

Preissenkungsmechanismen im Stromgroßhandel und ihre Auswirkungen im europäischen Kontext

Eine Einordnung aktuell diskutierter Handlungsoptionen im Auftrag des BMK



Autor:innen

Christian Furtwängler

Karina Knaus

Lukas Zwieb

Christoph Dolna-Gruber

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien,
T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340, office@energyagency.at | www.energyagency.at

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Inhalt

Hintergrund	4
Prämissen	5
Optionen der Strompreissenkung innerhalb des Großhandelsmarkts	7
1.1 Ausweitung des iberischen Modells auf Europa	9
1.2 Gebotspreissenkung ähnlich zum iberischen Modell, allerdings mit fixem vorgegebenen Abschlag	20
1.3 Einführung des Prinzips „Pay-as-Bid“ im Stromgroßhandel	22
1.4 „Abschneiden“ der Preiskurve durch Marktklärungsalgorithmus EUPHEMIA	25
1.5 „Abschottung der Grenzkapazität“	28
1.6 „Aktuelles Griechisches Modell“: Einführung eines ex-post-Umverteilungsmechanismus	29
1.7 „Neues Griechisches Modell“: Teilung des Großhandelsmarkts	31
1.8 Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen	34
1.9 Ex-Post Preisdeckel	35
Vor- und Nachteile verschiedener Preisanpassungsoptionen (ohne Berücksichtigung nationaler Interessen)	37
Schlussfolgerungen	40

Hintergrund

Seit Sommer 2021 erleben die europäischen Energiemärkte eine bis dato beispiellose Preisrallye, die sich durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und daraus folgende Sorgen um die Versorgungssicherheit insbesondere bzgl. Erdgas seit Februar 2022 weiter intensiviert hat. Die jüngere Preisentwicklung der Großhandelspreise im Strommarkt, mit einer Steigerung um 277,5 % zwischen Juli 2022 und Juli 2021 (Stand 18.07.22, Vergleich der gemittelten Day-Ahead-Preise, Gebotszone¹ Österreich) lässt sich im Wesentlichen auf stark

gestiegene Energieträgerpreise für Erdgas (und in jüngerer Vergangenheit auch bei Kohle) zurückführen. Der Zusammenhang zwischen der Entwicklung von Strom- und Gaspreisen lässt sich grafisch anschaulich anhand der Kostenentwicklung eines fiktiven Gaskraftwerkes auf Basis jeweils aktueller Gas- und CO₂-Future-Preisnotierungen im Vergleich zu gleichzeitigen tatsächlichen Future-Strompreisen nachweisen.

Ein Grund hierfür ist die Preisbildung im Großhandelsmarkt gemäß dem Prinzip „Pay as cleared“ (Einheitspreisverfahren, Uniform Pricing) und der Merit-Order (MO). Die MO besagt im Wesentlichen, dass zu jedem Zeitpunkt die günstigsten Kraftwerke die vorhandene Nachfrage bedienen und das letzte – und somit auch teuerste Kraftwerk - das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, den Strompreis im Stromgroßhandel bestimmt (und damit auch die Erlöse für alle Kraftwerke, die günstiger produzieren = „pay as cleared“). Der Strommarktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA, welcher durch die benannten europäischen Marktbetreiber² in Kooperation mit den Übertragungsnetzbetreibern entwickelt wurde, bestimmt dabei in einer täglichen länderübergreifenden Optimierung rund um die so genannte Day-Ahead-Auktion das auf Basis der abgegebenen Gebote und der Stromnetzauslastung zwischen den Ländern wohlfahrtsoptimale Marktergebnis für den kommenden Tag. Stehen dabei genug Grenzkapazitäten zur Verfügung, haben benachbarte Länder zu einem bestimmten Zeitpunkt den gleichen Strompreis. Sind die Grenzleitungen ausgelastet, können sich die Strompreise innerhalb Europas weiterhin unterscheiden.

Da das teuerste Kraftwerk für eine Stromlieferung in Österreich häufig ein fossil-befeuertes Kraftwerk ist (z. B. österreichische Gaskraftwerke, häufig aber auch Kraftwerke aus dem Ausland) schlagen die aktuell steigenden Brennstoffpreise direkt auf die Strompreise des Großhandels durch – obwohl Österreich national und jahresbilanziell betrachtet einen hohen Anteil seines Stroms aus erneuerbaren, vergleichsweise kostengünstigen Energiequellen produziert. Mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung erreicht die Preissteigerung – je nach Vertragsausgestaltung mehr oder weniger schnell und stark – aber alle Strom-Endkund:innen. Als Folge dessen werden und wurden verschiedene Ideen entwickelt und teilweise bereits umgesetzt, die eine Entkopplung des Strompreises von den steigenden Brennstoffpreisen anstreben.



¹ Innerhalb einer Gebotszone gibt es per Definition keine Preisunterschiede, deshalb auch oftmals als Preiszone bezeichnet.

² Engl. NEMOs (Nominated Electricity Market Operators)

Prämissen

Dieses Papier hat das Ziel, aktuell diskutierte Handlungsoptionen für Interventionen im europäischen Großhandel mit Strom einzuordnen. Den Handlungsoptionen ist allerdings eine Reihe an Prämissen voranzustellen. Sie gelten als Leitprinzipien für die Entwicklung der Preissenkungsmechanismen und sollten beim Design jedenfalls berücksichtigt werden.

Die Liberalisierung der Strommärkte ist mehr als 20 Jahre alt. Bemühungen für die verstärkte Integration der einzelnen europäischen Länder bzw. Gebotszonen sind also über Jahrzehnte gewachsen. Das System besteht aus vielen Rädchen, die ineinander greifen wie ein Uhrwerk. Wird an einem Rad gedreht, hat das Auswirkungen auf das gesamte System. In der Vergangenheit wurden systemische Veränderungen immer erst nach einer langen Phase von Analysen, Abstimmungen und Testläufe umgesetzt. In der aktuellen Krise sind die Forderungen nach einer schlagartigen Intervention laut geworden. Angesichts der dramatischen Preisentwicklungen ist dies nachvollziehbar. Gleichsam ist essentiell, etwaige politische Maßnahmen erst nach größtmöglicher Prüfung und unter Berücksichtigung der Perspektiven von Expert:innen für die europäischen Strommärkte umzusetzen. Schnelle Interventionen sollten temporär aufgesetzt werden, eine Exit-Strategie vorsehen und die nachstehenden Prämissen beachten.



Das europäische Marktdesign muss angesichts der beschleunigten Umstellung auf Erneuerbare Energien und der notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems ohnehin weiterentwickelt werden. Das aktuelle politische Momentum birgt große Chancen, diese Veränderungen anzustoßen – diesen zukünftigen Notwendigkeiten sollte dabei jedenfalls auch Beachtung geschenkt werden.

Die aktuelle Preiskrise fußt auf Verknappung: Russische Gaslieferungen werden reduziert oder eingestellt, gesteigerte LNG-Importe können dies zwar in gewissem Ausmaß kompensieren, aber der Preis dafür ist hoch. Angesichts der ungewissen Versorgungslage und Preissteigerungen bei Gas gibt es eine erhöhte Nachfrage nach den naheliegenden Substituten: Kohle und Diesel/Heizöl. Doch auch das Angebot für diese Substitute ist nicht schnell genug skalierbar und so steigen auch dort die Preise. Mit Konsequenzen für den Strompreis, denn hochpreisige Kohle- und Gaskraftwerke setzen aktuell oft den Preis. Verschärfend kommt der Ausfall von französischen Atomkraftwerken und die dürrebedingte Minderproduktion von Strom in Wasserkraftwerken hinzu.

***Energieeffizienz, Flexibilisierung
und der Ausbau erneuerbarer Energie
sind mittelfristig die wichtigsten
Schlüssel zur Entschärfung der Krisen
unserer Zeit.***

Die hohen Preise sind Ausdruck der Verknappung, sie setzen wichtige Anreize für die **Reduktion des Energieverbrauchs**. Vor dem Hintergrund der steigenden Strom- und Gasverbräuche in der kalten Jahreszeit wird sich die Situation verschärfen. Diese beunruhigende Aussicht für die Versorgungssicherheit in Europa ist beim Design von kurzfristigen Maßnahmen unbedingt zu berücksichtigen. Potenzielle Auswirkungen auf den Verbrauch sind einzuschätzen und als wichtiges Kriterium in die Entscheidung und Ausgestaltung einzubeziehen.

Neben der absoluten Reduktion des Verbrauchs ist auch die zeitliche oder geografische Verlagerung des Verbrauchs oder der Erzeugung (auch mittels Speicher) entscheidend, um Preise zu dämpfen. Für den Umgang mit der Preis- und Energiekrise ist also auch die **verstärkte Flexibilität** im europäischen Stromsystem essentiell. Maßnahmen müssen dies berücksichtigen.

Flexibilität ist auch entscheidend, um den **Ausbau erneuerbarer Energie** in Europa vorantreiben zu können. Die beschleunigte Nutzung von Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und anderen fossilfreien Stromerzeugungstechnologien sind notwendig, um Europa möglichst rasch aus der Abhängigkeit von Öl, Gas und Kohle zu befreien und Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die aktuelle Preissituation im europäischen Großhandel mit Strom übt starke Anreize aus, das Angebot an erneuerbarer Energie auszuweiten, denn diese Technologien sind mit niedrigen Grenzkosten (weil brennstoffunabhängig) verbunden. Die meisten der aktuell diskutierten Interventionen im Strommarkt zielen darauf ab, die Renditen der erneuerbaren Erzeuger zu reduzieren, und fossile Erzeuger zu subventionieren. Vor dem Hintergrund des notwendigen Ausbaus erneuerbarer Energie erscheint dies kontraintuitiv. Beim Design von kurzfristigen Maßnahmen muss diese Diskrepanz adäquat adressiert werden.

Neben diesen übergeordneten Prämissen gilt es, beim Design der Interventionen noch weitere, konkretere Aspekte zu berücksichtigen. Sie betreffen die jeweilige Ausgangslage in den Mitgliedstaaten (Erzeugungsmix, Interconnection Rate) und die Behandlung von bestimmten Teilbereichen des Binnenmarkts für Strom. Die Diskussion zum iberischen Modell ab S. 7 geht im Detail auf diese Aspekte ein. Sie gelten aber gleichsam als bestimmende Faktoren für alle Handlungsoptionen, die in diesem Paper adressiert werden.

