

Mathias Mier

Energie- und Klimapolitik: Effekte eines europäischen Ansatzes auf Preise, Versorgungssicherheit und CO₂-Emissionen in Deutschland*

Die Studie untersucht anhand dreier Szenarien, wie sich gemeinsame Anstrengungen beim europäischen Klimaschutz und beim Ausbau transnationaler Übertragungsnetzleitungen für den internationalen Stromhandel auf Strompreise, Subventionsvolumen und CO₂-Preise auswirken.¹ *2050 neutral* reguliert den Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) so, dass alle im EU-ETS regulierte Sektoren (Stromerzeugung, große Teile der industriellen Fertigung, innereuropäischer Flugverkehr, Teile des Schiffsverkehrs) im Jahr 2050 klimaneutral sind. *Schnelle Dekarbonisierung* (bzw. *Schnell*) hingegen² auktioniert bereits 2039 die letzten Zertifikate und kompensiert mit dem EU-ETS im Jahr 2050 sogar noch zusätzliche CO₂-Emissionen in Höhe von 90 Mt von Sektoren außerhalb des EU-ETS, die beispielsweise im Verkehr oder beim Heizen anfallen. *Bruch* ist das nationale Gegenstück zu *2050 neutral*. Hier wird der EU-ETS ab 2031 durch nationale Emissionshandelssysteme ersetzt. Die aufsummierten CO₂-Emissionen bis 2050 bleiben unverändert. Im *Bruch*-Szenario wird zudem der internationale Netzausbau nach 2035 nicht weiter verstärkt, wohingegen in den beiden anderen Szenarien durch die gute europäische Zusammenarbeit noch signifikante Men-

* Dieser Artikel folgt aus einer Studie, die im Auftrag der IHK für München und Oberbayern erstellt wurde. Der Autor dankt der IHK für München und Oberbayern für die finanzielle Unterstützung. Der Autor dankt darüber hinaus Theresa Lange und Matthias Conzelmann für ihre Unterstützung. Daten und Code-Verfügbarkeit. Die Codes vom EUREGEN-Modell mit samt Ex-post-Berechnungsroutinen und Visualisierungen sind unter <https://zenodo.org/records/10928291> erhältlich. Die Datenbanken können unter <https://zenodo.org/records/10927267> heruntergeladen werden. Die gesamte Studie ist unter https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4802185 verfügbar.

¹ Methodik: Die Fragestellung wurde mit dem EUREGEN-Modell beantwortet (Weissbart und Blanford 2019; Mier und Azarova 2024; Mier et al. 2024), dessen bestehende Kalibrierung (Siala et al. 2022; Mier et al. 2023; Mier 2023) speziell auf die untersuchten Fragestellungen hin angepasst wurde. EUREGEN ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des europäischen Strommarkts. Es optimiert einerseits die langfristige Kapazitätsplanung – dies umfasst u. a. Investitionen in Kraftwerke, Windturbinen, Photovoltaik, Übertragungsnetze und Speicher – im europäischen Strommarkt, ist aber andererseits auch für die kurzfristige Einsatzplanung geeignet. Räumlich umfasst EUREGEN die EU-27 ohne die Inselstaaten Malta und Zypern, aber mit Norwegen, der Schweiz und dem Vereinigten Königreich. Die verwendete Spezifikation optimiert die Jahre 2022 bis 2030 sowie ab 2030 in Fünfjahresritten bis 2050.

² Die Studie bezieht sich auf den klassischen, heute als EU-ETS 1 bezeichneten Emissionshandel und ignoriert mögliche Zusammenführungen bzw. Ausgestaltungen des EU-ETS 2.

IN KÜRZE

Was bringt die Europäische Union (EU) dem Wirtschaftsstandort Deutschland? Dieser Beitrag berechnet anhand unterschiedlicher politischer Szenarien den Vorteil in Form von geringeren Strom- und CO₂-Preisen einer europäischen Kooperation beim Klimaschutz sowie beim Ausbau des internationalen Übertragungsnetzes. Sollte jedes Land in Europa Klimaschutz allein betreiben und Netze nach 2035 nicht mehr ausbauen, so beläuft sich der deutsche (europäische) Nachteil auf 66 (248) Mrd. Euro im Zeitraum 2024 bis 2050. Der Gesamtvorteil von mehr Klimaschutz und mehr Netzausbau liegt bei 16 (71) Mrd. Euro.

gen an internationalen Übertragungsnetzleitungen gebaut werden können.

