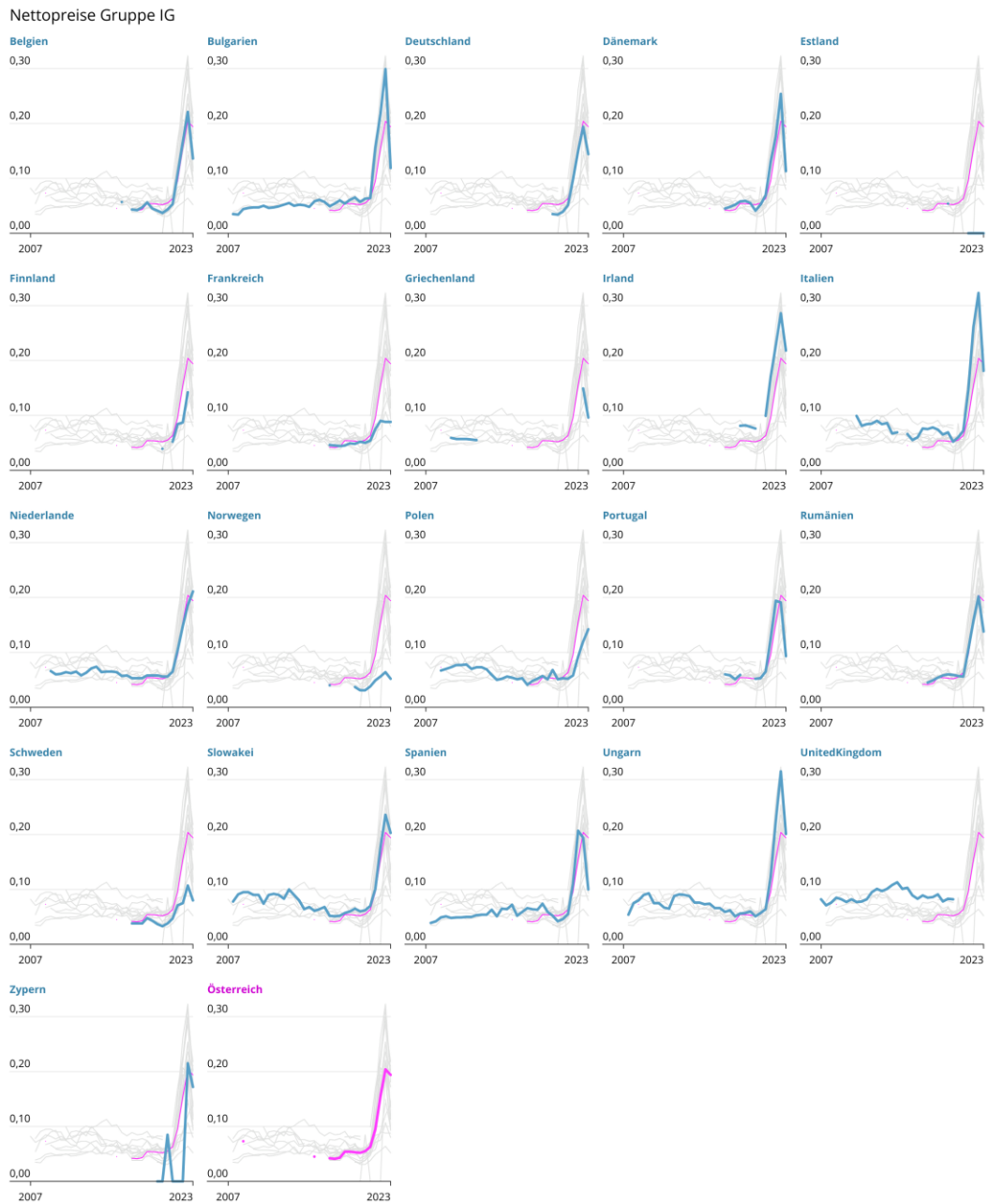
Abbildung 17: Nettopreise in der Gruppe IF 2007 bis 2023¹⁶



Quelle: EUROSTAT • Erstellt mit Datawrapper

¹⁶ <https://www.datawrapper.de//9Zqes/>

Abbildung 18: Nettopreise in der Gruppe IG 2007 bis 2023¹⁷



Quelle: EUROSTAT • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
Österreichischer Energieversorger

¹⁷ <https://www.datawrapper.de//Tdpd1/>

Wie erwähnt, werden die Nettopreise wesentlich von der Zusammensetzung der Energieproduktion in den einzelnen Ländern bestimmt. Diese sind in Tabelle 9 abgebildet.

Tabelle 9: Bruttostromproduktion nach Quellen (2022)

Land	Brennbare Brennstoffe	Wasserenergie	Gepumpte Wasserkraft	Wind	Solar	Nuklear u.A.
Belgien	32,1%	1,7%	1,4%	12,9%	7,2%	45,7%
Bulgarien	52,6%	7,6%	0,1%	3,0%	4,2%	32,6%
Tschechien	55,8%	3,6%	1,2%	0,8%	3,1%	36,6%
Dänemark	39,5%	0,0%	0,0%	54,2%	6,3%	0,0%
Deutschland	57,8%	4,1%	1,0%	21,5%	10,4%	6,0%
Estland	85,6%	0,3%	0,0%	7,5%	6,7%	0,0%
Irland	63,7%	2,8%	0,7%	33,1%	0,4%	0,0%
Griechenland	58,2%	7,6%	0,3%	20,7%	13,6%	0,0%
Spanien	38,6%	7,6%	1,5%	21,5%	12,2%	20,0%
Frankreich	14,8%	10,8%	1,2%	8,0%	4,1%	62,1%
Kroatien	44,2%	39,2%	0,8%	15,0%	1,1%	0,0%
Italien	69,9%	10,7%	0,7%	7,2%	9,9%	0,0%
Zypern	84,3%	0,0%	0,0%	4,3%	11,4%	0,0%
Lettland	40,3%	55,0%	0,0%	3,8%	0,8%	0,0%
Litauen	38,6%	21,3%	11,6%	31,6%	7,2%	0,0%
Luxemburg	23,5%	50,2%	47,3%	14,0%	12,3%	0,0%
Ungarn	40,2%	0,5%	0,0%	1,7%	13,2%	44,2%
Malta	87,4%	0,0%	0,0%	0,0%	12,6%	0,0%
Niederlande	64,5%	0,0%	0,0%	17,6%	14,0%	3,4%
Österreich	27,4%	56,7%	6,5%	10,5%	5,5%	0,0%
Polen	82,7%	1,7%	0,6%	11,0%	4,6%	0,0%
Portugal	47,2%	18,1%	4,7%	27,1%	7,2%	0,0%
Rumänien	38,5%	25,6%	0,7%	12,5%	3,6%	19,8%
Slowenien	29,1%	25,0%	1,9%	0,0%	4,7%	41,2%
Slowakei	23,3%	14,8%	1,1%	0,0%	2,4%	59,3%
Finnland	28,7%	18,7%	0,0%	16,7%	0,5%	35,1%
Schweden	9,3%	40,4%	0,1%	19,2%	1,1%	30,0%
Norwegen	1,3%	88,2%	0,8%	10,1%	0,1%	0,0%

Nicht abgebildet: Geothermie mit einem Anteil von 2,06 % in Italien, 0,51 % in Kroatien, 0,4 % in Portugal, 0,04 % in Deutschland, 0,02 % in Frankreich und 0,01 % in Ungarn.