- ▶▶ **Erzeugungsmix der Mitgliedstaaten: von erneuerbar bis fossil**
- ▶▶ **Grad der Netzanbindung mit Nachbarstaaten: Interconnection Rate**
- ▶▶ **Spezialthema Terminmarkt: Was passiert mit Forward-Märkten?**

Optionen der Strompreissenkung innerhalb des Großhandelsmarkts

In den letzten Wochen sind unzählige Vorschläge zum Umgang mit der Preiskrise im EU-Großhandel mit Strom vorgebracht worden. Eine Auswahl an Handlungsoptionen soll im Folgenden diskutiert und eingeordnet werden. Im Anschluss sprechen wir eine Empfehlung für die Positionierung Österreichs auf europäischer Ebene aus. Die behandelten Optionen in der Übersicht:

- 1. Ausweitung des iberischen Modells auf Europa.** Das sogenannte „iberische Modell“ wird in Spanien und Portugal seit dem 15. Juni 2022 angewendet. Vorgabe eines adaptiven Preisabschlags für fossile Kraftwerke und eine Subventionierung dieser per Umlagesystem, das die Subventionen auf die gesamte Nachfrage umlegt.
- 2. Gebotspreissenkung ähnlich zum iberischen Modell, aber mit fixem vorgegebenen Abschlag:** Anstatt einen täglichen, adaptiven Abschlagspreis für alle fossilen Kraftwerke anhand des aktuellen Gaspreises zu berechnen, wird der Abschlagspreis einmal durch den Regulator bestimmt und bleibt für einen gewissen Zeitraum gleich. Somit werden Gas- und Strompreis nicht völlig entkoppelt, jedoch die Auswirkung des Gaspreises auf den Strompreis limitiert.
- 3. Einführung des Prinzips „Pay-as-Bid“ im Stromgroßhandel:** Anstatt das teuerste Kraftwerk den Grenzpreis für alle Kraftwerke setzen zu lassen („Pay-as-cleared“), erhält jedes bezuschlagte Kraftwerk genau jenen Preis, den es geboten hat. Ein mengengewichteter Durchschnitt der bezuschlagten Gebote ergibt den Strompreis.
- 4. „Abschneiden“ der Preiskurve durch Marktklärungsalgorithmus EUPHEMIA:** Der europäische Marktalgorithmus bestimmt das optimale Marktergebnis ohne Preisintervention und legt auf dieser Basis die Handelsmengen und Grenzhandelsflüsse fest. Erst dann werden die Gebotspreise der fossilen Kraftwerke entweder (a) AUF oder (b) UM ein vorher festzulegendes Niveau abgesenkt und die Marktteilnehmer mit ursprünglich höheren bezuschlagten Geboten subventioniert, wobei z. B. der iberische Kostenverteilungsmechanismus angewendet werden kann. Dies kann theoretisch auch nur in einer Gebotszone umgesetzt werden (auch andere Gebotszonen wenden bereits Sonderregeln an, die außerhalb der Gebotszone nicht gelten), was theoretisch einen nationalen Alleingang ermöglicht und daher ggf. schneller umsetzbar ist als europäisch abgestimmte Maßnahmen.
- 5. „Abschottung der Grenzkapazität“** durch Senkung der handelbaren Übertragungsnetzkapazitäten im Algorithmus EUPHEMIA auf einen Wert von (nahe) null. Länder mit niedrigen Erzeugungskosten und ausreichender Produktionskapazität können hiermit temporäre Preisreduktionen auf Kosten ihrer Nachbarländer erzielen. Diese Option stellt keine Marktreform dar, sondern lediglich eine EU-rechtswidrige protektionistische Vorgabe eines Parameters im bisherigen Marktsystem.
- 6. „Aktuelles Griechisches Modell“: Einführung eines ex-post-Umverteilungsmechanismus** zwischen Produzentenrenten und Konsumentenrenten ähnlich einer Windfall-Profit-Tax. Hierbei erfolgt im engeren Sinne kein Eingriff in bestehende Marktregeln.

7. **„Neues Griechisches Modell“: Teilung des Großhandelsmarkts** in „günstiges“ (Erneuerbare und zugehörige Speicher, Kernenergie) und „teures“ Segment (fossile Kraftwerke, Speicherkraftwerke, Demand Response) und Deckelung der Zahlungen für günstige Technologien auf Basis derer Vollkosten, falls teures Segment einen teureren Preis setzt. Die Umsetzung der Deckelung der Erlöse des günstigen Segments erfolgt über sogenannte Contracts for Differences (CfDs).
8. **Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen** bei denen Verbraucher ihre Bereitschaft zur Reduktion ihres Verbrauchs (Demand Response) z.B. in Auktionen bieten können. Die reduzierten Mengen reduzieren den Bedarf auf der Nachfrageseite des Marktes und somit auch den Bedarf nach teuren Spitzenlastkraftwerken. Die Marktregeln des Strommarktes blieben unverändert, jedoch würde ein neuer paralleler Markt geschaffen, dessen Potenziale ggf. langfristig in den Stromhandel integriert werden könnten.
9. **Ex-Post Preisdeckel** für den Großhandel: Analog zu momentan in manchen Ländern implementierten preissenkenden Maßnahmen im Endkundenmarkt wird eine Preisobergrenze für die Nachfrageseite des Großhandels eingeführt und die Differenz durch den Staat bezuschusst. Dies wird umgesetzt, indem aus der Angebotskurve der einmaligen Auktionen des Spothandels ex-post mengengewichtete Durchschnittspreise berechnet werden. Die Differenz zwischen Marktpreis und mengengewichtetem Durchschnittspreis wird den Stromnachfragern erstattet.

Im Folgenden werden die skizzierten Optionen und Vorschläge diskutiert. Das iberische Modell wurde bereits umgesetzt, es gibt Erfahrungswerte damit. Demnach kann die kritische Diskussion dieses Modells detaillierter erfolgen. Darin behandelte Prinzipien und aus der Analyse gewonnene Erkenntnisse sind aber auch für die meisten der anderen Optionen relevant.

1.1 Ausweitung des iberischen Modells auf Europa

Um die Auswirkungen der gestiegenen Gaspreise auf die iberischen Stromkund:innen zu beschränken, haben Spanien und Portugal einen dynamischen Preisabschlag für bestimmte Erzeuger des Großhandelsmarktes entwickelt. Dieser funktioniert nach dem folgenden Prinzip:

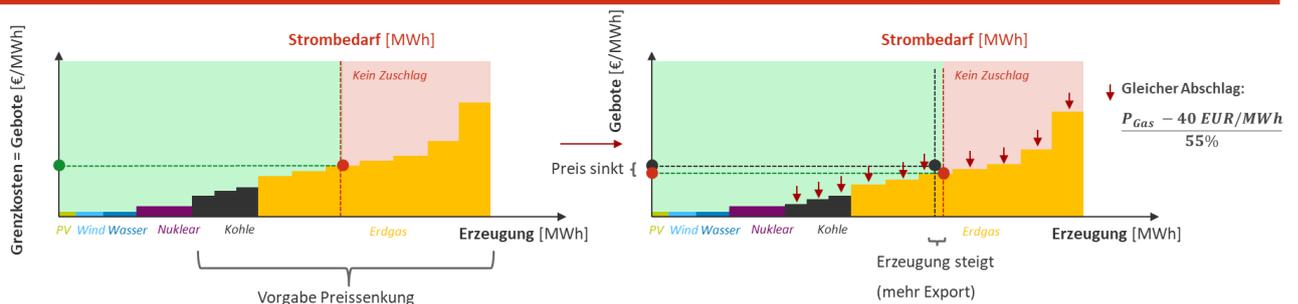
Ziel ist die Absenkung der Gebote fossiler Kraftwerke in den nationalen Stromangebotskurven der Stromauktionen von Portugal und Spanien. Damit sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nicht ändert, werden alle fossilen Kraftwerke (d. h. also insbesondere Erdgas-, Kohle- und Ölkraftwerke) dazu verpflichtet, einen für all diese Kraftwerke gleichen, fixen Preisabschlag in ihr Gebot miteinzubeziehen. Die Verpflichtung aller fossilen Erzeugungstechnologien hat zur Folge, dass sich die Reihenfolge der inländischen produzierenden Kraftwerke in der MO nicht verändert. Der anzusetzende Preisabschlag ermittelt sich per vorgegebener Formel auf Basis des durch den Gasmarktbetreiber Mibgas³ bereitgestellten aktuellen Gaspreises P_{Gas} :

Das iberische Modell implementiert einen variablen Preisabschlag für fossile Kraftwerke – der Strompreis wird vom Gaspreis entkoppelt.

$$P_{GebotStrom}^{neu} = P_{GebotStrom}^{alt} - \frac{P_{Gas} - 40 \text{ EUR/MWh}}{55\%}$$

Das Gebot ist folglich um die Differenz des aktuellen Gaspreises zu einem Zielbrennstoffpreis (zu Beginn 40 €/MWh), geteilt durch einen angenommenen Durchschnittswirkungsgrad der Stromauszeugung aus den fossilen Kraftwerken von 55 % zu korrigieren. Je höher der Gaspreis im Markt, desto höher ist auch der Preisabschlag auf den Stromgeboten. Ziel ist also eine Stabilisierung des Strompreisniveaus, auch wenn der Gaspreis weiter steigt – Strom- und Gaspreis werden entkoppelt.

Wirkungsweise des iberischen Modells auf die Merit-Order-Kurve (vorher – nachher)



Das Vorgehen führt zu einer Absenkung des Strompreises. Gleichzeitig kommt es zu einer Erhöhung der Stromproduktion, da die niedrigeren Gebote zu einem erhöhten Export des subventionierten Stroms über die verfügbaren Grenzleitungen nach Frankreich führen. Da diese Subvention einen Eingriff in den europäischen Wettbewerb darstellt und so z. B. potenziell gegen EU-Beihilfavorschriften verstoßen könnte, war für die Umsetzung eine Einwilligung der Europäischen Kommission erforderlich. Diese

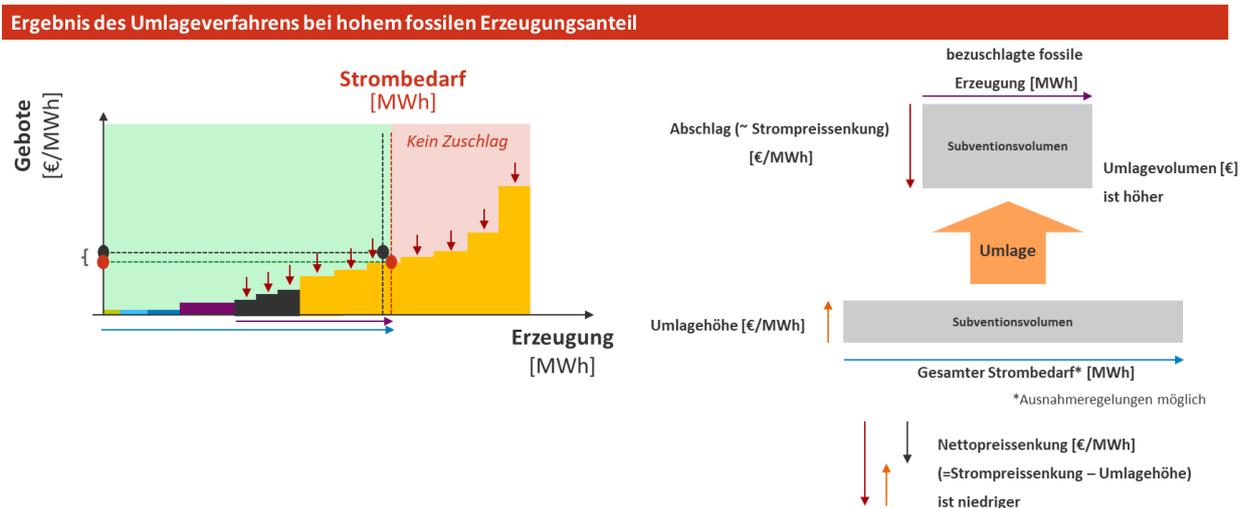
³ <https://www.mibgas.es>

wurde am 08. Juni 2022 erteilt⁴. Dabei wurde allerdings u. a. die besondere Situation der iberischen Halbinsel und die niedrigen Verbindungskapazitäten als Grund für die Unbedenklichkeit der Maßnahme hervorgehoben.

