

**Hohe Strompreise trotz günstiger
Erneuerbarer?** Ein Vorschlag, CO₂-
und Strompreise teilweise zu
entkoppeln

Simon Finster
Bernhard Kasberger
Simon Rütten

Hohe Strompreise trotz günstiger Erneuerbarer? Ein Vorschlag, CO₂- und Strompreise teilweise zu entkoppeln

Simon Finster, Bernhard Kasberger, Simon Rütten

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Begutachtung: Christine Mayrhuber

Wissenschaftliche Assistenz: Katharina Köberl-Schmid

WIFO Research Briefs 2/2026

April 2026

Inhalt

Der europäische Stromgroßhandel erzeugt einen strukturellen Zielkonflikt: Obwohl erneuerbare Energien nahezu keine laufenden Kosten verursachen, treiben CO₂-Zertifikatskosten fossiler Kraftwerke den einheitlichen Großhandelspreis nach oben. Die daraus resultierenden Zusatzerlöse nichtfossiler Erzeuger erhöhen die Großhandelskosten der Verbraucherseite, schwächen Anreize zur Elektrifizierung und belasten die industrielle Wettbewerbsfähigkeit. Das WIFO Working Paper 725/2026 ("A Market Design Proposal for Decoupling Carbon and Electricity Prices") schlägt eine Änderung der Abrechnung im Stromgroßhandel vor: Liegt der Day-Ahead-Preis über einem Schwellenwert, erhalten nichtfossile Kraftwerke den Marktpreis abzüglich eines CO₂-Proxy-Abschlags. Der Mechanismus verteilt einen Teil der inframarginalen Renten an die Verbraucherseite um, ohne den CO₂-Preis selbst oder die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu verändern. Statische Berechnungen auf Basis stündlicher Daten für 2025 ergeben Einsparungen von rund 8,5% in Österreich und 4,7% in Deutschland (gemessen an den durchschnittlichen Beschaffungskosten auf dem Day-Ahead-Markt; Netzentgelte und Abgaben bleiben unberücksichtigt). Die größere Entlastung in Österreich ergibt sich daraus, dass in Hochpreisstunden überproportional viel Wasserkraft verfügbar ist. Eine Variante für Gaspreiskrisen hätte in der zweiten Jahreshälfte 2022 die durchschnittlichen Großhandelskosten um rund 30% (Österreich) bzw. 25% (Deutschland) gesenkt.

E-Mail: simon.finster@wifo.ac.at, bernhard.kasberger@wifo.ac.at, simon.ruetten@wifo.ac.at

2026/1/RB/0

© 2026 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Medieninhaber (Verleger), Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

1030 Wien, Arsenal, Objekt 20 | Tel. (43 1) 798 26 01 0 | <https://www.wifo.ac.at>

Verlags- und Herstellungsort: Wien

Kostenloser Download: <https://www.wifo.ac.at/publication/pid/68027583>

Hohe Strompreise trotz günstiger Erneuerbarer? Ein Vorschlag, CO₂- und Strompreise teilweise zu entkoppeln

Simon Finster, Bernhard Kasberger, Simon Rütten

Inhalt

Der europäische Stromgroßhandel erzeugt einen strukturellen Zielkonflikt: Obwohl erneuerbare Energien nahezu keine laufenden Kosten verursachen, treiben CO₂-Zertifikatskosten fossiler Kraftwerke den einheitlichen Großhandelspreis nach oben. Die daraus resultierenden Zusatzerlöse nicht-fossiler Erzeuger erhöhen die Großhandelskosten der Verbraucherseite, schwächen Anreize zur Elektrifizierung und belasten die industrielle Wettbewerbsfähigkeit. Das WIFO Working Paper 725/2026 (A Market Design Proposal for Decoupling Carbon and Electricity Prices) schlägt eine Änderung der Abrechnung im Stromgroßhandel vor: Liegt der Day-Ahead-Preis über einem Schwellenwert, erhalten nicht-fossile Kraftwerke den Marktpreis abzüglich eines CO₂-Proxy-Abschlags. Der Mechanismus verteilt einen Teil der inframarginalen Renten an die Verbraucherseite um, ohne den CO₂-Preis selbst oder die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu verändern. Statische Berechnungen auf Basis stündlicher Daten für 2025 ergeben Einsparungen von rund 8,5% in Österreich und 4,7% in Deutschland (gemessen an den durchschnittlichen Beschaffungskosten am Day-Ahead-Markt; Netzentgelte und Abgaben bleiben unberücksichtigt). Die größere Entlastung in Österreich ergibt sich daraus, dass in Hochpreisstunden überproportional viel Wasserkraft verfügbar ist. Eine Variante für Gaspreiskrisen hätte in der zweiten Jahreshälfte 2022 die durchschnittlichen Großhandelskosten um rund 30% (Österreich) bzw. 25% (Deutschland) gesenkt.