Quelle: Eurostat (2022) • Erstellt mit Datawrapper

Um die Auswirkungen des Einsatzes erneuerbarer Energien auf die Nettopreise für gewerbliche und industrielle Kunden zu analysieren, verwenden wir die Daten über die Entwicklung der Nettopreise zwischen 2007 und 2022 im Jahresdurchschnitt und kombinieren diese mit den Daten über den Einsatz der verschiedenen Energiequellen in der (Brutto-)Produktion von elektrischer

Energie von Eurostat¹⁸. Wir verwenden auch in diesem Fall Jahresdaten für die 27 EU-Länder sowie Großbritannien und Norwegen. Die geschätzte Gleichung ist wie folgt:

$$\log(\text{Nettopreis}_{its}) = \log(\text{Wind}_{it}) + \log(\text{Solar}_{it}) + \log(\text{Wasser}_{it}) + \mu_{is} + \mu_{is} \times t + \epsilon_{its},$$

wobei der Index s sich auf die Abnehmergruppe bezieht (IA bis IG), Wind, Solar und Wasser sind die jeweiligen Anteile der Energiequelle an der Gesamtproduktion, μ_{is} sind die Länder-/Abnehmereffekte und t ist der Zeittrend. Die Ergebnisse der Schätzung sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Effekte der erneuerbaren Energie auf den Nettostrompreis

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
Wasser	-0.104	-0.125*	-0.133*	-0.149*	-0.146*	-0.079	-0.077
	(-1.648)	(-1.848)	(-1.744)	(-1.816)	(-1.655)	(-0.818)	(-0.740)
Wind	-0.247***	-0.289***	-0.348***	-0.339***	-0.417***	-0.472***	-0.478***
	(-4.515)	(-4.914)	(-5.291)	(-4.769)	(-5.446)	(-5.702)	(-5.196)
Solar	-0.018	-0.011	-0.017	-0.025	-0.026	-0.012	0.005
	(-1.323)	(-0.757)	(-1.038)	(-1.411)	(-1.318)	(-0.573)	(0.249)
Beobachtungen	367	367	367	367	367	357	335
R ²	.698	.582	.529	.492	.518	.568	.628
Fixe Effekte	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Länderspezifische Zeittrends	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

Panel-schätzungen mit fixen Effekten und länderspezifischen Trends. Signifikanz: * 10%, ** 5%, *** 1%

Quelle: Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

Wir sehen einen statistisch signifikanten Effekt des Einsatzes erneuerbarer Energiequellen in der Stromproduktion für alle Abnehmergruppen. Das Modell kann jeweils rund 50 bis 60 Prozent der Variation in den Preisen erklären. Der stärkste Effekt kann demnach für Windenergie festgestellt werden. Da sowohl die unabhängigen Variablen als auch die abhängige Variable logarithmiert sind, sind die Koeffizienten als Elastizitäten zu interpretieren: ein Anstieg des Einsatzes von Windenergie um 1 Prozent resultiert in einer Reduktion der Strompreise um zwischen 0,25 Prozent

¹⁸ Tabelle https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_peh_custom_10381855/default/table?lang=de

(Gruppe IA) und 0,48 Prozent (Gruppe IG). Für Wasserkraft ist der Koeffizient kleiner aber auch statistisch und ökonomisch signifikant: ein Anstieg des Einsatzes von Wasserkraft um 1 Prozent reduziert die Preise um bis zu 0,15 Prozent in den Abnehmergruppen IB bis IE. Unter der Annahme einer linearen Beziehung zwischen den Variablen kann also geschlossen werden, dass der Einsatz von 10 Prozent mehr Windkraft in der Stromerzeugung eine Reduktion der Nettopreise um zwischen 2,5 und 4,8 Prozent bedeuten würde. Allerdings sind die Ergebnisse trotz Verwendung von fixen Effekten nur mit Vorsicht als kausal zu interpretieren. Des Weiteren ist anzumerken, dass die Gruppe mit hohem Verbrauch nur wenige Unternehmen umfasst. So wiesen in Österreich im Jahr 2022 nur 244 Unternehmen einen jährlichen Stromverbrauch von über 20.000 MWh im Jahr auf (das sind die Gruppen IE, IF und IG, Quelle: Elektrizitätsstatistik E-Control). Daher können die durchschnittlichen Nettopreise in diesen Gruppen von einzelnen größeren Verbrauchern und deren Beschaffungsstrategien abhängen, sodass die statistische Belastbarkeit der Ergebnisse für diese Gruppen geringer ist.

3. ZUSAMMENHANG ZWISCHEN BÖRSEN- UND KUNDENPREISEN UND EIN PROGNOSEMODELL

Im Wesentlichen orientieren sich die Preise, die gewerbliche Kunden an die Stromversorger zahlen, an den Einkaufsstrategien der Versorger sowie der Abnehmer. Diese unterscheiden sich wiederum nach der Größe des Unternehmens bzw. etwa der Branche, in der ein Kunde tätig ist (etwa ob die Produktion saisonalen Schwankungen unterliegt oder stark von Rohstoffpreisen abhängt). Typische Strategien ergeben sich aus einer Mischung der Einkäufe an Spot- und Terminmärkten, sowie von Base- und Peak-Verträgen. Es ist zu vermuten, dass bei größeren Abnehmern der Anteil der Spotpreise höher ist als bei kleineren Abnehmern. Ähnlich ist davon auszugehen, dass kleinere gewerbliche Kunden einen höheren Anteil an Peakpreisen als große Industriebetriebe aufweisen.

Um den Zusammenhang zwischen den Großhandelspreisen und den Kundenpreisen zu ermitteln, testen wir Regressionsmodelle mit vier unabhängigen Variablen und fixen Effekten für ein Panel der europäischen Länder zwischen 2007 und 2023, wobei es sich bei den Großhandelspreisen um Monatsdurchschnitte handelt. Die vier unabhängigen Variablen sind:

- Day-Ahead-Preis an der EPEX-Börse,¹⁹ Base
- Day-Ahead-Preis an der EPEX-Börse, Peak

¹⁹ Bzw. Day-Ahead Market OMIE für die MIBEL Zone (Portugal und Spanien).