Die Kosten der Stromsubvention, die sich durch Multiplikation der bezuschlagten Verkaufsmengen der fossilen Kraftwerke mit dem vorgegebenen Preisabschlag berechnen lassen, werden durch den Marktbetreiber OMIE direkt nach Feststehen der Auktionsergebnisse gleichmäßig auf die Nachfragemengen des Marktes verteilt. Da erneuerbare Energien und Kernenergie einen deutlich niedrigeren Marktpreis und somit auch eine geringere Gewinnmarge („Produzentenrente“) erzielen als unmittelbar vor der Maßnahme, ergibt sich bei einer hinreichend großen Grenzkostendifferenz zwischen den erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Atomkraftwerken auf der einen Seite, sowie den fossilen Anlagen auf der anderen Seite eine Nettopreissenkung des gehandelten Stroms. Die Höhe dieser Senkung und des damit verbundenen Umlagevolumens hängt dabei maßgeblich vom Verhältnis der subventionierten Mengen aus fossiler Erzeugung zu günstigerer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kernenergie ab, was im folgenden Abschnitt verdeutlicht wird.

Veranschaulichendes Beispiel zur Wirkung des Umlagesystems in verschiedenen Energiesystemen

Das iberische Umlageverfahren ist in den folgenden Schaubildern mit zwei beispielhaften Marktergebnissen abgebildet. In beiden Schaubildern wird zur Veranschaulichung vom gleichen Gaskraftwerk als preissetzendem Kraftwerk und einer gleichen Abschlagshöhe, sowie einem gleichen resultierenden Day-Ahead-Strompreis und einer gleichen Stromnachfrage ausgegangen. Lediglich die mengenmäßige Verteilung der Technologien auf fossile und nicht-fossile Kraftwerke unterscheidet sich. Im ersten Beispiel sind mehr als 50% der bezuschlagten Kraftwerke fossile Kraftwerke.



Somit muss für einen hohen Anteil des Marktes der Preisabschlag subventioniert werden. Es entsteht ein Subventionsvolumen in Höhe von

$$\text{Subventionsvolumen [€]} = \text{Preisabschlag} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot \text{bezuschlagte fossile Erzeugung [MWh]}.$$

⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_22_3550

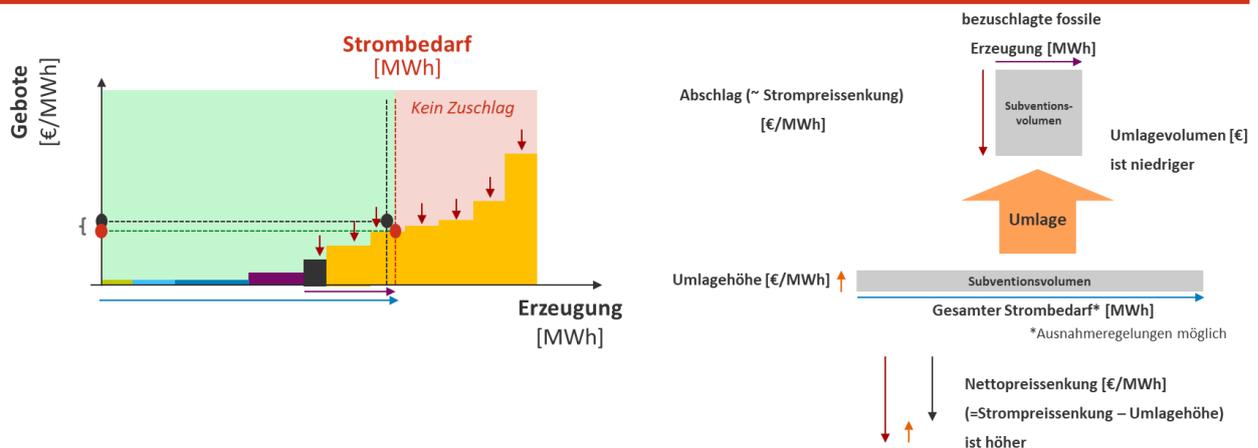
Dies muss auf die Nachfrageseite des Marktes, d.h. den gesamten Strombedarf umgelegt werden, womit sich eine Umlagehöhe von

$$Umlagehöhe \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{Subventionsvolumen} [\text{€}]}{\text{Strombedarf} [\text{MWh}]}$$

ergibt. Somit steigen sowohl das Subventionsvolumen, als auch die Umlagehöhe, je höher der Anteil der fossilen Erzeugung an den bezuschlagten Kraftwerken ist.

Im zweiten Beispiel hat nur ein geringer Anteil an den bezuschlagten Kraftwerken einen fossilen Brennstoff.

Ergebnis des Umlageverfahrens bei niedrigem fossilen Erzeugungsanteil



Folglich sinken sowohl das Subventionsvolumen, als auch die Umlage, da sich diese weiterhin auf den gesamten Strombedarf bezieht. Die Nettostrompreissenkung in beiden Fällen ergibt sich zu:

$$Nettostrompreissenkung = \text{Strompreissenkung}_{DA} - \text{Umlage} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right],$$

wobei die Senkung im Falle eines niedrigen fossilen Erzeugungsanteils entsprechend höher ausfällt.

Betrachtet man nun den Extremfall, d.h. einen fossilen Erzeugungsanteil 100%, wird der Effekt besonders deutlich. In einem 100% fossilen System ist die Umlage genauso hoch wie die vorherige Strompreissenkung, womit überhaupt kein preissenkender Effekt eintritt.

Bei einem 100% nicht-fossilen (z.B. erneuerbaren) System ist weder ein Preisabschlag, noch eine Umlage zu zahlen – der Preis ist ohnehin niedrig.

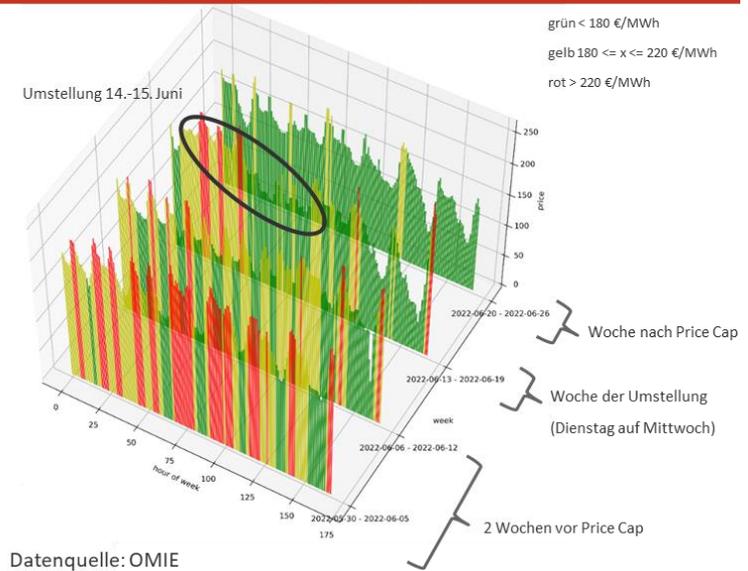
Unterm Strich macht dieses Beispiel deutlich, dass insbesondere Energiesysteme mit niedrigem fossilen Erzeugungsanteil einen großen Vorteil aus dem iberischen Modell ziehen, während dieser Vorteil für Systeme mit hohem fossilen Erzeugungsanteil verschwindet. Daher ist dieses Modell für Länder mit einem hohen fossilen Erzeugungsanteil weniger attraktiv.

Bisherige Konsequenzen des iberischen Modells

Die ersten Marktergebnisse seit Einführung des Preisabschlags zeigen, dass sich die spanischen und portugiesischen Strompreise nominell deutlich reduziert haben.

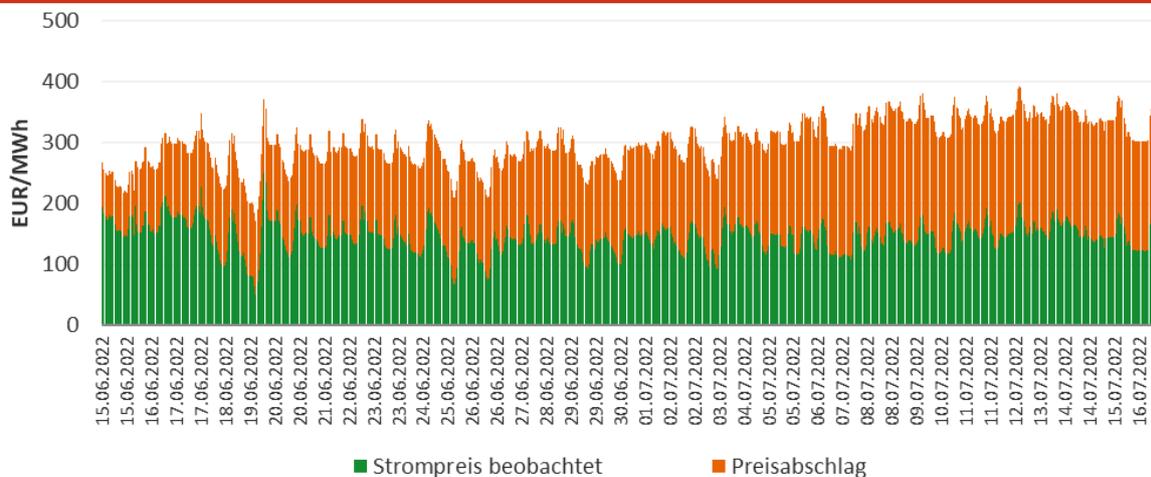
Zwischen der Einführung des Preisabschlags am 15.06.22 und dem 15.07.22 sank der Preis in Spanien um ca. 68 €/MWh, in Portugal um 66 €/MWh im Vergleich zum bisherigen Jahresverlauf. Berücksichtigt man außerdem den Anstieg des spanischen Gaspreises von 80 €/MWh am 15.06.22 auf über 145 €/MWh am 15.07.22, wäre ohne den Abschlag zudem mit einer deutlichen Strompreissteigerung zu rechnen gewesen. So lag in diesem Zeitraum der durchschnittliche Gaspreis bei ca. 124,86 €/MWh, und somit der durchschnittliche Preisabschlag bei 154,29 €/MWh. Der durchschnittliche Strompreis lag bei 145,97 €/MWh.

Preisentwicklung Strompreise Day-Ahead Spanien rund um den 15.06.



Die Strompreise sinken, die Stromerzeugung aus Gas und die Exporte des subventionierten Stroms steigen an.