Hohe Strompreise als wirtschaftspolitisches Problem

Die Energiewende braucht mehr Strom – für Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Teile der Industrie. Gleichzeitig bleiben die Strompreise in Europa hoch (European Commission, 2024). Das schwächt die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen und bremst die Dekarbonisierung. Denn der Umstieg auf strombasierte Technologien lohnt sich vor allem dann, wenn Strom im Verhältnis zu Gas, Öl oder Treibstoffen günstig ist. Genau hier zeigt sich ein Problem des europäischen Strommarktdesigns: Steigende CO₂-Preise verteuern nicht nur fossile Stromerzeugung, sondern erhöhen häufig den gesamten Großhandelsstrompreis.

Das ist klimapolitisch nicht zwingend widersprüchlich, aber wirtschaftspolitisch heikel. Der CO₂-Preis soll fossile Energieträger verteuern und damit Emissionen senken. Wenn er aber zugleich den Strompreis stark erhöht, werden gerade jene Anwendungen teurer, die für die Dekarbonisierung gebraucht werden. Das betrifft nicht nur private Haushalte, sondern auch die Industrie, die im internationalen Wettbewerb mit deutlich niedrigeren Energiepreisen außerhalb Europas konfrontiert ist.

Warum der CO₂-Preis auch den Strompreis erhöht

Im europäischen Strommarkt erhalten alle Kraftwerke, die zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden, denselben Preis – den sogenannten einheitlichen Marktpreis. Dieser wird, vereinfacht gesagt, von jenem Kraftwerk bestimmt, das gerade noch benötigt wird, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. In vielen Stunden ist das ein Gas- oder Kohlekraftwerk, dessen Erzeugungskosten nicht nur vom Brennstoffpreis, sondern auch vom CO₂-Zertifikatspreis abhängen.

Der EU-Emissionshandel (EU ETS) ist klimapolitisch sinnvoll: Gas- und Kohlekraftwerke müssen für ihre Emissionen Zertifikate abgeben, was fossile Erzeugung verteuert und Investitionen in erneuerbare Energien fördert. Im Strommarkt hat das aber einen Nebeneffekt: Wenn ein fossiles Kraftwerk den Preis setzt, erhalten auch Wind-, Wasser- oder Solarkraftwerke diesen höheren Preis, obwohl ihre laufenden Kosten kaum steigen. So entstehen bei nicht-fossilen Anlagen Zusatzerlöse, die über ihre eigenen Erzeugungskosten hinausgehen (sogenannte inframarginale Renten), während Haushalte und Unternehmen höhere Großhandelskosten tragen (Sijm et al., 2006; Hirth und Ueckerdt, 2013).

Die empirische Forschung zeigt, dass CO₂-Kosten in europäischen Strommärkten nahezu vollständig an die Großhandelspreise weitergegeben werden (Fabra und Reguant, 2014; Hintermann, 2016). Wie groß der Effekt sein kann, zeigt eine Beispielrechnung: Bei einem effizienten Gaskraftwerk macht der CO₂-Preis etwa ein Drittel der Grenzkosten aus. Bei im Jahr 2025 üblichen Gaspreisen und einem CO₂-Preis von 80 €/t liegen die Grenzkosten bei rund 84 €/MWh; verdoppelt sich der Zertifikatspreis, steigen sie auf etwa 113 €/MWh. Bei Kohlekraftwerken ist der Effekt noch stärker, weil deren Emissionen pro erzeugter Strommenge fast dreimal so hoch sind.