- Jährlicher Terminpreis für das jeweils kommende Jahr (z.B., CAL 23 im Jahr 2022), EEX-Base sowie Nordpool für skandinavische Länder
- Jährlicher Terminpreis für jeweils das kommende Jahr (z.B., CAL 23 im Jahr 2022), EEX-Peak sowie Nordpool für skandinavische Länder

Weiters nehmen wir folgende Anpassungen vor: für Dänemark und Schweden werden als unabhängige Variablen die jeweiligen Durchschnitte der verschiedenen Gebotszonen genommen. Für Italien werden Preise der Gebotszone Italien Mitte verwendet. Die abhängige Variable ist jeweils der Kundenpreis laut Eurostat, der halbjährlich für die EU-Länder zur Verfügung steht. Der letzte Datenpunkt in der Analyse sind die Preise für das erste Halbjahr 2023. Betrachtet werden die Nettopreise, ohne anfallende Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Um die Zusammensetzung der Preise zu analysieren, testen wir diverse Spezifikationen mit jeweils unterschiedlicher Gewichtung der unabhängigen Variablen bzw. mit verschiedener zeitlicher Verschiebung der CAL-Variablen (z.B. Einkauf 3, 6, 9 und 12 Monate davor). Die Auswahl des Modells erfolgt anhand des AIC-Kriteriums separat für jede Gruppe der Abnehmer.

Die folgenden Modelle weisen den höchsten Erklärungsgrad auf:

- Für die Abnehmergruppen IA bis ID hat das Modell mit der Zusammensetzung 20% CAL Peak, 50% CAL Base, 20% Spot Base und 10% Spot Peak den höchsten Erklärungsgrad.
- Für die Abnehmergruppe IE: 10% CAL Peak, 50% CAL Base, 20% Spot Base, 20% Spot Peak
- Für die Abnehmergruppe IF: 10% CAL Peak, 30% CAL Base, 50% Spot Base, 10% Spot Peak
- Für die Abnehmergruppe IG: 10% CAL Peak, 40% CAL Base, 50% Spot Base, 0% Spot Peak

In jedem Fall weist die um drei Monate verschobene CAL-Variable den höchsten Erklärungsgrad auf. Die Zusammensetzung der Preise folgt dem intuitiven Muster, dass der Anteil der Spotpreise sowie der Anteil der Base-Verträge mit der Größe des Verbrauchs zunimmt. In den Modellen werden fixe Effekte verwendet, um unbeobachtete Unterschiede zwischen den Ländern zu berücksichtigen. Darüber hinaus kann auf Basis dieser Modellergebnisse eine Abschätzung der Preisentwicklung für die nächsten Monate vorgenommen werden. Aufgrund der Datenverfügbarkeit reduziert sich die Zahl der Länder in der Prognose auf 16: Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Italien, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Schweden, Slowakei, Spanien, Tschechien und Ungarn. Die Ergebnisse werden in Abbildung 19 bis Abbildung 25 für die jeweiligen Abnehmergruppen illustriert. Die prognostizierten Werte für Juni 2024 werden in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Nettopreise im Juni 2024 (Prognose)

Land	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG ▼
Italien	0,201	0,140	0,123	0,116	0,110	0,110	0,107
Ungarn	0,133	0,117	0,102	0,099	0,096	0,100	0,098
Slowakei	0,203	0,137	0,111	0,107	0,102	0,091	0,094
Tschechien	0,200	0,141	0,088	0,087	0,089	0,091	0,085
Österreich	0,144	0,115	0,099	0,094	0,091	0,084	0,083
Niederlande	0,159	0,096	0,081	0,083	0,078	0,077	0,083
Polen	0,159	0,116	0,088	0,082	0,078	0,075	0,082
Rumänien	0,157	0,146	0,129	0,116	0,099	0,098	0,079
Spanien	0,221	0,127	0,102	0,093	0,086	0,081	0,078
Belgien	0,208	0,131	0,096	0,084	0,075	0,064	0,072
Dänemark	0,120	0,098	0,083	0,082	0,075	0,076	0,069
Deutschland	0,167	0,120	0,100	0,090	0,082	0,076	0,059
Frankreich	0,139	0,106	0,083	0,075	0,069	0,067	0,057
Finnland	0,085	0,076	0,062	0,059	0,049	0,048	0,040
Schweden	0,147	0,085	0,071	0,061	0,053	0,047	0,039

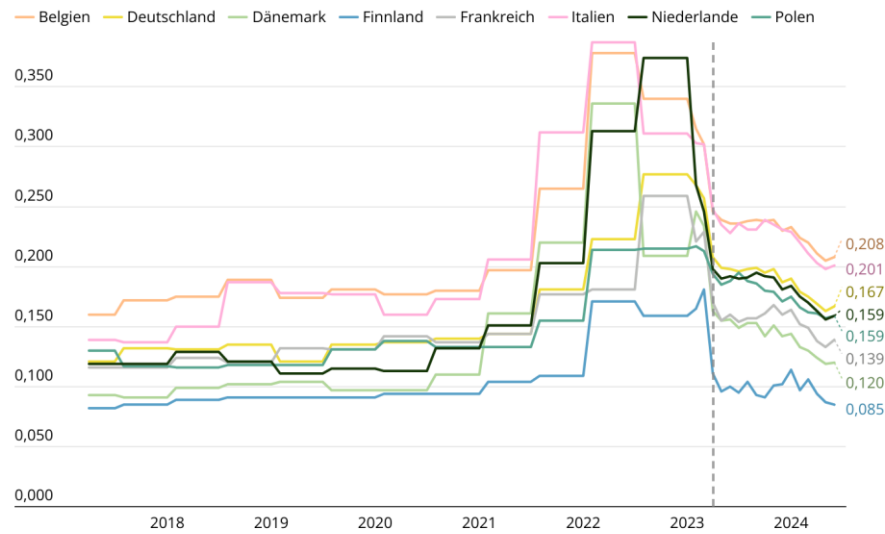
Quelle: Eigene Berechnungen. • Erstellt mit Datawrapper