Der potenzielle Vorteil der EU entsteht also aus dem gemeinsamen Klimaschutz und einem gemeinsamen, verstärkten, koordinierten Netzausbau in Europa. Der monetäre Vorteil lässt sich aus dem Vergleich von *2050 neutral* und dem *Bruch*-Szenario berechnen. Darüber hinaus könnte die EU sogar mehr Klimaschutz und noch mehr Netzausbau ermöglichen; der monetäre Vorteil ergibt sich dann aus dem Vergleich von *Schnelle Dekarbonisierung* und *2050 neutral*. Der Vorteil des gemeinsamen oder verstärkten Klimaschutzes und Netzausbaus besteht zuallererst im Strompreis. Sinkende Strompreise sind hierbei ein Vorteil, steigende ein Nachteil. Allerdings werden nicht nur Strompreise betrachtet, um den monetären Vorteil zu bestimmen, sondern auch Subventionsvolumen berücksichtigt, da überlappende Förderpolitiken für erneuerbare Energien (Erzeugungs- und Zubauziele) und Atomkraft (staatlich subventionierter Bau) im europäischen Strom- und Energiesektor relevant sind. Es muss aber auch auf die an-



Dr. Mathias Mier

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am ifo Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen.

deren im EU-ETS regulierten Sektoren geschaut werden. Steigt der CO₂-Preis durch mehr Klimaschutz, dann erhöht dies auch die direkten CO₂-Kosten der restlichen EU-ETS-Sektoren.³

SZENARIEN

Die Studie betrachtet drei Szenarien, welche sich bezüglich des EU-ETS sowie des möglichen Netzausbaus unterscheiden, wobei der mögliche Netzausbau mit der Intensität der europäischen Klimaschutzanstrengungen korreliert.

Schnelle Dekarbonisierung: Der EU-ETS behält den linearen Reduktionsfaktor von 90 Mio. Zertifikaten über 2030 bei und auktioniert somit 2039 die letzten Zertifikate (43,07 Mio.). Ab 2040 werden keine Zertifikate mehr auktioniert oder ausgegeben. Ungenutzte Zertifikate können noch bis Ende 2045 genutzt werden. Hohe politische Kollaboration ermöglicht eine Verdreifachung der interna-

tionalen Übertragungsnetzkapazität zwischen 2035 und 2050.