Der Reformvorschlag: Abschlag für nicht-fossile Erzeugung in Hochpreisstunden

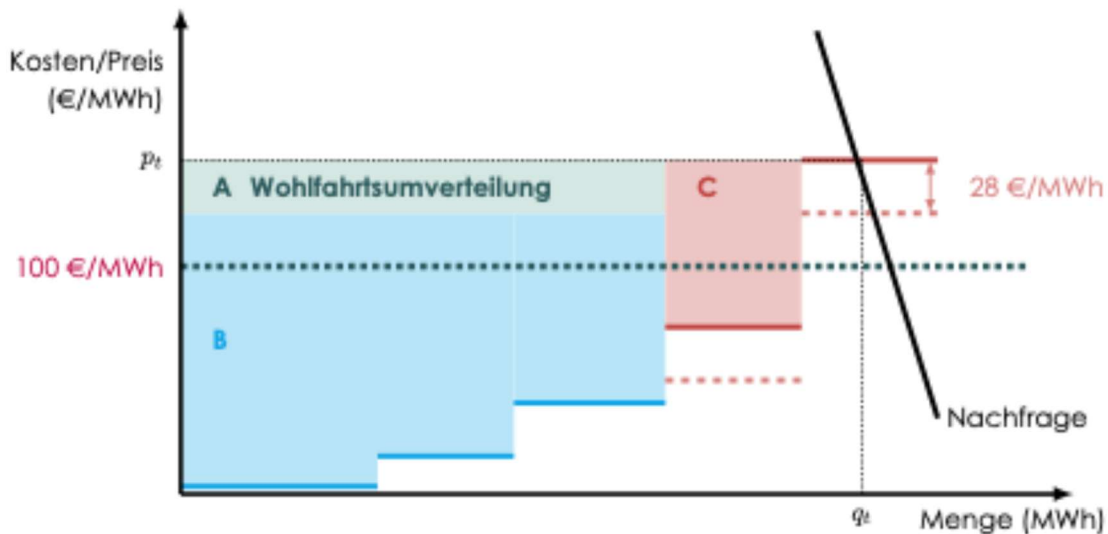
Finster, Kasberger und Rütten (2026) schlagen eine gezielte Änderung der Abrechnung im Stromgroßhandel vor. Liegt der Day-Ahead-Preis über einem Schwellenwert – etwa 100 €/MWh –, erhalten nicht-fossile Kraftwerke (Wind, Solar, Wasser, Kernenergie, Biomasse) nicht mehr den vollen Marktpreis, sondern den Marktpreis abzüglich eines fixen Abschlags, zum Beispiel 28 €/MWh. Fossile Kraftwerke erhalten weiterhin den vollen Preis. Die einbehaltenen Mittel fließen an die Stromverbraucher:innen zurück und führen damit zu einer Umverteilung von Zusatzgewinnen nicht-fossiler Erzeuger an die Verbraucherseite.

Der Abschlag bildet jenen Teil des Strompreises ab, der auf die CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke zurückgeht. Er kann fix sein oder an den jeweils aktuellen Zertifikatspreis gekoppelt und automatisch angepasst werden. Ziel ist nicht, den CO₂-Preis abzuschaffen oder die Strompreisbildung grundsätzlich umzugestalten. Der Schwellenwert sollte so hoch angesetzt werden, dass nicht-fossile Technologien trotz des Abschlags profitabel bleiben. Damit soll vermieden werden, dass der Mechanismus die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke unmittelbar verzerrt. Die CO₂-bedingten Anreize für den Einsatz emissionsärmerer Technologien bleiben bestehen, weil die Grenzkosten fossiler Kraftwerke unverändert bleiben. Gaskraftwerke bleiben gegenüber Kohlekraftwerken relativ im Vorteil, und steigende CO₂-Preise verdrängen tendenziell emissionsintensivere fossile Erzeugung.

Finster, Kasberger und Rütten (2026) diskutieren zwei Möglichkeiten der Umsetzung. Erstens könnte der Abschlag direkt in die Abrechnung des Stromgroßhandels eingebaut werden: Nicht-fossile Kraftwerke würden in Hochpreisstunden einen um den CO₂-Proxy reduzierten Preis erhalten. Dies würde eine Anpassung der Marktregeln auf europäischer Ebene erfordern. Zweitens wäre eine ökonomisch weitgehend gleichwertige Lösung über eine nachgelagerte Abgabe denkbar, die auf Länderebene umgesetzt werden könnte. In diesem Fall erhalten zunächst alle Kraftwerke den üblichen Marktpreis. Nicht-fossile Anlagen zahlen in Hochpreisstunden jedoch einen technologiespezifischen Abschlag, der anschließend an die Verbraucherseite rückverteilt wird – etwa über eine Reduktion der Netzentgelte, eine pauschale Rückerstattung pro verbrauchter kWh oder einen gezielten Entlastungstopf. Der Unterschied liegt damit vor allem in der administrativen Umsetzung, nicht in der ökonomischen Wirkung. Entscheidend ist, dass die Mittel die Verbraucherseite erreichen.