ECO AUSTRIA
NETZPREISE FÜR
WIRTSCHAFTSRECHNUNG

Die Nettopreise in der Gruppe IA sinken nach dieser Prognose bis Juni 2024 auf Werte zwischen 8,5 und 22,1 Cent pro kWh, wobei Österreich hier mit einem Preis von 14,4 Cent einen unterdurchschnittlichen Wert ausweist. Auch in der Gruppe IB gibt es demnach nur wenige Länder, die in den kommenden Monaten voraussichtlich niedrigere Nettopreise aufweisen könnten, insbesondere Frankreich, Dänemark, Schweden, die Niederlande und Finnland. Die Situation unterscheidet sich bereits in der Gruppe der industriellen Abnehmer. In den Gruppe IC belegt Österreich mit 9,9 Cent Netto einen Platz im Mittelfeld. In den Gruppen ID und IE sind es schon nur noch vier Länder (Italien, Rumänien, Slowakei und Ungarn), für die die Prognose höhere Preise als in Österreich ergibt. In Deutschland liegt der Preis demnach um 1 Cent pro kWh, also um etwa 10 Prozent des Nettopreises, niedriger. Die niedrigsten Preise finden wir erwartungsgemäß in Skandinavien: in Schweden und Finnland fällt der Preis in der Gruppe ID kurzfristig auf 6 Cent pro Kilowattstunde und auf 5 Cent pro Kilowattstunde in der Gruppe IE. Ähnliche Ergebnisse zeigen sich in der Gruppe der größten Industrieunternehmen: in der Gruppe IF liegt neben den vorher erwähnten vier Ländern auch Tschechien höher als Österreich, in der Gruppe IG sind es wiederum dieselben vier Länder. Der Preis in Österreich fällt kurzfristig auf knapp über 8 Cent pro Kilowattstunde, wobei der Unterschied zu den Ländern mit den höchsten Preisen – etwa Italien mit 11 Cent – moderat ist. Die niedrigsten Preise werden demnach in Skandinavien erwartet, mit unter 5 Cent in Finnland und Schweden in der Gruppe IF und weniger als 4 Cent in der Gruppe IG, was weniger als die Hälfte des österreichischen Niveaus ist.

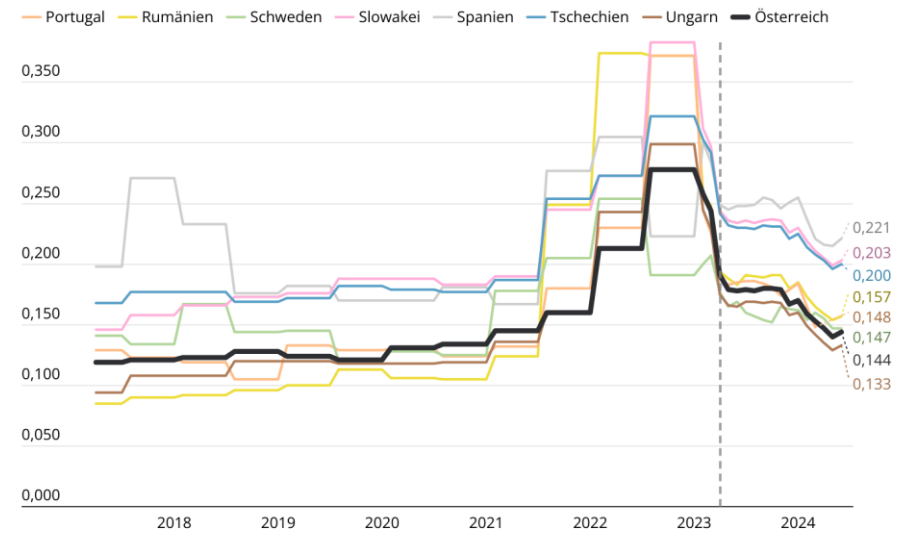
Abbildung 19: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IA) bis Mitte 2024

IA Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

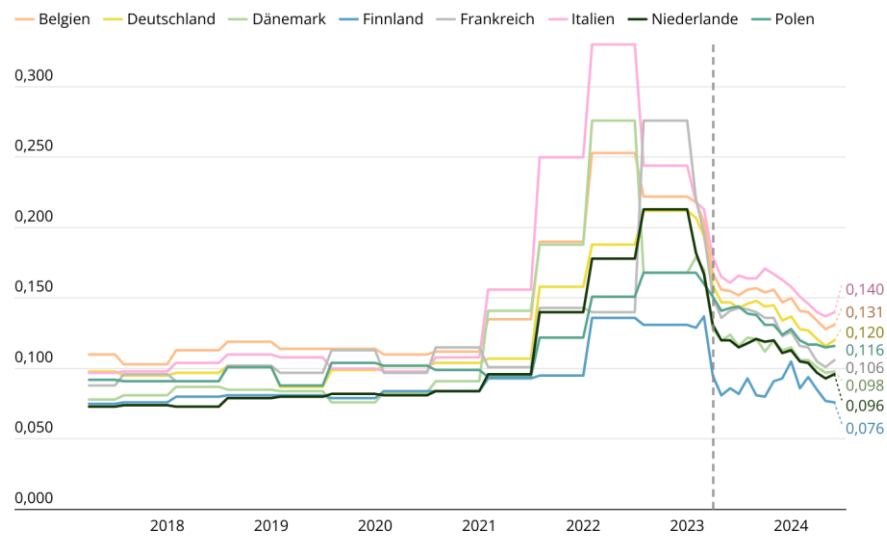
IA Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

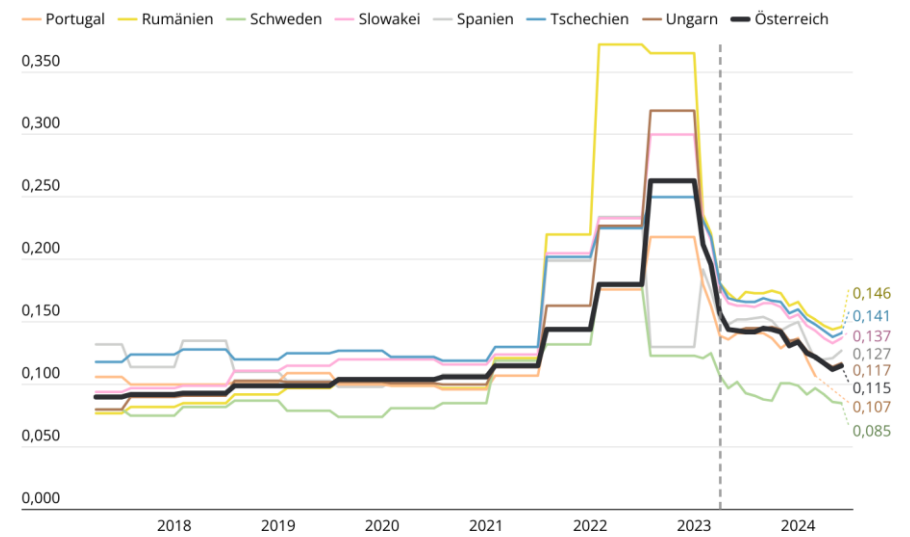
Abbildung 20: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IB) bis Mitte 2024

IB Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

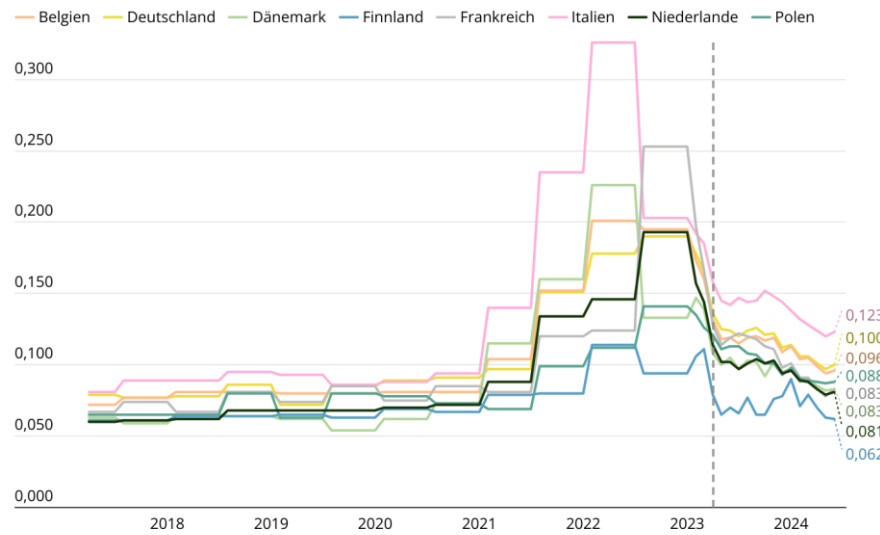
IB Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