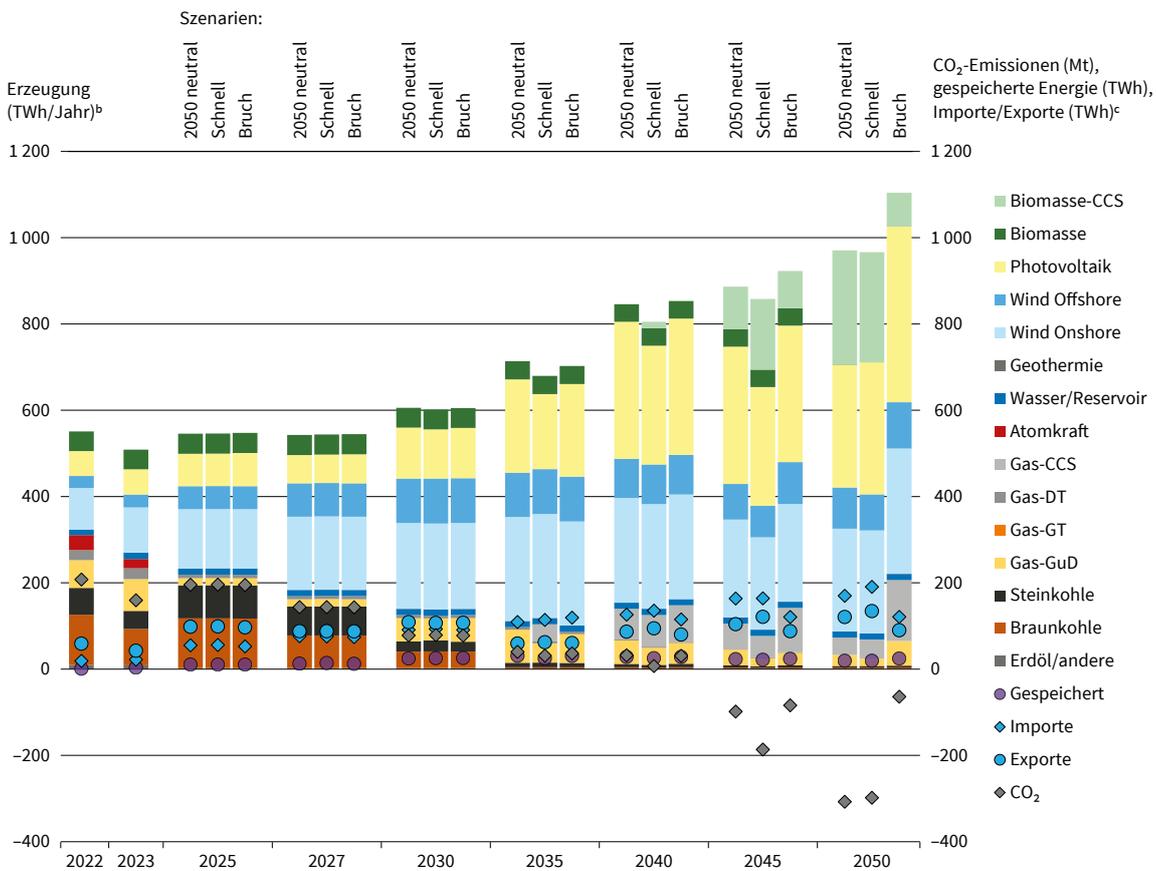
2050 neutral: Der EU-ETS verändert 2031 den linearen Reduktionsfaktor auf 53,32 Mio. und auktioniert 2045 die letzten 53,32 Mio. Zertifikate. Ungenutzte Zertifikate können noch bis Ende 2045 genutzt werden. So ist die Periode 2046 bis 2050 im EU-ETS komplett CO₂-neutral. Diese Wahl ist notwendig, weil das benutzte Modell ab 2030 in Fünfjahresschritten optimiert und nur so die CO₂-Neutralität bis 2050 sichergestellt werden kann. Mittelstarke politische Zusammenarbeit ermöglicht eine Verdopplung der internationalen Übertragungsnetzkapazität zwischen 2035 und 2050.

Bruch: Die politischen Verwerfungen in der EU führen zu einem Zusammenbruch des EU-ETS. Ab 2031 gibt es keine EU-ETS-Zertifikate mehr. Stattdessen zielt jedes EU-Land selbst auf Klimaneutralität im Durchschnitt der Jahre 2046 bis 2050 (in den vormals EU-ETS regulierten Sektoren). Ungenutzte Zertifikate werden entsprechend der Ländergröße verteilt und können im nationalen Emissionshandel weiterverwendet werden. Geringe politische Zusammenarbeit

³ Der steigende CO₂-Preis ist im Strompreis bereits enthalten und muss daher nicht noch gesondert einbezogen werden.

Abb. 1

Erzeugungsmix, CO₂-Emissionen, gespeicherte Elektrizität und Exportvolumen^a



^a Für die Jahre ab 2025 werden drei Szenarien dargestellt. Sie werden immer für ein Jahr gruppiert auf der oberen Achse benannt. In den Kalibrierungsjahren 2022 und 2023 existiert noch kein Unterschied zwischen den Szenarien. 2024, 2026, 2028 und 2029 werden im Sinne der Darstellbarkeit nicht gezeigt.

^b Die gestapelten Balken beziehen sich auf die jährliche Erzeugung je Technologie und sind auf der linken Achse abgetragen.

^c Zusätzlich werden die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (graue Rauten), Exporte (blaue Kreise), Importe (blaue Rauten) und die gespeicherte Energie (violette Kreise) gezeigt und sind an der rechten Achse abgetragen.

Abkürzungen: CCS (CO₂-Abscheidung und -Speicherung), DT (Dampfturbine), GT (Gasturbine), GuD (Gas- und Dampfturbine).

Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

ermöglicht keine Ausweitung der internationalen Übertragungsnetzkapazität zwischen 2035 und 2050.