Entwicklung Spotpreise Spanien im ersten Monat nach Einführung des Preisabschlags

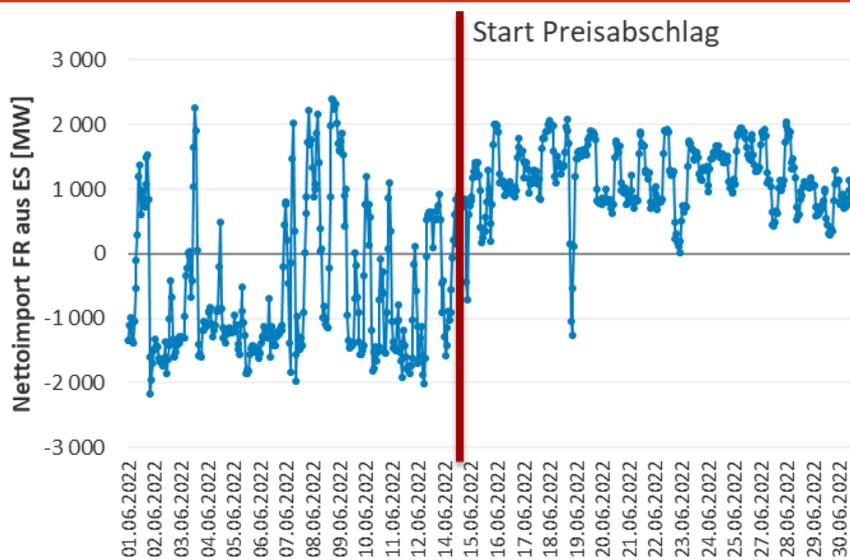


Datenquellen: OMIE, MIBGAS und eigene Berechnungen

Auch wenn eine Aussage über Identität und Gebotsverhalten des Grenzkraftwerks ohne Preisabschlag nicht unmittelbar möglich ist, liegt auf Basis dieser Daten der Schluss nahe, dass die spanischen Großhandelspreise mit Stand 17.07.2022 ohne den Preisabschlag im Schnitt in etwa um den Faktor 2 höher wären. Die Verhältnisse zwischen Strompreis und Preisabschlägen im Zeitverlauf können anhand des obenstehenden Schaubilds am Beispiel der spanischen Großhandelspreise nachvollzogen werden. Die Summe beider Balken entspricht näherungsweise dem Preisniveau, welches ohne den Preisabschlag vorherrschen würde. Man sieht deutlich, wie die Preisabschläge (in orange) mit steigenden Gaspreisen im Zeitverlauf ansteigen. Der durchschnittliche Nettopreis nach Berücksichtigung der umgelegten Subventionskosten lag in der zweiten Junihälfte nach Informationen des spanischen Wirtschaftsministeriums⁵ bei 236,75 €/MWh, was einer Reduktion von ca. 14,2% im Vergleich zum ansonsten eingetretenen Durchschnittspreis von 275,89 €/MWh entspricht.

Die grenzüberschreitenden Stromflüsse zwischen Spanien und Frankreich haben sich durch die Einführung des Preisabschlags ebenso fundamental verändert. Während zuvor Frankreich in der Tendenz Strom nach Spanien exportierte, hat sich dieser Trend seit Einführung des Price Caps gedreht. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass neben der Einführung des Preisabschlags noch weitere Effekte in die gleiche Richtung wirken – so bestehen in Frankreich momentan signifikante Probleme bei der Energiebereitstellung aus Kernkraftwerken, was zu einem starken Anstieg der Strompreise in Frankreich geführt hat. Ein Faktor, der wohl auch ohne subventionierten Strom aus Gas verstärkte Stromflüsse von Spanien nach Frankreich zur Folge gehabt hätte.

Entwicklung der physischen Stromflüsse zwischen ES und FR im Juni 2022

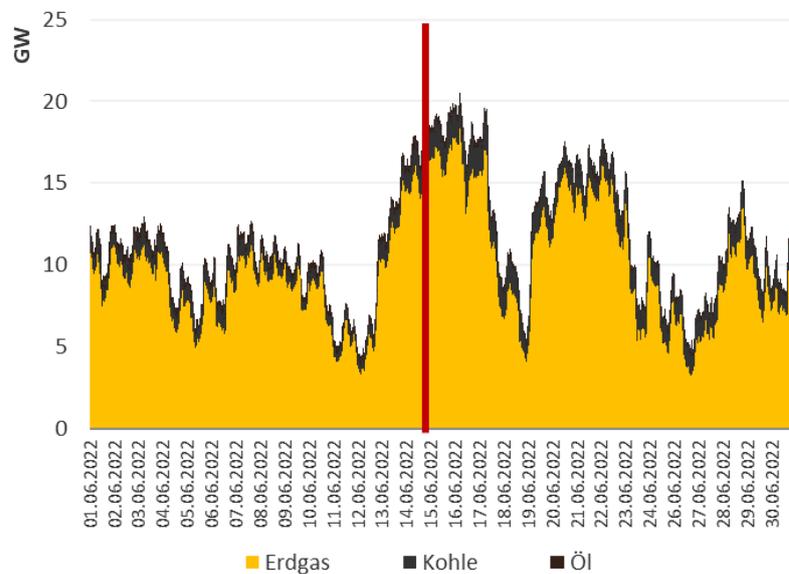


Datenquellen: Entso-E Transparency

⁵ https://www.miteco.gob.es/es/prensa/20220701_informemecanismoiberico15-30junio_tcm30-542306.pdf

Die Subvention von fossilen Erzeugungstechnologien und der gestiegene Export von der iberischen Halbinsel haben auch zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Erdgas beigetragen. Hier hat sich seit dem 15.06.22 mit Stand 15.07.22 eine signifikante Erhöhung um ca. 2,7 GW⁶ in Spanien und ca. 300 MW in Portugal im Vergleich zum bisherigen Jahresverlauf ergeben. Auch hier sind jedoch weitere erklärende Faktoren zu berücksichtigen, insbesondere saisonale Residuallasteffekte. So erlebt die iberische Halbinsel

Erzeugungsentwicklung Strom aus Fossilen Spanien im Juni 2022



Datenquelle: Entso-E Transparency

einen ungewöhnlich heißen Sommer, was sowohl eine höhere Last durch Kühlung und Klimatisierung, als auch eine geringere Einspeisung von Windkraftanlagen aufgrund stabiler Hochdruckwetterlagen zur Folge hat. Dennoch liegt der Schluss nahe, dass ein Teil der gestiegenen Erzeugung aus Erdgas auf die Subvention und das gestiegene Exportaufkommen zurückzuführen ist.

Ausgangslage in Österreich und Vergleich zu möglichen Kooperationspartnern

Das iberische Modell ist aus verschiedenen Gründen ohne nennenswerte Hemmnisse auf der iberischen Halbinsel umsetzbar. So haben Spanien und Portugal eine ähnliche, sehr hohe Quote an erneuerbaren Energien, aber auch einen vergleichbaren Anteil an fossilen, meist erdgasbetriebenen Spitzenlastkraftwerken, die häufig preissetzend sind. Zwischen den Staaten, die über eine hohe gegenseitige Stromaustauschkapazität verfügen, waren also keine nennenswerten Verzerrungen in Erzeugung und Preisen durch die gleichzeitige Einführung des Preisabschlags zu erwarten. Da beide Länder stromleitungsseitig kaum mit dem Rest des europäischen Kontinents verbunden sind, war also eine vergleichsweise niedrige Beeinflussung des europäischen Strommarktes und zielsichere Entlastung der iberischen Stromkund:innen durch den Preisabschlag gewährleistet.

Erzeugungsmix der Mitgliedstaaten: von erneuerbar bis fossil

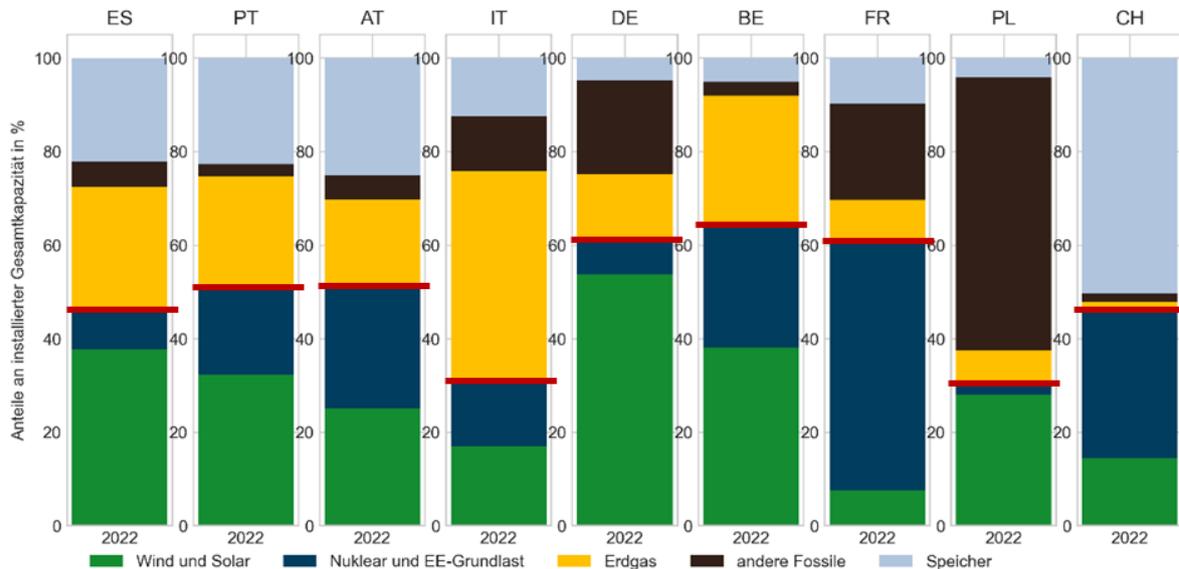
Ein Vergleich der Erzeugungsstruktur, und der verfügbaren Austauschkapazitäten (im Folgenden ausgedrückt als Verhältnis der verfügbaren Grenzleitungskapazitäten im Verhältnis zur Durchschnittslast eines Landes oder einer Region im Jahr 2022⁷) einiger wichtiger europäischen Staaten zeigt, dass diese Ähnlichkeiten im Rest Europas nicht gegeben sind. Im untenstehenden Schaubild

⁶ Diese Werte wurden mithilfe einer Regressionsanalyse geschätzt, wobei auch Wochentage und Peak/Off-Peak-Stunden als weitere produktionserklärende Variablen eingesetzt wurden.

⁷ Die hier gezeigten Daten entsprechen dem auf [Entso-E Transparency](#) verfügbaren aktuellen Datenstand vom 20.07.2022, und schließt alle Daten einschließlich des 19.07.2022 mit ein.

wurden die installierten Erzeugungskapazitäten anhand ihrer Grenzkosten, respektive ihres im Schnitt zu erwartenden Gebotsverhaltens am Strommarkt (weil z.B. Wind und Solar-PV über ähnliche Grenzkosten verfügen) zusammengefasst.