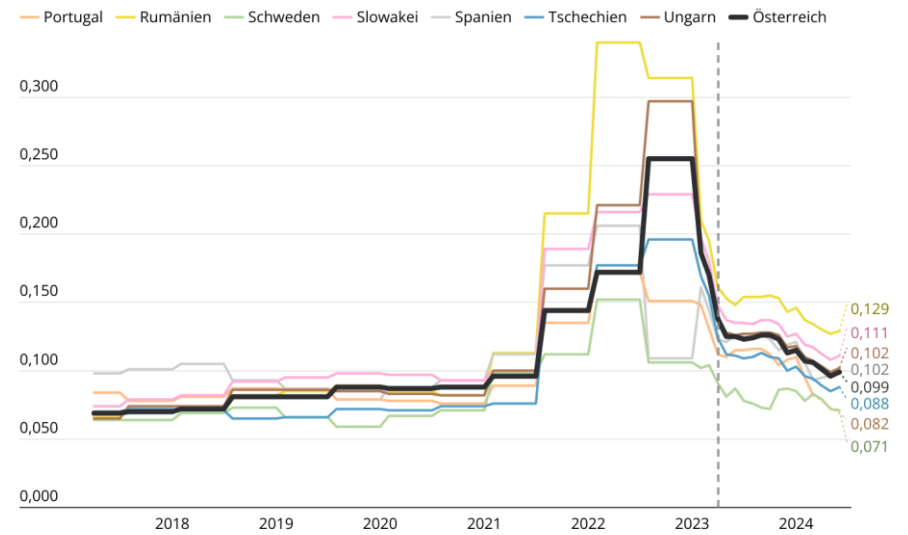
Abbildung 21: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (IC) bis Mitte 2024

IC Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

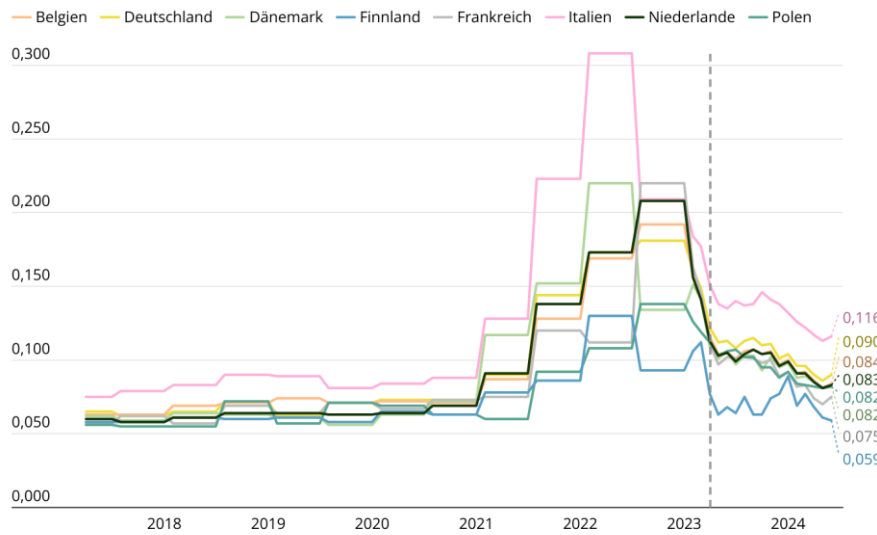
IC Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

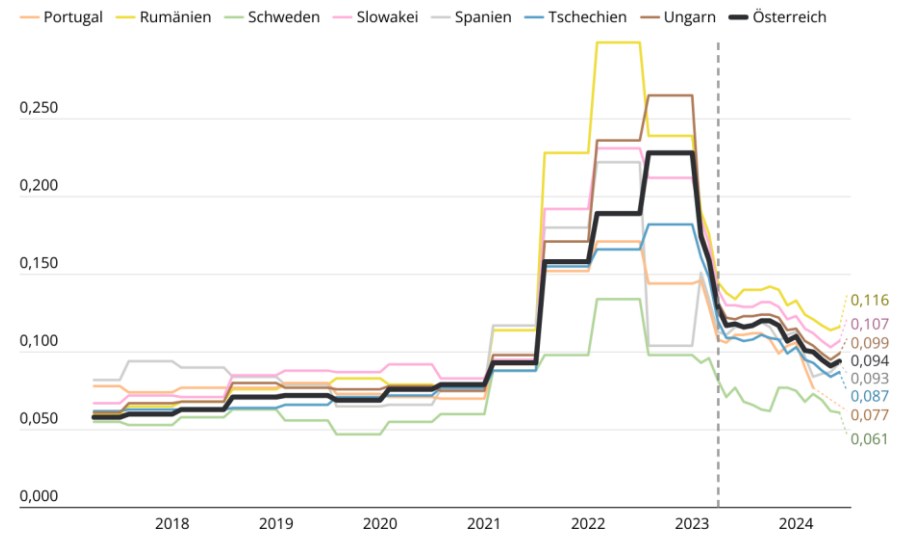
Abbildung 22: Tatsächliche Strompreise und Prognose der Strompreise (ID) bis Mitte 2024

ID Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

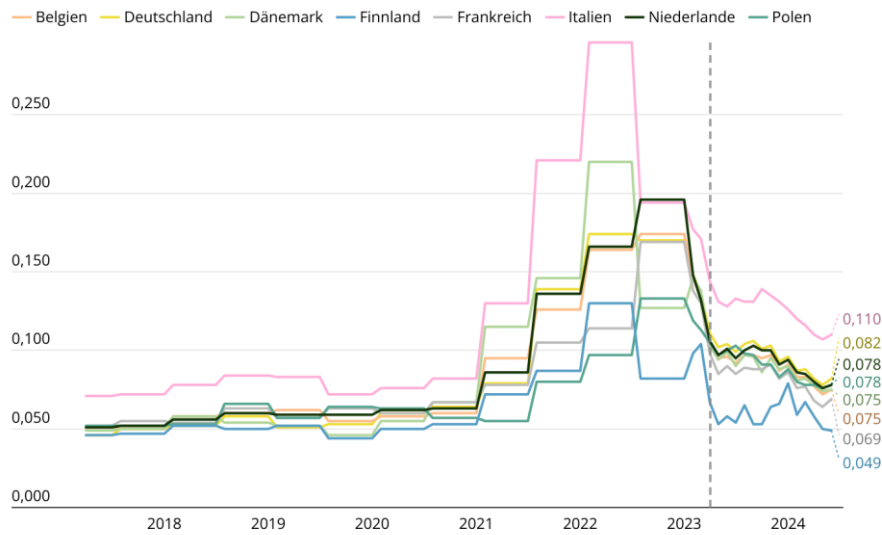
ID Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