Abbildung 1 illustriert die Wirkungsweise des vorgeschlagenen Mechanismus in einer Hochpreisstunde t . Ohne Abschlag erhalten alle inframarginalen Kraftwerke den einheitlichen Marktpreis p_t . Die Rente der nicht-fossilen Erzeuger entspricht dann den Flächen A + B, jener der fossilen Kraftwerke der Fläche C. Mit dem vorgeschlagenen CO₂-Proxy-Abschlag wird ein Teil dieses Überschusses – Fläche A – von den nicht-fossilen Erzeugern an die Verbraucherseite umverteilt. Die Fläche B zeigt die verbleibende Produzentenrente der nicht-fossilen Erzeuger, die Fläche C die unveränderte Produzentenrente der fossilen Kraftwerke. Fläche A steht damit zugleich für den Wohlfahrtsgewinn der Verbraucher:innen und den entsprechenden Erlösrückgang der nicht-fossilen Erzeuger.

Abbildung 1: Bedingte CO₂-Proxy-Deduktion in Hochpreisstunden



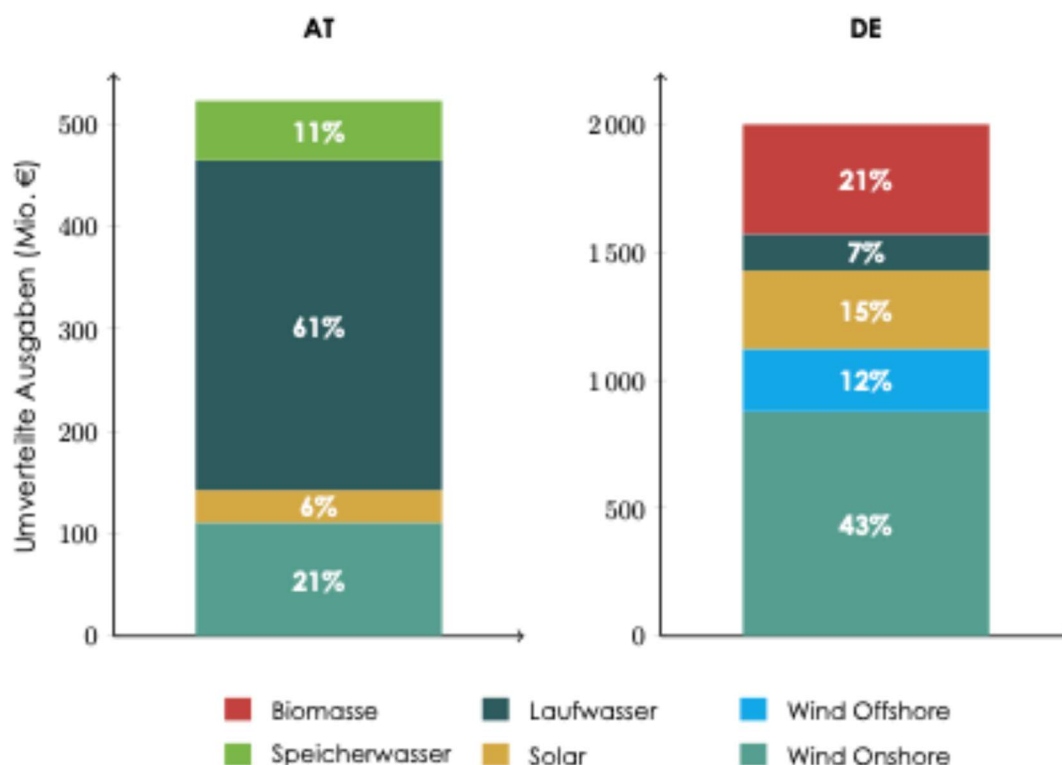
Q: Finster, Kasberger und Rütten (2026)

Wie groß wäre die Entlastung?