Anteile verschiedener Technologie- und Kostengruppen am Erzeugungsmix verschiedener Staaten



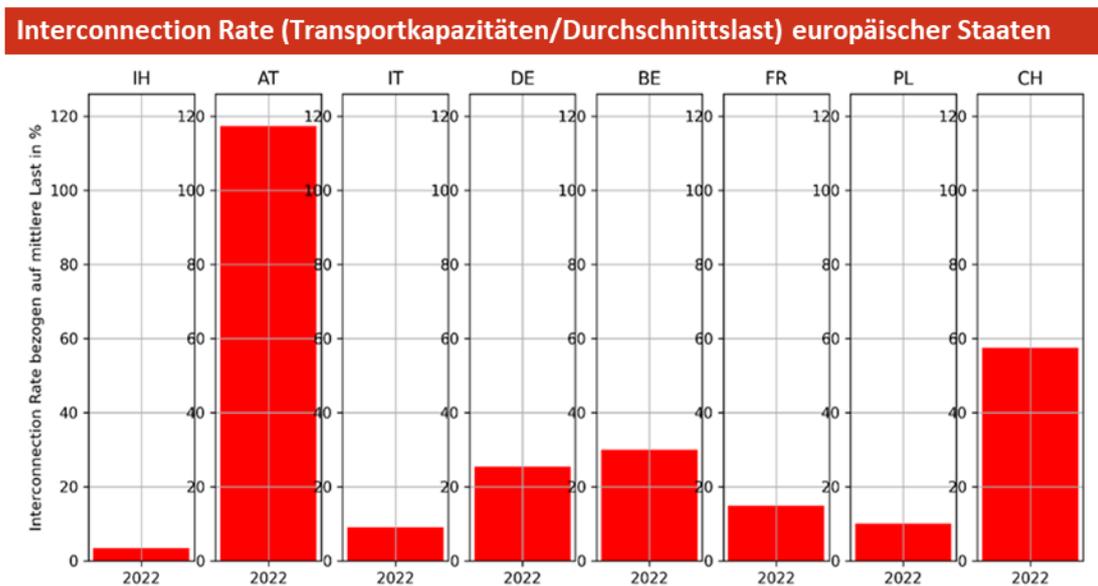
Datenquellen: Entso-E Transparency, Schweizer Bundesamt für Energie und eigene Berechnungen

- ▶ **Wind und Solaranlagen** bieten zu Grenzkosten nahe null, bzw. ggf. durch Marktprämienmodelle sogar zu negativen Preisen in den Strommarkt, sind jedoch nur dargebotsabhängig und in stark schwankendem Umfang verfügbar.
- ▶ **Atomkraftwerke und erneuerbare Grundlastkraftwerke** (z. B. Laufwasserkraft, geförderte Biomasse-Kraftwerke, Geothermie) bieten im Zeitverlauf relativ gleichbleibend und zu relativ niedrigen Preisen in den Strommarkt.
- ▶ **Erdgaskraftwerke** bieten zu momentan sehr hohen, weiterhin steigenden Grenzkosten in den Markt. Hier besteht ein sehr enger Zusammenhang der Preise zur aktuellen Gasversorgungssituation.
- ▶ **Andere fossile Kraftwerke** (z. B. Kohle- und Erdölkraftwerke) bieten ebenfalls zu momentan sehr hohen Preisen in den Markt. Hier besteht aufgrund von Substitutionseffekten ein indirekter Zusammenhang dieser Brennstoffpreise mit den steigenden Gaspreisen.
- ▶ **Speicherkraftwerke** nutzen saisonale oder tages- bis wochenweise Schwankungen des Strompreises, um ihre Energie zielgerichtet abzugeben. In diese Kategorie fallen Speicher-Wasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und vereinzelt Batterien. Die gebotenen Grenzkosten ergeben sich als Opportunitätskosten, ggf. im Zusammenhang mit Kosten für Pumpstrom.

Die rote Querlinie trennt zur Veranschaulichung den Teil der Stromerzeugung mit niedrigen Grenzkosten von den Kraftwerken mit hohen Grenzkosten oder opportunitätskostenbedingter, variabler Gebotsabgabe.

Grad der Netzanbindung mit Nachbarstaaten: Interconnection Rate

Während nach der obenstehenden Kategorisierung beispielsweise Österreich eine im Grundsatz ähnliche Erzeugungsstruktur wie Spanien und Portugal aufweist, wobei durch Laufwasserkraftwerke anteilig mehr erneuerbare Grundlastanlagen, dafür jedoch keine Kernkraftwerke zur Verfügung stehen, unterscheidet sich die Interconnection Rate⁸ maßgeblich.



Datenquellen: Entso-E Transparency und eigene Berechnungen

Während auf der iberischen Halbinsel (IH) ein Verhältnis von ca. 3,5 % von Grenzkapazitäten nach Frankreich zur Durchschnittslast besteht, beträgt das Verhältnis für Österreich zu all seinen Nachbarstaaten ca. 117 %, d. h. es sind mehr Übertragungskapazitäten vorhanden, als im Durchschnitt an Strom verbraucht wird. Auch die Schweiz verfügt – trotz ihrer Nichtteilnahme an der europäischen Marktkopplung – über eine technische Interconnection Rate von über 50 %, Deutschland und Belgien liegen über 20 %. Relativ geringe Interconnection Rates weisen Italien und Polen auf – was im Falle von Italien jedoch wesentlich auf die geographischen Voraussetzungen (wenige Grenzkilometer) zurückgeführt werden kann. Italien und Polen sind gleichzeitig die Staaten mit den anteilig höchsten fossilen Kapazitäten – wobei bei der Stromerzeugung in Italien hauptsächlich Erdgas und in Polen insbesondere Kohle zum Einsatz kommt. Deutschland, Belgien und Frankreich verfügen prozentual gesehen über mehr als 60 % Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien und Kernenergie, d. h. grenzkostenseitig vergleichsweise günstigen Technologien – bei der Unterteilung zwischen

⁸ Hinweis: Die hier genutzte Interpretation einer Interconnection Rate weicht von jener ab, die durch die EU zur Bestimmung ihrer [Interconnection Targets](#) (15 % bis 2030) genutzt wird. Die von der EU genutzte Definition nutzt den Quotienten von Transportkapazitäten und installierten Erzeugungskapazitäten, während hier die Durchschnittslast des aktuellen Jahres als Quotient genutzt wird. Dies ist für die Abschätzung der potenziellen Im- und Exporte im Falle von Interventionen sachdienlicher, da sich das kontrahierte Marktvolumen und somit die verfügbaren Verschiebungspotenziale über Grenzen stark an der tatsächlichen Stromnachfrage orientieren.

Grundlastkraftwerken und den stark dargebotsabhängigen Energieträgern Wind und Solar unterscheiden sie sich jedoch deutlich. Während in Frankreich 2022 mehr als 65 % der tatsächlichen Stromerzeugung aus Kernenergie stammt, sind es in Belgien ca. 50 % und in Deutschland deutlich weniger als 10 %.

Die Diversität in der Erzeugungsstruktur und die Vernetzung mit den jeweiligen Nachbarstaaten hat direkten Einfluss auf die Auswirkungen möglicher Preisinterventionen. So sind mit steigender Interconnection Rate die Auswirkungen auf die Nachbarstaaten höher – und die Wirksamkeit nationaler Alleingänge nimmt potenziell ab. In einem Land mit hohen Erzeugungsanteilen aus Erneuerbaren und Kernenergie ist die erzielbare Preissenkung für *Endkund:innen* durch eine Senkung der Grenzpreise im Großhandelsmarkt (z. B. mit dem iberischen Modell) potenziell höher als in Staaten mit hohem fossilen Anteil. Dies liegt daran, dass ein geringerer Teil der Angebotsseite des Marktes subventioniert werden muss und somit (unter Annahme der grundsätzlichen Umlegung der Subventionskosten auf die Verbraucher:innen, wie z.B. im iberischen Modell) ein größerer Teil der Preissenkung die Endkund:innen erreicht (vgl. siehe vorheriger Abschnitt zum iberischen Modell).

Aus diesen Gründen ist für den Fall des Wunsches der Umsetzung des iberischen Modells in Gesamteuropa der Wille nach einer weiteren Umverteilung von gewonnenen Konsumentenrenten durch Marktgebiete mit hohen fossilen Erzeugungsanteilen wahrscheinlich, was ein hohes Hindernis zu einer Einigung über die gemeinsame Implementierung des iberischen Modells innerhalb der EU darstellen könnte.

Ein Mechanismus zur ausgeglichenen Verteilung der entstehenden Subventionskosten (Umlage) auf die Mitgliedsstaaten wäre ein möglicher Ansatz dieses Hindernis aufzulösen – dies impliziert aber, dass Marktgebiete/Länder mit günstigeren Erzeugungsstrukturen teurere Erzeugungsstrukturen quersubventionieren müssten. Ansonsten bestünde die Gefahr der Nichtbeteiligung und Trittbrettfahrerei einzelner Staaten, was die Auswirkungen der oben beschriebenen, grundlegenden praktischen Probleme des iberischen Modells (d.h. Erhöhung der Stromproduktion aus Erdgas und Export subventionierten Stroms über die Grenzkapazitäten) stark erhöhen würde.

Spezialthema Terminmarkt: Was passiert mit Forward-Märkten?

Ein Effekt, der durch die statische Betrachtung des iberischen Modells (oder anderer, in Folge vorgestellter Alternativen) anhand der Merit-Order-Kurve eines Zeitschritts nicht betrachtet wird, ist derjenige, dass die Energiebeschaffung und das Risikomanagement europäischer Unternehmen schon weit vor der Day-Ahead-Auktion beginnen. In Future- (börsenbasiert) und Forward-Märkten (außerbörslich) wird ein großer Teil der eigenen Erzeugungsleistung langfristig verkauft, um Preisunsicherheiten zu reduzieren. In vielen Fällen haben diese Geschäfte zwar keine physische Lieferung zur Folge – dennoch sinkt durch diese Geschäfte die Abhängigkeit von kurzfristigen Preisentwicklungen.

Dabei liegen diesen Geschäften jeweils die Preiserwartungen der abschließenden Handelspartner zugrunde, welche sich am gerade gültigen Marktdesign orientieren. Für Handelsgeschäfte zu Lieferperioden des noch verbleibenden Jahres 2022 und der kommenden Handelsjahre 2023 und 2024 (potenziell auch spätere Jahre) wurden also bereits zahlreiche Handelsgeschäfte unter der Annahme eines Stromhandels ohne Durchführung von Interventionsmechanismen getätigt. Die Energiekosten von Versorgungsunternehmen orientieren sich folglich nicht ausschließlich an den Strompreisen (und

Gaspreisen) des Kurzfristhandels, sondern sind in Teilen für die nahe Zukunft bereits durch vergangene Handelsgeschäfte fixiert. Dies gilt sowohl für die Angebots- (Erzeuger), als auch die Nachfrageseite (z.B. Stromlieferanten, energieintensive Unternehmen) des Strommarkts.

Ein Subventionsmechanismus wie das iberische Modell ist daher potenziell mit der Generierung von Windfall-Profits für subventionierte Erzeuger (die sich gegen Strom- und Gaspreisentwicklungen gehedged haben) und zusätzlichen Belastungen für Energienachfrager durch die zu zahlende Umlage verbunden, falls ein großer Teil der Energiemengen vor der Preissenkung unter vorherigen Marktregeln (d.h. zu deutlich höheren Strompreisen) abgesichert wurde. Dies merken u.a. Eicke et al (2022)⁹ an und kommen daher zum Schluss, dass keine kurzfristige Intervention ohne Berücksichtigung dieses Umstandes funktionieren könne. Es existieren jedoch auch im iberischen Energiemarkt Forward-Märkte mit signifikanter Liquidität und der iberische Mechanismus berücksichtigt dies, indem er Kapazitäten aus Langfristgeschäften ausnimmt.