Gemeinsame Merkmale aller Szenarien sind: (i) Die Preise für Erdgas, Steinkohle und Erdöl verbleiben 50% über dem historischen Durchschnitt ab 2030. (ii) Biomassepreise verdoppeln sich von derzeit 35 auf 70 Euro/MWh bis 2050. (iii) Ausbauziele für erneuerbare Energien werden entsprechend nationaler Pläne implementiert. (iv) Atomkraftwerke werden entsprechend nationalen Ankündigungen gebaut. (v) Frankreich behält seinen Atomstromanteil bei, d. h. ab 2035 soll dieser immer mindestens 70% der Nachfragemenge betragen. (vi) Windausbaupotenzial bleibt, entsprechend existierender Abstandsregeln und Flächenregulierung, bestehen, allerdings existiert die Möglichkeit, höhere Windkraftanlagen zu bauen.

ERGEBNISSE

Erzeugungsmix

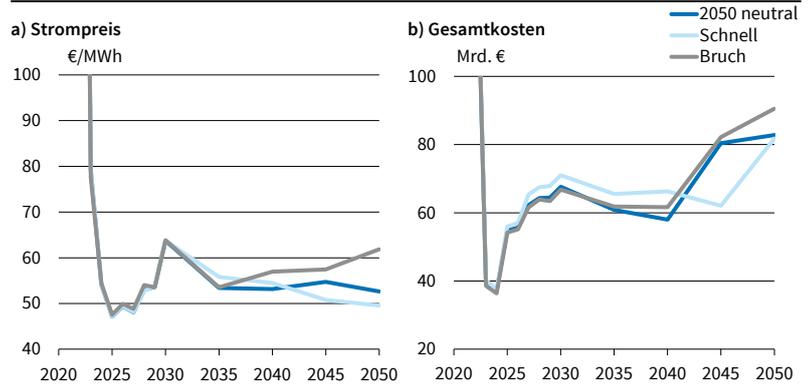
In Deutschland werden Braun- und Steinkohle bis 2030 noch intensiv genutzt (vgl. Abb. 1).⁴ In den kommenden Jahren wird zunehmend mehr Windstrom ins System integriert. Gleichzeitig fällt der Marktwert von Photovoltaik-Strom stark (teilweise unter 15 Euro/MWh), weil die sommerlichen Sonnenspitzen zur Mittagszeit durch Nachfrage oder Speicher nicht verarbeitet werden können. Der recht hohe Anteil von Stein- und Braunkohle sowie die wachsende Windstromerzeugung geht vorerst zu signifikanten Lasten von erdgasbefeuerten Kraftwerken. Dabei spielt auch der immer noch über dem historischen Durchschnitt liegende Erdgaspreis eine zentrale Rolle. Deutschland bleibt bis 2030 Nettoexporteur von Strom. Teilweise werden bis zu 40% mehr Strom exportiert als importiert. Gerade die Förderung von erneuerbaren Energien führt zu einem erhöhten Angebot an Strom in gewissen Jahresstunden. Dieser Strom fließt dann in das Ausland ab, weil das Speichervolumen insgesamt gering bleibt. Ab 2035 wird Deutschland Nettoimporteur und erste beobachtbare Unterschiede zwischen den Szenarien fangen an. Die *Schnelle Dekarbonisierung* zeigt dann erste Wirkungen und benutzt beträchtliche Mengen an Gas-CCS.⁵ Die anderen beiden Szenarien ziehen erst fünf Jahre später nach. Langfristig hat die *Schnelle Dekarbonisierung* allerdings die geringste Gas-CCS-Erzeugung und das *Bruch*-Szenario die höchste, weil dort am wenigstens Biomasse-CCS eingesetzt wird. Biomasse-CCS spielt in den beiden EU-ETS-Szenarien eine übergeordnet

⁴ Danach dienen ihre Kapazitäten nur noch der Notfallreserve, um die deutsche Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Gleiches gilt übrigens für beträchtliche Teile von erdgasbefeuerten Kraftwerken (insbesondere Gas-GuD). Diese tragen zwar bis 2027 nur wenig zur Stromerzeugung bei, stellen allerdings die Versorgungssicherheit Deutschlands sicher.

⁵ Als CCS (Carbon Capture and Storage) wird die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid im Untergrund bezeichnet.