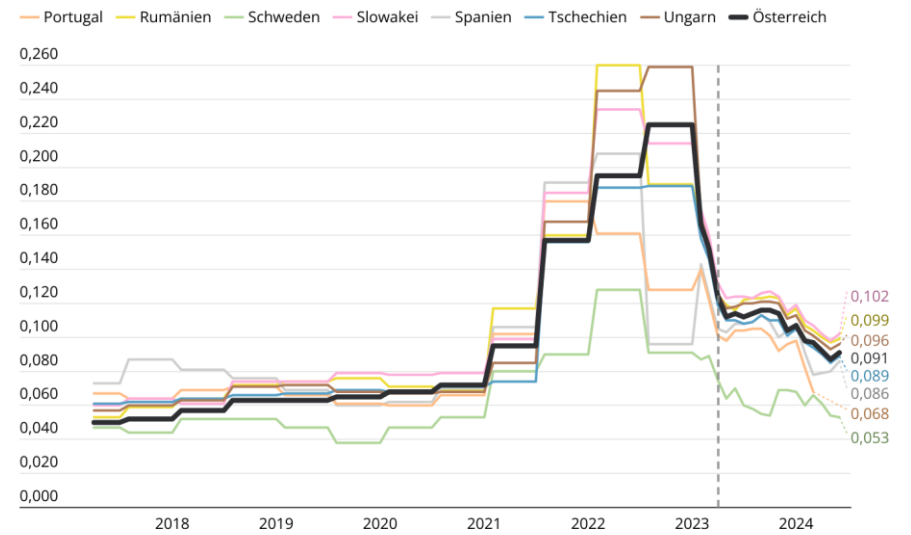
Abbildung 23: Prognose der Strompreise (IE) bis Mitte 2024

IE Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

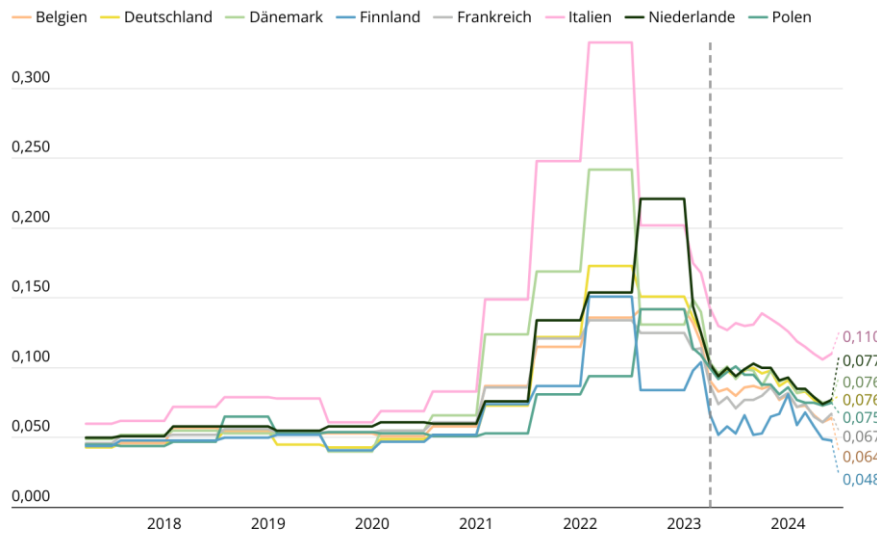
IE Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

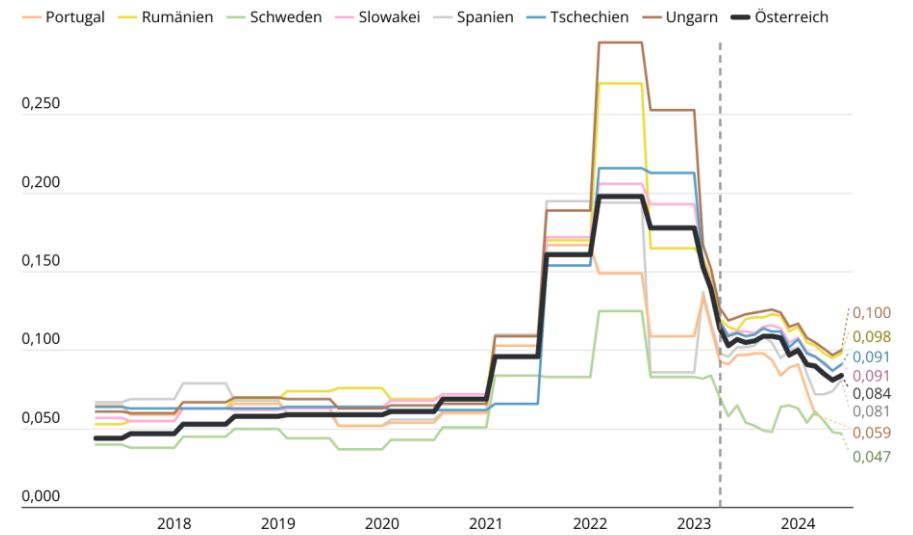
Abbildung 24: Prognose der Strompreise (IF) bis Mitte 2024

IF Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

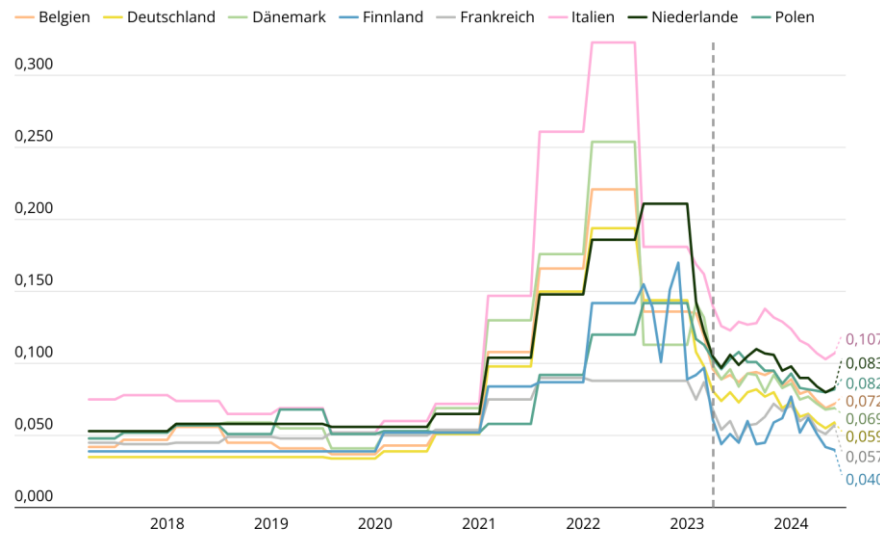
IF Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