Ein Zahlenbeispiel zur Veranschaulichung der möglichen Mehrbelastungen von Stromkund:innen, falls Terminmarkt nicht berücksichtigt ist

Ist beispielsweise der Strombedarf eines Lieferanten zu 80% und einem mengengewichteten Durchschnittspreis von 500 €/MWh in den Forwardmärkten abgesichert worden und fällt für die verbleibenden 20% im Spotmarkt (z.B. nach Anwendung des iberischen Modells) ein Preis von 150 €/MWh an, so wurde die benötigte Energie im Schnitt zu 430 €/MWh beschafft. Liegen die tatsächlichen Grenzkosten des letzten produzierenden Kraftwerks nun bei 700 €/MWh, die Subvention der fossilen Kraftwerke entsprechend bei $700-150=550$ €/MWh), und werden 30% der Nachfrage im System durch fossile Kraftwerke gedeckt, beträgt die Umlagehöhe $0,3*550=165$ €/MWh. Die Gesamtenergiekosten des Lieferanten ergeben sich zu $430+165=595$ €/MWh.

Ohne die Preissenkungsmaßnahme lägen die Energiekosten „lediglich“ bei $0,8*500+0,2*700=540$ €/MWh.

Gleichzeitig wäre ein Gaskraftwerk im Falle einer 100% Hedging-Rate (was aufgrund der aktuellen Situation auf den Gasmärkten jedoch keine realistische Annahme darstellt!) für den Gasverbrauch überhaupt nicht auf die Subvention seines Gasverbrauchs angewiesen, erhält jedoch 550 €/MWh Subvention.

Ist dies ein Totschlagargument gegen eine Marktintervention im Großhandel?

Die skizzierten Effekte haben eine Auswirkung auf die Wohlfahrtsverteilung, die dem gewünschten Effekt (Reduktion von Windfall-Profits und Senkung der Energiepreise) kurzfristig entgegenstehen könnte. Ein möglicher Effekt wären daher weitere Endkundenpreiserhöhungen im Jahr 2023, bevor der gegenläufige Effekt der Preissenkung im Großhandel voll greifen kann. Diese Effekte wären per Definition temporär (da der Anteil noch unter alten Marktregeln abgesicherter Energiemengen im Zeitverlauf absinkt) – allerdings sind das Interventionsmechanismen wie das iberische Modell ebenfalls. Wie viele Energieunternehmen tatsächlich schon zu den sehr hohen Strompreisen ihren Einkauf für die

⁹ <https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe>

kommenden Jahre anhand ihrer bisherigen Hedging-Quoten getätigt haben, ist außerdem für Außenstehende nicht umfassend beurteilbar.

Ein weiterer relevanter Faktor ist, dass z. B. in Österreich die Preisänderungsklauseln vieler Endkundenverträge auf Großhandelspreisindizes wie den Österreichischen Strompreisindex (ÖSPI)¹⁰ der österreichischen Energieagentur indiziert sind. Dies bedeutet im Falle des ÖSPI beispielsweise, dass sich in solchen Fällen die Änderungen der Endkundenpreise auf Basis der historischen Futurepreis-Entwicklung eines Lieferzeitraums berechnen – und hohe Preise der Vergangenheit so noch für eine Übergangszeit für höhere Preise als im dann preislimitierten Großhandel sorgen. Die senkende Wirkung einer Preisintervention kommt in diesem Fall also erst mit einer gewissen Verzögerung bei Endkund:innen an.

Ein starkes Argument für die Einführung eines Interventionsmechanismus trotz dieser Effekte ist die langfristig preisdämpfende Wirkung. Durch die Aussicht auf eine dauerhafte Reduktion der Strompreise sinken auch die Preise für Termingeschäfte in den Folgejahren auf ein zum Spothandel vergleichbares Niveau ab, insbesondere wenn die Regeln der späteren Abschaffung einer solchen Regelung („exit rules“) nicht einen fixen Endtermin der Preisdeckelung z. B. zum Jahresende beinhalten, sondern sich Ausstiegsregeln z.B. analog zum iberischen Modell an den Gaspreisniveaus ausrichten lassen¹¹. Die sinkenden Preise auf den Terminmärkten haben folglich über die Preisindizierung vieler Endkundenverträge auch einen senkenden Einfluss auf die Haushaltspreise. Langfristig führt keine großhandelspreissenkende Intervention zu höheren Endkundenpreisen.

Eine naheliegende Option zur Dämpfung kurzfristig ungewollter Effekte ist daher, auch einen Ausgleich für Endkundenrechnungen, z.B. in Form von Zuschüssen oder anderen Transferzahlungen direkt an Stromkund:innen zu zahlen. Somit wird die Unwucht der oben genannten, möglichen Umverteilungseffekte zumindest nicht in vollem Umfang auf die Konsument:innenpreise verteilt. Durch parallele Einführungen von Übergewinnsteuern können auch die neu entstehenden Windfall-Profits für fossile Energieerzeuger zur teilweisen Finanzierung dieser Unterstützungsmaßnahmen genutzt werden.

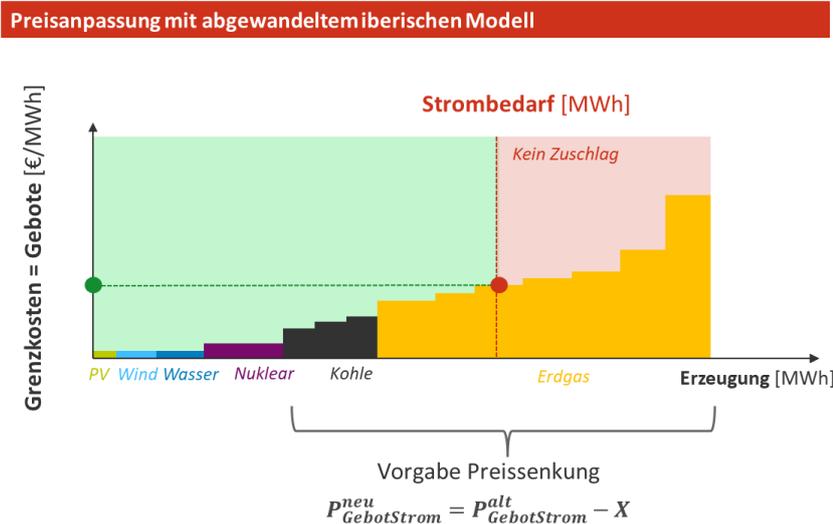
¹⁰ <https://www.energyagency.at/fakten/strompreisindex>

¹¹ Hier muss jedoch ein entsprechender Kompromiss mit den Vorgaben für preissenkende Maßnahmen der EU gefunden werden, da diese preissenkende Intervention per Definition nur zeitlich befristet zulässt. Auch das iberische Modell ist in seiner aktuellen Form bis zum 31.05.2023 befristet.

1.2 Gebotspreissenkung ähnlich zum iberischen Modell, allerdings mit fixem vorgegebenen Abschlag

Das iberische Modell sieht eine komplette Kompensation der durch Gaspreissteigerungen ausgelösten Strompreissteigerungen vor. Während dies eine maximale preisdämpfende Wirkung hat (zumindest solange fossile Kraftwerke den Preis setzen), werden die Knappheitssignale fossiler Brennstoffe, d.h. insbesondere von Gas, nicht mehr durch die Stromerzeuger berücksichtigt.

Ein Kompromiss zwischen einer deutlichen Absenkung der Preise und einer Beibehaltung von Knappheitssignalen wäre daher eine Adaption des spanischen Modells. Statt eines mit steigendem Gaspreis steigenden Abschlags könnte beispielsweise ein fixer Preisabschlag X definiert werden, welcher zumindest für eine gewisse Zeit fixiert werden könnte. Dies würde im Vergleich zum ursprünglichen iberischen Modell zu höheren Strompreisen, jedoch auch potenziell zu einem niedrigeren Gasverbrauch führen. Das Umlagevolumen bliebe außerdem begrenzt und für den Marktbetreiber leichter kalkulierbar, was insbesondere dann ein großer Vorteil ist, wenn eine zeitliche Differenz zwischen der Zahlung der Subvention der Gaskraftwerke und der Einhebung der Umlage besteht.



Zuständigkeit für die Umsetzung von Vorschlag 1 & 2

Die konkreten Vorgaben der Ausgestaltung des Mechanismus, d.h. insbesondere die Parametrierung der Preisanpassungsformel, sowie die Definition eines Gasreferenzpreises im Falle von Vorschlag 1, sollte durch die EU, bzw. eine der EU zugeordnete regulierende Instanz (z. B. ACER) erfolgen, um eine einheitliche Umsetzung des Konzepts sicherzustellen. Der vorgeschlagene Mechanismus, d.h. die Regelung der verpflichtenden Preisabschlagsberechnung fossiler Kraftwerke müsste in der Folge durch die für Energiemarktgesetzgebung zuständigen Legislativen (i.A. die Parlamente der EU-Mitgliedsstaaten, in einzelnen Fällen wie in Belgien potenziell Regionalparlamente) beschlossen werden. Daher sollte ein gemeinsames Startdatum als Zielwert gesetzt werden, bis zu welchem die bis dahin bereits national beschlossenen Regelungen noch keine Anwendung finden, um turbulente Übergangszeiten mit heterogenen Regelungen verschiedener Länder zu vermeiden. Sollte sich im Prozess der nationalen Umsetzung der Maßnahme keine kritische Masse an teilnehmenden Ländern ergeben, ist der Prozess abzubrechen, da die entstehenden Nachteile durch den Abfluss subventionierten Stroms und die erhöhte lokale Stromerzeugung aus Gas im Falle eines „Flickenteppichs“ die Vorteile überwiegen würden.

Unklarer ist die Anlage des Umlagesystems. Diese Systeme können prinzipiell national abgerechnet und z. B. über die Netzbetreiber als Umlage an die Endkunden weitergereicht werden. Im Falle des Wunsches eines Ausgleichsmechanismus ist jedoch auch die zentrale Bestimmung einer einheitlichen Umlage über alle teilnehmenden Länder eine bedenkenswerte Option. Soll auch die Abwicklung einer solchen Umlage über eine zentrale Stelle erfolgen, müssten jedoch weitreichende Kompetenzen an eine europäische Institution, z. B. an ACER, ENTSO-E oder eine neue Institution übertragen werden – was als Überschreitung der Kompetenzen der EU und Verstoß gegen den geltenden Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEU)¹² gewertet werden könnte.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

In ihrem Kern sind sowohl Vorschlag 1, als auch Vorschlag 2 jeweils bei nationaler Umsetzung innerhalb eines überschaubaren Zeitraums umsetzbar. Im Falle Spaniens und Portugals dauerte der Prozess zwischen der Vorstellung ihres Vorschlags für den Mechanismus bei der europäischen Union (am 17.03.2022¹³) und der Inkraftsetzung (15.06.2022) fast genau drei Monate.