Abb. 2

Strompreise und Gesamtkosten von Klimaschutz



Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

© ifo Institut

wichtige Rolle und macht ca. 30% der deutschen Erzeugung im Jahr 2050 aus. Damit produziert Deutschland 60 bis 75% (je nach Szenario) der negativen CO₂-Emissionen im EU-ETS, d. h., Deutschland kompensiert für andere Länder und profitiert gleichzeitig dabei. Das *Bruch*-Szenario hingegen benötigt dies gar nicht, weil nur für die deutschen CO₂-Emissionen aus industrieller Fertigung, Schiffsverkehr und Flugverkehr kompensiert werden muss. Interessanterweise ist der Photovoltaik-Anteil im *Bruch*-Szenario am höchsten. Die Gesamterzeugung Deutschlands ist dort auch höher, weil signifikant weniger Strom importiert wird als in den beiden anderen Szenarien. Speicher spielen in Deutschland nur eine untergeordnete Rolle. Die gespeicherte Energie steigt zwar bis 2030 an, allerdings nicht, weil neue Kapazitäten hinzugefügt werden, sondern weil die vorhandene Pumpspeicherkapazität noch intensiver genutzt wird. Ab 2045 (2050) werden geringe (beträchtliche) Mengen an Wasserstoffspeichern in Deutschland zugebaut.

Strompreise und Gesamtkosten

Abbildung 2 zeigt den Strompreis (links, in Euro/MWh) sowie die Gesamtkosten des Klimaschutzes (rechts, in Mrd. Euro). Die Gesamtkosten des Klimaschutzes ergeben sich aus den Strompreisen (multipliziert mit der nachgefragten Strommenge), den zu zahlenden Subventionen, um den Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend regulatorischer Vorgaben durchzuführen, sowie höheren oder niedrigeren CO₂-Kosten für die restlichen im EU-ETS regulierten Sektoren. Die Subventionen ergeben sich einerseits aus den definierten Zubauzielen für Photovoltaik und Windturbinen (an Land und im Wasser) und andererseits aus generellen erneuerbaren Zielen (beispielsweise 80% bis 2030). In Deutschland benötigen vor allem die Ausbauziele für Photovoltaik beträchtliche Subventionen. 2025 müsste Deutschland beispielsweise mehr Geld für Subventionen ausgeben (fast 29 Mrd. Euro) als der gesamte nachgefragte Strom zu Großhandelspreisen kosten würde (22 Mrd. Euro). Die Subventionsvolumen sinken zwar leicht über die Zeit, doch sie tragen erheblich zu

den Kosten von Klimaschutz bei. Dies ist allerdings für alle betrachteten Szenarien gleich.

Vorteile von gemeinsamem Klimaschutz

Für Europa als Ganzes bringt gemeinsamer Klimaschutz (und mehr Netzausbau) einen monetären Vorteil von 248 Mrd. Euro oder 2,35 Euro/MWh im Zeitraum von 2024 bis 2050. Dies entspricht ca. 5% des durchschnittlichen Strompreises. Dieser Vorteil ergibt sich in etwa hälftig aus geringeren Strompreisen und einem niedrigeren Subventionsbedarf. Der Subventionsbedarf fällt, weil durch die höheren CO₂-Preise gewisse Investitionen wirtschaftlich werden und nicht mehr zusätzlich subventioniert beziehungsweise nicht mehr so stark subventioniert werden müssen. Auch werden Investitionen (in erneuerbare Energien) vorgezogen – eine spätere Investition entfällt. Die CO₂-Kosten der restlichen EU-ETS-Sektoren fallen zwar, allerdings nur in sehr geringem Maße. Der deutsche Vorteil beläuft sich auf 66 Mrd. Euro bzw. 3,63 Euro/MWh. Das Subventionsvolumen ist im *Bruch*-Szenario lediglich 2,47 Mrd. Euro höher als in *2050 neutral*. Das sich nur minimal ändernde Subventionsvolumen ist ein Hinweis auf fehlgeleitete (im Sinne von ineffektiv) Subventionen (in Photovoltaik) in Deutschland. Wenn die Subventionen mit den tatsächlichen Klimazielen harmonieren würden, dann würde der Subventionsbedarf stärker fallen. Zudem ist der CO₂-Preis Deutschlands nach 2030 im *Bruch*-Szenario etwas geringer (182 Euro/Tonne in *Bruch* und 211 Euro/Tonne in *2050 neutral* im Jahr 2050) und so werden die industrielle Fertigung, der innereuropäische Flugverkehr und Teile des Schiffsverkehrs mit insgesamt 3,29 Mrd. Euro weniger belastet. Final entscheidet also der Strompreis darüber, ob gemeinsamer Klimaschutz für Deutschland von Vorteil ist oder nicht. Wie Abbildung 2 zeigt, sinkt der Strompreis ab 2030 in *2050 neutral* unter das Niveau von *Bruch*. Im Jahr 2050 (im Durchschnitt der Jahre 2024 bis 2050) führt gemeinsamer Klimaschutz – in *2050 neutral* – sogar zu 9,2 (3,68) Euro/MWh günstigeren Strompreisen.