Finster, Kasberger und Rütten (2026) quantifizieren den Effekt mit einer statischen Berechnung auf Basis stündlicher Daten für 2025. Bei einem Schwellenwert von 100 €/MWh und einem Abschlag von 28 €/MWh ergeben sich folgende Ergebnisse:

- Für Österreich sinken die durchschnittlichen Großhandelskosten von 104,4 €/MWh auf 95,5 €/MWh – eine Reduktion von rund 8,5%. Das entspricht einer jährlichen Umverteilung von etwa 528 Mio. € bei einer Gesamtlast von 59,2 TWh. Der größte Teil entfällt auf Laufwasserkraft (61%), gefolgt von Windkraft (21%) und Speicherwasserkraft (11%).
- Für Deutschland sinken die Ausgaben von 92,8 €/MWh auf 88,4 €/MWh – eine Reduktion von rund 4,7%, was etwa 2,04 Mrd. € bei 466 TWh Jahresverbrauch entspricht. Die Umverteilung verteilt sich breiter: Onshore-Windkraft (43%), Biomasse (21%), Solar (15%), Offshore-Windkraft (12%) und Laufwasserkraft (7%).
- Die Entlastung konzentriert sich auf die Spitzenstunden am späten Nachmittag und frühen Abend, wenn fossile Kraftwerke besonders häufig den Preis setzen. In diesem Zeitfenster beträgt die Reduktion in Österreich rund 11,4%, in Deutschland etwa 6%.

Abbildung 2: Umverteilte Ausgaben nach Technologie für Österreich und Deutschland, 2025



Q: Finster, Kasberger und Rütten (2026). Die Balkengrafik zeigt die Dominanz der Wasserkraft in Österreich und der Windkraft in Deutschland.

Anwendung auf Gaspreiskrisen

Der Mechanismus lässt sich auch auf extreme Brennstoffpreis-Schocks anwenden. Während der europäischen Gaskrise 2022 stiegen die Gaspreise am TTF zeitweise auf über 300 €/MWh – gegenüber einem Vorkrisenniveau von etwa 20 €/MWh. Die daraus resultierenden Überschusskosten gaskraftwerksbasierter Stromerzeugung generierten enorme inframarginale Renten für nicht-gasbasierte Erzeuger.

Eine Gaspreis-Variante des Abschlags hätte in der zweiten Jahreshälfte 2022 die durchschnittlichen Großhandelskosten der Verbraucherseite von 325,5 €/MWh auf 227,3 €/MWh in Österreich und von 292,5 €/MWh auf 220,8 €/MWh in Deutschland gesenkt – Reduktionen von rund 30% bzw. 25%. Zum Vergleich: In Spanien lag der Strompreis unter dem „iberischen Mechanismus“ im selben Zeitraum bei durchschnittlich 129,7 €/MWh (Fabra et al., 2025). Ein direkter Wirkungsvergleich ist nicht möglich, da der iberische Mechanismus tatsächlich umgesetzt wurde, während die hier ausgewiesenen Werte auf einer kontrafaktischen Berechnung beruhen. Qualitativ unterscheiden sich die beiden Ansätze jedoch klar: Der iberische Mechanismus subventionierte die Gasstromerzeugung direkt und verschob damit die Einsatzreihenfolge zugunsten

fossiler Erzeuger, während der hier vorgeschlagene Mechanismus die Grenzkosten fossiler Kraftwerke unverändert lässt.

Wo liegt der Unterschied zum italienischen Vorschlag?

Anfang 2026 schlug die italienische Regierung vor (Kazmin et al., 2026), die CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke direkt von den Verbrauchern tragen zu lassen, um die Grenzkosten fossiler Erzeugung zu senken und damit den Strompreis zu drücken. Dieser Ansatz würde jedoch die Einsatzreihenfolge zugunsten emittierender Erzeuger verschieben und den Klimaanreiz des CO₂-Preises aushöhlen. Der hier vorgeschlagene Mechanismus erreicht niedrigere Stromausgaben, ohne die Einsatzreihenfolge zu verändern – die CO₂-Lenkungswirkung bleibt vollständig erhalten.

Was spricht für den CO₂-Preisabschlag?

Der Vorschlag hat drei wirtschaftspolitische Stärken. Erstens senkt er, unter der Annahme einer entsprechenden Weitergabe der Preisreduktion, die Stromkosten von privaten Haushalten und Unternehmen, ohne den CO₂-Preis auszuhebeln. Das ist besonders für die energieintensive Industrie relevant, die unter hohen Strompreisen leidet und im internationalen Wettbewerb unter Druck steht. Zweitens stärkt er Anreize zur Elektrifizierung. Wenn Strom im Verhältnis zu Gas, Heizöl oder Treibstoffen günstiger wird, lohnt sich der Umstieg auf Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und elektrische Industrieprozesse. Der Vorschlag unterstützt damit die Dekarbonisierung gerade außerhalb des Stromsektors. Drittens ist der Mechanismus regelgebunden. Anders als Ad-hoc-Eingriffe oder pauschale Preisbremsen bekämpft er nicht jeden Preisanstieg, sondern verteilt gezielt den CO₂-bedingten Anteil der inframarginalen Renten um. Das macht ihn ökonomisch treffsicherer als andere Krisenmaßnahmen.