Im Falle des Beschlusses einer europaweit koordinierten Umsetzung ist – trotz eines zu erwartenden beschleunigten Bewilligungsverfahrens der EU – durch die zu erwartenden verschiedenen Geschwindigkeiten nationaler Legislativen **mindestens mit der gleichen Dauer (>3 Monate)** zwischen Beschluss und Inkraftsetzung zu rechnen. Ein wesentlicher Vorteil zu vielen anderen Mechanismen ist hierbei jedoch, dass keine Umstellung bestehender Marktregeln vonnöten und – im Falle einer jeweils nationalen Implementierung – lediglich eine Grundlage für das zu implementierende Umlagesystem zu schaffen ist.

¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:12016ME/TXT>

¹³ <https://www.portugalresident.com/request-for-cap-on-wholesale-electricity-price/>

1.3 Einführung des Prinzips „Pay-as-Bid“ im Stromgroßhandel

Ein häufig eingebrachter Vorschlag zur Senkung der Großhandelspreise ist die Ersetzung des Prinzips, dass das teuerste noch zur Nachfragedeckung benötigte Kraftwerk den Strompreis setzt (im Englischen im Allgemeinen als „Pay-as-cleared“ bezeichnet, auch Uniform Pricing oder Einheitspreisverfahren), durch eine alternative Zuschlagsregel. Im alternativen sogenannten „Pay-as-bid“-Verfahren bekommt jedes bezuschlagte Gebot nicht den Preis des höchsten bezuschlagten Gebotes für seine allokierte Strommenge, sondern lediglich seinen eigenen Gebotspreis. Die Marktpreise ergeben sich in diesem Modell nicht aus dem Gebotspreis des letzten (teuersten) bezuschlagten Gebots, sondern als volumengewichteter Mittelwert aller bezuschlagten Gebote. Da die individuellen Gebote des Stromgroßhandels heute für erneuerbare Energien und Kernenergie häufig deutlich unter dem resultierenden Marktpreis liegen, würden sich *bei gleichbleibenden Geboten* nach diesem Ansatz deutlich

geringere durchschnittliche Marktpreise ergeben, die sich direkt an den tatsächlichen Grenzkosten der Stromerzeugung orientieren – was auch den Grund darstellt, warum dieses Vorgehen momentan immer wieder vorgeschlagen wird.

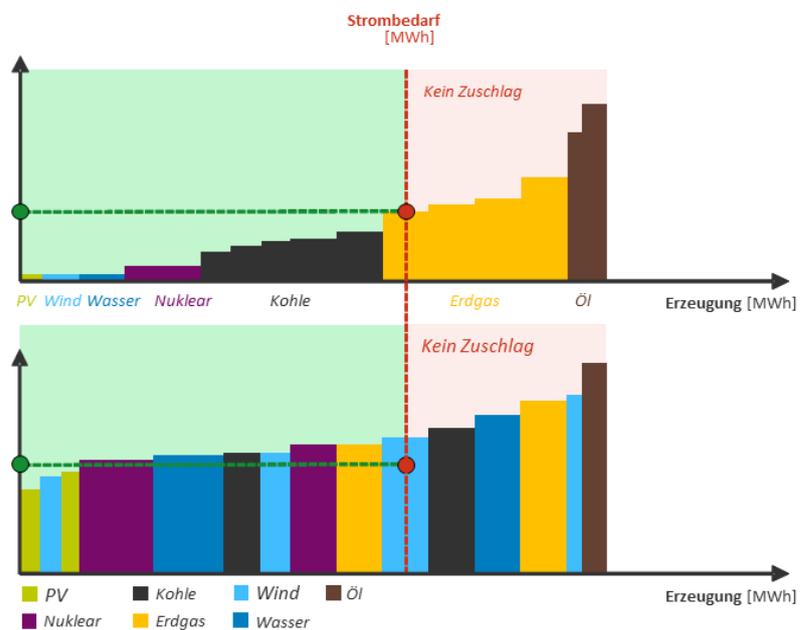
Das Problem dieses Ansatzes ist aber, dass zu erwarten ist, dass das bisherige Gebotsverhalten, mit starker Orientierung an den eigenen Grenzkosten, bei Einführung eines Pay-as-bid-Verfahrens nicht mehr eintritt.

Bei Pay-as-cleared ist das Bieten der eigenen Grenzkosten

eine Gleichgewichtsstrategie: wenn ein Kraftwerksbetreiber weniger bieten würde, würde er bei Zuschlag einen Verlust machen; wenn er ein höheres Gebot abgibt, riskiert er den Verlust seiner Position in der Merit-Order und somit seines Zuschlags, ohne dass er durch ein höheres Gebot eine Vergrößerung seiner Marge erzielen kann. Diese ergibt sich aus der Differenz des resultierenden Marktpreises und der eigenen Grenzkosten, nicht der Höhe des eigenen Gebots.

Bei Pay-as-bid ist dies anders. Da jede:r Marktteilnehmer:in einen eigenen Preis vergütet bekommt, muss er oder sie eine Marge innerhalb seines Gebots einpreisen. Da gleichzeitig eine relativ hohe Transparenz bezüglich der benötigten Erzeugungsmenge (d.h. der Stromnachfrage) und der Grenzkosten anderer Marktteilnehmer:innen besteht, ist anzunehmen, dass alle Marktteilnehmer:innen mit günstigen Grenzkosten einen Gebotspreis nur knapp unter dem erwarteten letzten bezuschlagten Gebot abgeben würden. Somit ändert sich die Reihenfolge der bezuschlagten Gebote, womit diese mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mehr die Reihenfolge der Erzeugungskosten

Pay-as-cleared vs. Pay-as-bid: Vergleich zweier Prinzipien zur Bestimmung des Preises im europäischen Großhandel mit Strom



der Merit-Order wiedergeben. Bei Fehlkalkulationen der Marktteilnehmer:innen besteht somit fortan die Möglichkeit, dass nicht nur die günstigsten verfügbaren Energieträger produzieren.

Durch die Berechnung eines volumengewichteten Mittelwerts bei der Marktpreisbestimmung besteht zu *Beginn* nach Einführung dieses Systems die Möglichkeit, dass sich die Preise im Vergleich zur vorherigen Situation leicht absenken. Mittelfristig ist aber mit einem ähnlichen Preisniveau wie bei Pay-as-clear zu rechnen, da gleichzeitig jede:r Marktteilnehmer einen Anreiz hat, über den tatsächlichen Grenzkosten zu bieten. Langfristig ergeben sich aufgrund spieltheoretischer Erwägungen – die Auktionen werden durch gleichbleibende Marktteilnehmer:innen wiederholt unter gleichen Regeln durchgeführt – die Möglichkeit, dass in sog. „stillschweigender Übereinkunft“, d.h. auch ohne explizite Absprachen, langfristig sogar höhere Preise durchgesetzt werden können. Da die Transparenz des Gebotsverhaltens, z. B. die Zuordenbarkeit von Gebotshöhen zu Erzeugungstechnologien, verloren ginge, ist auch der Nachweis einer solchen Erhöhung durch ein Marktmonitoring mit geänderter Zuschlagsregel zunehmend schwerer leistbar.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Die Umsetzung einer Änderung des Preisbildungsmechanismus zu „Pay-as-bid“ hat direkt durch die europäischen Marktbetreiber zu erfolgen. Die bisherige Nutzung von „Pay-as-cleared“ wird bislang in Artikel 38 der Verordnung zu Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)¹⁴ ausdrücklich gesetzlich vorgeschrieben. Eine legislative Änderung müsste folglich hier erfolgen. In Folge dessen ist auch ein nationaler Alleingang ausgeschlossen, insofern kein Austritt aus dem gemeinsamen europäischen Markt erfolgen soll.

Auch bei einer Änderung der CACM sind jedoch weitere legislative Hürden wahrscheinlich. Laut Kapitel II, Artikel 3 der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie¹⁵ u.a. gewährleistet sein, dass in den Elektrizitätsmärkten

- Preise auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet werden
- Die freie Preisbildung begünstigt wird, sowie
- Die Marktvorschriften geeignete Investitionsanreize in Erzeugung liefern.

Aufgrund oben genannter Verzerrungen im Gebotsverhalten der Angebotsseite bei Pay-as-Bid, sowie der daraus entstehenden Unsicherheiten für Investoren, könnte eine Umstellung der Marktregeln zu Pay-as-Bid zu Klagen führen, da dieses Verfahren offensichtlich gegen diese Grundvoraussetzungen verstößt.

Ein nationaler Alleingang, bzw. ein Alleingang eines Marktbetreibers ist in dieser Frage auch aus Sicht der Richtlinie europarechtlich nicht vorgesehen, da die EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie¹⁶ eine Vereinheitlichung der europäischen Marktregeln und einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Elektrizitätsmärkten der anderen EU-Staaten vorschreibt. Ein einseitiges Abweichen eines Marktgebiets im Hinblick auf die Zuschlagsregel würde einen gemeinsamen Markt mit den benachbarten Marktgebieten ausschließen. Dies wäre gleichbedeutend mit einer Auslösung eines Marktgebiets aus dem europäischen Stromhandel und würde daher in der Konsequenz gegen Unionsrecht verstoßen.

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02015R1222-20210315>

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN#d1e1431-54-1>

¹⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

Eine gesetzliche Änderung der Zuschlagsregel wäre aus legislativer Sicht durch die EU zu beschließen und anschließend durch die Marktbetreiber umzusetzen. Der legislative Schritt wäre bei einer Einigkeit auf EU-Ebene mit einer geringen Vorlaufzeit umsetzbar.

In der Praxis wäre jedoch erneut der europäische, marktkoppelnde Algorithmus abzuändern, um eine geänderte Zuschlagsregel entsprechend berücksichtigen zu können. Auch im Falle eines einseitigen Austretens eines Marktgebiets hat eine entsprechende Marktentflechtung eine signifikante Vorlaufzeit, die mit der Vorlaufzeit einer Änderung des EUPHEMIA-Modells vergleichbar ist. Somit wäre auch in diesem Fall mit einer Umsetzungszeit **eher in Jahren, denn in Monaten** zu rechnen.

1.4 „Abschneiden“ der Preiskurve durch Marktklärungsalgorithmus EUPHEMIA

Im Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA bestimmen die europäischen Strommarktbetreiber (NEMOs: Nominated Electricity Market Operators, z.B. EXAA, EPEX SPOT, NORDPOOL,...) das zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion **gesamteuropäisch wohlfahrtsoptimale Marktergebnis unter Berücksichtigung der vorhandenen Grenzleitungen** und entstehenden physikalischen Stromflüsse. Der Day-Ahead-Markt stellt den liquidesten kurzfristigen Teil im Großhandels-Strommarkt dar. Auf Basis einer zentralen Optimierung ergeben sich auch die wohlfahrtsoptimalen nationalen Schnittpunkte aus Stromangebots- und Nachfragekurven der abgegebenen Gebote, aus denen sich wiederum der Marktpreis einer Gebotszone (also z.B. in Österreich) ergibt.