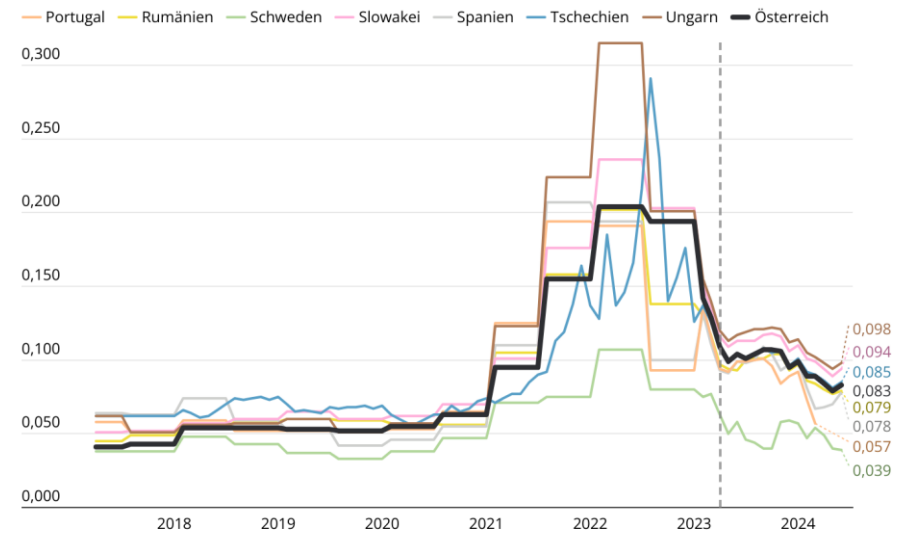
Abbildung 25: Prognose der Strompreise (IG) bis Mitte 2024

IG Prognose



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

IG Prognose 2



Quelle: Eurostat, eigene Berechnungen • Erstellt mit Datawrapper

4. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND POLITIKEMPFEHLUNGEN

Ziel dieser Untersuchung war eine Analyse und ein Vergleich der Elektrizitätspreise für gewerbliche und industrielle Kunden in Europa. Folgende Schlüsse können gezogen werden:

Die Nettopreise für gewerbliche und industrielle Kunden in Österreich gehörten über einen längeren Zeitraum hinweg zu den niedrigeren in Europa. Dies hat sich mit dem russischen Angriffskrieg schlagartig verändert, da die Preise für Erdgas, das in Österreich insbesondere im Winter eine große Rolle für die Stromproduktion spielt, schlagartig gestiegen sind. Wenn die Gaspreise auch mittelfristig signifikant höher als in der Vergangenheit liegen, besteht die Gefahr für Österreich, dass auch die Preise für elektrische Energie längerfristig hoch bleiben.

Dazu kommt, dass die Bruttopreise in Österreich wegen des hohen Anteils der Netzentgelte und Abgaben am Bruttopreis überdurchschnittlich sind. Insbesondere in der Gruppe der Großkunden (Gruppen IE und IG) sind es nur drei Länder in Europa, in denen der Anteil der Nebenkosten am Bruttopreis höher ist. In der Gruppe IF sind es nur vier Länder. Deswegen bleiben die Bruttopreise für industrielle Abnehmer trotz niedrigerer Nettopreise im internationalen Wettbewerb wenig kompetitiv.

Die Analyse zeigt eine starke Korrelation der Nettopreise mit dem Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromproduktion, wonach ein höherer Anteil der erneuerbaren mit geringeren Nettopreisen verbunden ist. Der stärkste Effekt kann für Windenergie festgestellt werden. Ein Anstieg des Einsatzes von Windenergie um 10 Prozent reduziert demnach die Strompreise um 2,5 Prozent (Gruppe IA) bis 4,8 Prozent (Gruppe IG). Für Wasserkraft ist der Koeffizient etwas kleiner, aber ebenfalls statistisch und ökonomisch signifikant: ein Anstieg des Anteils von Wasserkraft um 10 Prozent reduziert die Preise um etwa 1,5 Prozent in den Abnehmergruppen IA bis IE. Diese statistisch signifikanten Zusammenhänge ergeben sich u.a. aus der besonderen Rolle der skandinavischen Länder, die auch nach dem Jahr 2021 weiterhin niedrige Preise aufweisen.

Schließlich kann festgestellt werden, dass der Rückgang der Preise für gewerbliche und industrielle Kunden in Österreich langsamer als in anderen Ländern verläuft. Auf Basis eines Prognosemodells bleiben die Preise insbesondere in der Gruppe der Großkunden zumindest für die nächsten Monate höher als in den anderen europäischen Ländern. Dies hat unter anderem mit dem Einsatz von Erdgas in der Stromproduktion zu tun, der dazu beiträgt, dass die Terminpreise für Strom in Österreich höher als in anderen Ländern sind.

Aufgrund der Analyse können folgende Politikempfehlungen abgegeben werden:

Da die Nettopreise in der Vergangenheit niedrig waren und sich die ungünstige internationale Position Österreichs primär aus der hohen Belastung durch Abgaben ergibt, ist es sinnvoll, die Aussetzung des Erneuerbaren-Förderbeitrages bzw. die Senkung der Elektrizitätsabgabe auch in den nächsten Jahren fortzusetzen.

Auch wenn die Netzentgelte im internationalen Vergleich durchschnittlich ausfallen, ist es wünschenswert, Anpassungen im System durchzuführen. Das Netzentgelt setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen, unter anderem dem Leistungspreis. Dieser wird in der Regel jährlich abgerechnet, was Verbraucher dazu veranlassen soll, Leistungsspitzen zu vermeiden. Ursprünglich ist aus der Perspektive der Verteilnetzbetreiber „Peak Shaving“ durchaus sinnvoll: geringe Schwankungen bei Stromerzeugung und Stromverbrauch sind durchaus erwünscht. Im Zuge der Energiewende wird durch die volatilen Energieträger Wind und Sonne zunehmend eher lastabhängige Flexibilität als Gleichmäßigkeit erforderlich sein. In diesem Sinne könnte das Verhältnis von Arbeits- zu Leistungspreis überdacht werden, um die Flexibilität der Nachfrage zu erhöhen.