Wo liegen die Herausforderungen?

Ein erstes Problem betrifft die Investitionsanreize. Hohe Marktpreise in Knappheitsstunden sind Teil der erwarteten Erträge neuer erneuerbarer Anlagen. Werden diese Erträge reduziert, könnte das Investitionen bremsen. Finster, Kasberger und Rütten (2026) schlagen daher vor, neue Anlagen auszunehmen oder über zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) abzusichern. Bei einem CfD garantiert der Staat einen festen Strompreis, und Differenzen zum Marktpreis werden in beide Richtungen ausgeglichen; dies ist mittlerweile das gängige EU-Förderinstrument für neue nicht-fossile Kapazitäten (European Parliament and Council, 2024). Anlagen mit CfDs rechnen ohnehin gegen den unbereinigten Marktpreis ab und wären vom Abschlag nicht betroffen.

Zweitens können Fehlanreize am Schwellenwert entstehen. Wenn ab einem bestimmten Preis ein Abschlag greift, könnten Marktteilnehmer versuchen, Gebote so anzupassen, dass der Preis knapp darunter bleibt. Das ist nicht grundsätzlich schlecht. Aber um solche strategischen Effekte zu vermeiden, schlagen Finster, Kasberger und Rütten (2026) eine lineare Einschleifung vor: Der Abschlag steigt über ein Preisintervall schrittweise an, was die Auszahlungsdiskontinuität beseitigt und strategische Anreize deutlich abschwächt.

Drittens stellt sich die Frage der praktischen Umsetzung. Zu klären sind insbesondere die Interaktion mit Terminmärkten und bestehenden Absicherungsgeschäften sowie Ausnahmen oder Sonderregeln für bestimmte Technologien. Das gilt vor allem für Speicher, deren Opportunitätskosten von früheren Ladepreisen abhängen und die daher nicht ohne Weiteres wie andere nicht-fossile Anlagen behandelt werden können. Der Mechanismus kann grundsätzlich auch dann angewendet werden, wenn der Strompreis durch ein Kraftwerk im Ausland oder in einer benachbarten Gebotszone bestimmt wird. Das spricht für seine grundsätzliche Anwendbarkeit, erhöht aber die Anforderungen an die konkrete Ausgestaltung.

Ein Baustein für die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns

Der Vorschlag greift den CO₂-Preis nicht an. Er setzt dort an, wo das heutige Strommarktdesign unerwünschte Verteilungswirkungen erzeugt – und bietet eine regelbasierte Alternative zu „Übergewinnsteuern“ und Notfall-Preisdeckeln. Gerade in einem Energiesystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, ob CO₂-Kosten fossiler Kraftwerke weiterhin so stark auf den gesamten Strompreis durchschlagen sollen. Ein konkreter Ansatz, wie ein Teil dieser Renten an die Verbraucher:innenseite zurückgegeben werden kann, ohne die Anreize zum Klimaschutz zu beseitigen, findet sich im Working Paper von Finster, Kasberger und Rütten (2026).

Literatur

European Commission, "The Draghi Report on European Competitiveness," 2024.

European Parliament and Council, "Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as regards improving the Union's electricity market design," PE-CONS 1/24 INIT, 2024.

Fabra, N., und M. Reguant, "Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets," *American Economic Review*, 2014, 104(9), 2872–2899.

Fabra, N., C. Leblanc, und M. Souza, "Unpacking the Distributional Implications of the Energy Crisis," CESifo Working Papers 12093, 2025.

Finster, S., B. Kasberger, und S. Rütten, "A Market Design Proposal for Decoupling Carbon and Electricity Prices," WIFO Working Papers 725/2026, 2026.

Hintermann, B., "Pass-Through of CO₂ Emission Costs to Hourly Electricity Prices in Germany," *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 2016, 3(4), 857–891.

Hirth, L., und F. Ueckerdt, "Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market," *Energy Policy*, 2013, 62, 934–947.

Kazmin, A., R. Millard, und A. Hancock, "Italy sets up fight with Brussels over carbon costs," *Financial Times*, 1. März 2026.

Sijm, J., K. Neuhoff, und Y. Chen, "CO₂ cost pass-through and windfall profits in the power sector," *Climate Policy*, 2006, 6(1), 49–72.