Vorteile von mehr Klimaschutz

Mehr Klimaschutz und deutlich mehr Netzausbau bringt für Europa einen Vorteil von 71 Mrd. Euro beziehungsweise 0,67 Euro/MWh, wobei die fallenden Strompreise diesen Effekt dominieren und die höheren CO₂-Kosten der restlichen EU-ETS-Sektoren in der Tat ins Gewicht fallen. Der Vorteil für Deutschland beläuft sich auf 16 Mrd. Euro bzw. 0,87 Euro/MWh. Hier dominiert allerdings ein geringeres Subventionsvolumen, das die signifikanten Mehrkosten der restlichen Sektoren auffängt. Der verstärkte Klimaschutz ist also schon eher harmonisch mit der Stoßrichtung

der Subventionen, auch wenn die massive Förderung von Photovoltaik immer noch als ineffektiv angesehen werden muss.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Studie zeigt nicht nur, dass gemeinsamer Klimaschutz besser ist als nationaler Klimaschutz, sondern dass sogar mehr Klimaschutz betrieben werden kann, ohne dass die relevanten Gesamtkosten der Strombereitstellung und Dekarbonisierung des EU-ETS ansteigen. Deutschland profitiert enorm von den gemeinsamen und sogar potenziell höheren Klimaschutzanstrengungen, allerdings nur, wenn Deutschland sich den Herausforderungen stellt und regulativ die richtigen Weichen setzt.

Deutschland macht sich bereits fundamentale Gedanken über Wasserstoff als einen Energieträger der Zukunft, allerdings ist der relevanteste Aspekt für Deutschland der Aufbau einer funktionierenden CCS-Infrastruktur. CCS wird in Verbindung mit Erdgas bereits in zehn Jahren relevant. Ab 2040 muss CCS dann im großen Maßstab einsatzfähig sein. Deutschland ist relativ dicht besiedelt und hat eine sehr hohe Stromnachfrage bezogen auf seine Landesfläche. Gleichzeitig scheint die Sonne in Spanien oder Portugal 60% stärker als in Deutschland und auch die guten Windflächen in Norddeutschland oder in der Nordsee sind rar. Aktuelle Regulierungen zum Windausbau machen das Problem nicht einfacher und schieben Deutschland nur noch weiter in die Abhängigkeit von CCS. Um allerdings CCS in dem Maßstab zu betreiben wie berechnet, muss zusätzlich noch eine Biomasseimportstruktur geschaffen werden, weil das deutsche energetische Biomassepotenzial dafür nicht ausreichen wird. Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien und massiver Subvention von Photovoltaik verbleibt Deutschland aber langfristig ein Nettoimporteur. Deutschland muss also bedacht sein, die europäische Zusammenarbeit im Rahmen des internationalen Netzausbaus weiter zu intensivieren.

REFERENZEN

- Mier, M. (2023), »European Electricity Prices in Times of Multiple Crises«, ifo Working Paper 394.
- Mier, M., J. Adelowo und C. Weissbart (2024), »Complementary Taxation of Carbon Emissions and Local Air Pollution«, *Energy Economics* 107460.
- Mier, M. und V. Azarova (2024), »Investment Cost Specifications Revisited«, *Energy Policy* 188, 114058.
- Mier, M., K. Siala, K. Govorukha und P. Mayer (2023), »Collaboration, Decarbonization, and Distributional Effects«, *Applied Energy* 341, 121050.
- Siala, K., M. Mier, L. Schmidt, L. Torralba-Díaz, S. Sheykhha und G. Savvidis (2022), »Which Model Features Matter? An Experimental Approach to Evaluate Power Market Modeling Choices«, *Energy* 245, 123301.
- Weissbart, C. und G. J. Blanford (2019), »A Framework for Modeling the Dynamics of Power Markets – The EU-REGEN Model«, ifo Working Paper 307.