Die starke Korrelation zwischen Nettopreisen und dem Anteil erneuerbarer Energieträger in der Stromproduktion betont die Bedeutung der schnellen Wende in der Stromproduktion, auch für die preisliche Wettbewerbsfähigkeit. Um einen möglichst schnellen Ausbau bei erneuerbaren Energieträgern zu erreichen, sind einige Schritte notwendig. Die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, insbesondere die Vorgaben des EU Green Deals und die Verankerung des übergeordneten öffentlichen Interesses, sind zentral. Nur so können Technologien effizient an den richtigen Standorten eingesetzt werden und einen maximalen Nutzen für das System bringen. Im Jahr 2022 wurden beispielsweise mehrere schwimmende Regasifizierungsanlagen in weniger als einem Jahr in Europa installiert, während die durchschnittliche Genehmigungsdauer für Offshore-Windkraftanlagen in Deutschland fünf Jahre und in Frankreich sieben Jahre beträgt (Sgaravatti et al., 2021).

Allerdings muss berücksichtigt werden, dass mit der Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energieträger in der Stromproduktion höhere Systemkosten (Netzausbau, Back-Up Kapazitäten, etc.) einhergehen, die wiederum das Preisniveau beeinflussen. Investitionen in den Netzausbau und die Integration der europäischen Netzinfrastruktur stärken die Stabilität der Netze und ermöglichen eine bessere Abstimmung von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie. Durch den steigenden Strombedarf (Österreichs Energie, 2022 prognostiziert einen Anstieg um 90 % bzw. knapp 70 TWh bis 2040) und die höhere Varianz der Spitzenlast im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energiequellen steigen die Anforderungen an das Stromnetz. Eine wichtige Voraussetzung für die Energiewende ist es

daher, die Leistungsfähigkeit der Übertragungs- und Verteilnetze deutlich zu erhöhen. Da die Potenziale für erneuerbare Energieträger regional sehr unterschiedlich sind, wird es notwendig sein, Strom aus Regionen mit geringeren Erzeugungskosten in Regionen mit höheren Kosten zu transportieren. Ein starkes und leistungsfähiges Stromnetz schafft die Voraussetzungen für diesen zeitlichen und räumlichen Ausgleich, die Speicherung sowie den Export und Import von Strom. Die Netzinfrastruktur muss dafür entsprechend ausgelegt sein. Dies erfordert eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten in den Verteil- und Übertragungsnetzen durch den Ausbau der Anbindung der Verteilnetze an das Hochspannungs- und Übertragungsnetz.

Eine notwendige Voraussetzung hierfür ist ein gemeinsames Vorgehen auf europäischer Ebene. Formell besteht in Europa ein Binnenmarkt für Strom, die Integration der einzelnen Regionen in diesen Markt ist aber nicht hinreichend umgesetzt. Zum Beispiel zeigt sich ein positiver Spread zwischen österreichischen und deutschen Strompreisen nach der Trennung der Strompreiszonen im Jahr 2018. Im Allgemeinen führt die unzureichende Stromtransportinfrastruktur in Europa dazu, dass die komparativen Vorteile einzelner Länder und Regionen in der Stromerzeugung nicht in vollem Ausmaß genutzt werden können. Um die Nachfrage bedienen zu können, werden stattdessen eigene, teils ineffiziente, Produktionskapazitäten aufgebaut, wie etwa Anlagen in Regionen mit ungeeigneten Witterungsbedingungen. Es wäre daher wünschenswert, die europaweite Integration des Strommarktes voranzutreiben. Dafür wäre ein stärker koordiniertes Vorgehen der europäischen Mitgliedstaaten notwendig, das sowohl bestehende Koordinierungsprobleme beseitigen als auch die Effizienz bei der Erzeugung und Verteilung der Energie steigern würde. Denkbar wäre eine stärkere Verantwortlichkeit der EU-Ebene für den Energieinfrastrukturausbau. Die bestehenden europäischen Programme CEF-E und TEN-E müssten dafür entsprechend ausgebaut werden.

Die zweite Voraussetzung, die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energieträger einhergeht, ist ein effizienter Umgang mit erforderlichen Flexibilitäten. Dabei ist zwischen kurz-, mittel- und langfristiger Flexibilität zu unterscheiden. Kurzfristig unterliegt die Erzeugung aus PV- und Windkraftanlagen sowie der Strombedarf für den Betrieb von Wärmepumpen erheblichen Schwankungen. Mittelfristig ergeben sich Angebotsschwankungen beispielsweise durch veränderte Großwetterlagen, die den Einsatz von bestehender Speicherkapazität über mehrere Tage oder Wochen erfordern. Dieser Bedarf kann durch Batterien und steuerbare Lasten nur unzureichend oder zu sehr hohen Kosten gedeckt werden. Um das Angebot bereitzustellen, bieten sich insbesondere Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke an.

Schließlich sollten sich politische Bemühungen auch auf technologische und ökonomische Möglichkeiten für die Energiespeicherung fokussieren. Es müssen Modelle gefunden werden, um Angebot und Nachfrage in Zukunft in Einklang zu bringen. Langfristig weist die Stromerzeugung eine

starke Saisonalität auf. So ist die Produktion mittels erneuerbarer Energie im Frühjahr und im Sommer höher als in den Wintermonaten. Während Batterien als Speichermedium nicht geeignet sind, saisonale Erzeugungsschwankungen auszugleichen, und die derzeit verfügbaren (Pump-)Speicherkraftwerke nur einen relativ geringen Beitrag zur Langzeitspeicherung leisten können, haben Wasserstoff und grüne Gase das Potenzial, die notwendigen Energiemengen zur Überbrückung von Erzeugungslücken in den Wintermonaten sowie längeren Dunkelflauten bereitzustellen. Bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff treten jedoch erhebliche Umwandlungsverluste auf, die einen zusätzlichen Kapazitätsausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien erfordern. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist daher eine Abwägung des Kapazitätseinsatzes erforderlich. Der Einsatz marktbasierter Instrumente ist daher wichtig, um diese Kapazitäten bestmöglich zu nutzen. Um Effizienz und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen Flexibilitätsmärkte ausgebaut werden, z.B. durch Preissignale wie spezielle angebotsorientierte Tarife. Ein effizienter Markt kann dann dazu beitragen, über Preissignale Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen. Zudem müssen Rahmenbedingungen angepasst werden (z.B. Netzentgelte), damit große NutzerInnen Flexibilitäten beisteuern können.

LITERATURVERZEICHNIS

Di Comite, F., & Pasimeni, P. (2023). Decoupling from Russia. Monitoring Supply Chains Adjustment in the EU. *Single Market Economy Papers, (04)*.

Hüther, M., M. Küper und T. Schaefer (2023). Zukunft Erdgas. Wie viel brauchen wir noch und was kommt dann?, IW-Policy Paper Nr. 5, Köln

McWilliam, B., G. Sgaravatti, S. Tagliapietra and G. Zachmann (2024) 'Europe's under-the-radar industrial policy: intervention in electricity pricing', *Policy Brief 01/2024*, Bruegel

Sgaravatti, G., S. Tagliapietra, C. Trasi and G. Zachmann (2021) 'National policies to shield consumers from rising energy prices', Bruegel Datasets, first published 4 November 2021, available at <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>