Während das iberische Modell vor der Gebotsabgabe interveniert und das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer:innen durch einen Preisabschlag ändert, könnte ein Preisabschlag theoretisch auch erst während des Prozesses der Marktergebnisermittlung berücksichtigt werden. Der Reiz dieses Vorschlages liegt darin, dass zunächst – wie aktuell üblich – ein verzerrungsfreies Marktergebnis auf Basis der tatsächlichen Grenzkosten berechnet werden könnte – und erst in einem Nachbereitungsschritt ein Preisabschlag auf die Gebote fossiler Kraftwerke in lediglich einer Gebotszone zur Anwendung kommen würde. Die daran geknüpfte Hoffnung ist, dass somit die Erzeugungsmengen und grenzüberschreitenden Flüsse nicht durch die Maßnahme verzerrt werden und es nicht zu einem Mehrverbrauch an fossilen Energieträgern in der Stromerzeugung kommt. Die gebotene Leistung eines fossilen Kraftwerks wird somit entweder zum ursprünglichen Gebotspreis exportiert – oder fließt mit einem reduzierten Preis in die nationale Angebotskurve ein und wird in diesem Fall durch einen Mechanismus (wie z.B. im iberischen Modell) kompensiert.

Bei einer Implementierung bestünde bei isolierter Betrachtung der Day-Ahead-Auktion keine Einschränkung des staatenübergreifenden Wettbewerbs (da die Marktergebnisse in anderen Gebotszonen unbeeinflusst wären), was einen nationalen Alleingang (trotz notwendiger Genehmigung und Unterstützung bei der Umsetzung durch die EU) formal vereinfachen könnte.

Dabei bestehen grundsätzlich verschiedene Ansätze, einen Preisabschlag auf fossile Kraftwerke umzusetzen. Zum einen könnte ein adaptiver Preisabschlag analog zum iberischen Modell erfolgen (d.h. das Umlagevolumen steigt mit steigenden Gaspreisen und der Strompreis wird stabilisiert), es kann (analog zu Option 2) ein fixer Preisabschlag bestimmt werden (das Umlagevolumen bleibt gleich und die Rückkopplung von steigenden Brennstoffpreisen auf den Strompreis bleibt abgeschwächt erhalten) – oder die Preise fossiler Kraftwerke könnten auf einen fixen Wert X gedeckelt werden. Der neue Marktpreis ist der Preis des nach der Anwendung des Preisabschlages höchsten bezuschlagten Gebots.

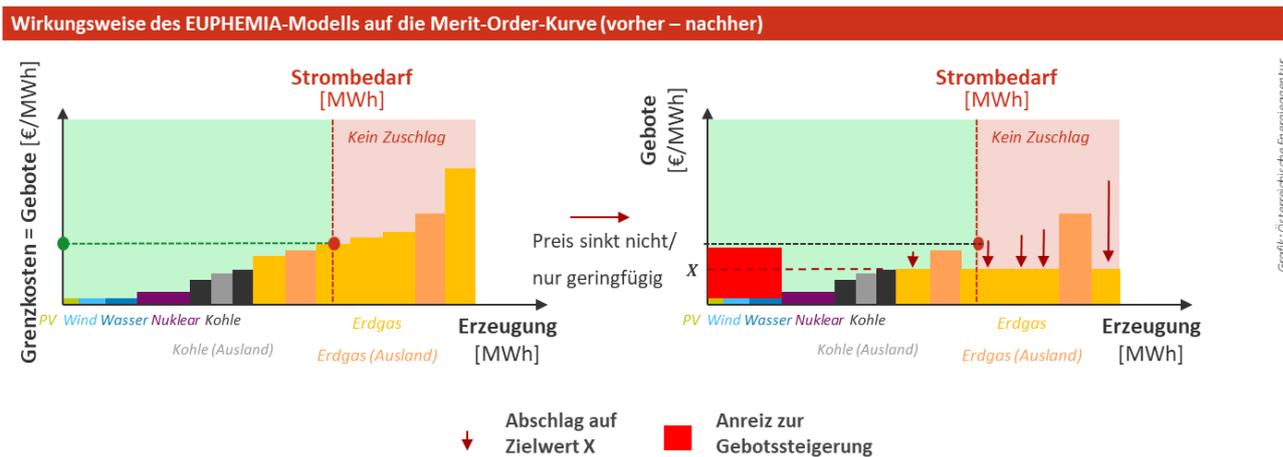
Dieser Ansatz weist bei näherer Betrachtung einige implementierungsseitige Tücken und konzeptionelle Herausforderungen auf. Zum einen ist im aktuellen Großhandelsmarktdesign eine Zuordnung von Stromgeboten zu tatsächlichen Erzeugungsanlagen, bzw. Erzeugungskategorien nicht vorgesehen und eine entsprechende Kategorisierung müsste erst in den Algorithmus zur Bestimmung des Marktpreises aufgenommen werden. Ein Teil der Anonymität des Strommarktes würde durch einen solchen Mechanismus aufgehoben, d.h. Anbieter wären gezwungen, mindestens zwei verschiedene Gebote für die verschiedenen Marktsegmente abzugeben, falls sie sowohl über nicht-fossile, als auch fossile

Erzeugungsanlagen verfügen. Außerdem wäre dies mit einem ex-ante schwer einschätzbaren Programmierungsaufwand verbunden.

Mit Sicht auf den beabsichtigten Preissenkungseffekt ist zu beachten, dass in einem Land wie Österreich, welches durch seine hohe Interconnection Rate laufend Strom aus seinen Nachbarländern importiert, mit einem Import aus fossilen Kraftwerken zu rechnen ist. Es ist also damit zu rechnen, dass die Strompreise bei diesem Eingriff in den meisten Stunden nur bis auf das Preisniveau des teuersten Importlandes fallen würden. Bei einem österreichischen Alleingang, wäre also auch hier der Effekt beschränkt.

Schließlich ergeben sich durch die künstliche Unterscheidung des Gebotspreises bei Abgabe und bei Auswertung der Merit-Order spieltheoretische Erwägungen, die bei der Absenkung der fossilen Gebote auf einen festen Gebotspreis X , aber auch bei Umsetzung der Anpassungen analog des iberischen Modells zu strategischem Gebotsverhalten der anderen Marktteilnehmer führen können. Bei der pauschalen Absenkung der angesetzten Gebotspreise aus fossilen Kraftwerken ohne gleichzeitige Anpassung der Erzeugungsprofile wird ein Anreiz für nicht-fossile Kraftwerke geschaffen, Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten und knapp unterhalb der (vor der Gebotsanpassung) vermuteten preissetzenden Technologie abzugeben. Somit können diese Kraftwerke eine Absenkung des Marktpreises und damit ihrer Margen verhindern, ohne dass sie befürchten müssten, nicht bezuschlagt zu werden.

Folglich ist eine Wirksamkeit dieses Vorschlags nur in Kombination mit einer Vorgabe maximaler Gebotspreise für grenzkostentechnisch günstige Technologien möglich. Da z. B. die Grenzkosten von Biomassekraftwerken in jüngerer Vergangenheit mit den anderen Energieträgerpreisen gestiegen sind, ist auch diese Gebotsgrenze mit Bedacht zu wählen, um nicht den temporären Austritt dieser Anlagen aus dem Strommarkt zu riskieren.



Grafik: Österreichische Energieagentur

Zuständigkeit für die Umsetzung

Das Euphemia-Modell, in Form einer Nachberechnung nach Ermittlung des Marktergebnisses, kann, aber muss nicht im europäischen Rahmen staatenübergreifend beschlossen werden. Sowohl im Falle eines nationalen Alleingangs, als auch bei einer staatenübergreifenden Initiative wäre eine Definition und Implementierung von Zusatzregeln lediglich innerhalb der bestehenden Gebotszonen (also z.B. für Österreich) notwendig. Diese zu beschließenden Regeln könnten nach Interpretation der Autor:innen

in Euphemia als nachgelagertes Modul implementiert werden, welches erst nach der Bestimmung der länderübergreifenden Ergebnisse nach der bisherigen Methodik gestartet würde.

Die Umsetzung der entwickelten Regeln müsste jedoch durch die Betreiber des Algorithmus, d.h. die europäischen Marktbetreiber und die Genehmigung und Weisung an die nationalen Marktbetreiber zur Erweiterung des Algorithmus um einen gebotszonenspezifischen Nachbereitungsschritt durch den europäischen Regulator ACER erfolgen. Daher wäre auch hier die Miteinbeziehung der EU in Form eines Antrags zur Einbringung eines neuen Moduls trotz der potenziell rein nationalen Wirksamkeit des Mechanismus notwendig. Schließlich wäre noch die Frage der Kostentragung für die Weiterentwicklung des Algorithmus zu klären (durch den Antragsteller, oder aus EU-Mitteln?), wobei dies aufgrund der möglichen Einsparung an Energiekosten eine Frage nachgelagerter Wichtigkeit ist.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

Die zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung dieser Option ist nur schwer einzuschätzen, eine kurzfristige Umsetzbarkeit ist jedoch nicht möglich. Haupttreiber der Unsicherheit ist die Unklarheit über die technische Komplexität einer solchen Änderung.

Die Komplexität des Vorhabens hängt zum einen stark davon ab, ob die Prämisse eines reinen, marktzonenspezifischen Nachbereitungsschrittes trägt oder ob doch ein Eingriff in den EUPHEMIA-Hauptalgorithmus notwendig ist. Dies lässt sich aufgrund der nur teilweise gegebenen Öffentlichkeit des Algorithmus (es existiert eine öffentliche Dokumentation¹⁷, die aber kein Einblick in den tatsächlichen Programmcode liefert) nicht zweifelsfrei klären. Anpassungen an EUPHEMIA müssen innerhalb einer multilateralen Zusammenarbeit von über 30 Übertragungsnetzbetreibern und 16 Strombörsen in Europa erfolgen. Ein reiner Nachbereitungsschritt könnte eine deutlich geringere technische Komplexität aufweisen und so ggf. auch eine deutlich geringere notwendige Involvierung aller EUPHEMIA-Stakeholder in der Umsetzung nach sich ziehen.

In beiden Fällen wären jedoch nach der Implementierung Testläufe notwendig, bevor dieses Instrument operativ genutzt werden könnte. Bei historischen Änderungen des EUPHEMIA-Algorithmus wie der Erweiterung des Prinzips der flussbasierten Marktkopplung („Flow-Based Market Coupling“, FBMC) auf die gesamte CORE-Netzregion lagen zwischen der Entwicklung einer Methodologie in den Jahren 2016/2017 und dem Start des operativen Betriebs (am 08.06.2022) ca. fünf Jahre. Auch der oben genannte Genehmigungsprozess durch die EU würde eine gewisse Zeit in Anspruch nehmen, wobei hier ggf. eine gewisse Parallelisierbarkeit mit der Entwicklung der genauen Methodik vorhanden ist.

Diese Abwägungen legen den Schluss nahe, dass sich die Dauer eines solchen Prozesses auch im günstigsten Falle einer geringen technischen Komplexität **eher in Jahren, als in Monaten** bemisst.

¹⁷ https://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf

1.5 „Abschottung der Grenzkapazität“

In der politischen Diskussion wurde bereits vor einigen Wochen die Möglichkeit ins Spiel gebracht, die kommerziellen Grenzübertragungskapazitäten für Stromexporte auf einen Wert von (nahe) null zu setzen. Hierdurch soll verhindert werden, dass günstige inländische Erzeugung durch den Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA (s.o.) in andere europäische Länder abfließt und somit stattdessen in der heimischen Gebotskurve berücksichtigt wird. Dies kann im Falle einer hohen Verfügbarkeit günstiger Technologien national zu a priori niedrigeren Preisen führen, als bei einer umfassenden Marktkopplung.

Ein solches Vorgehen ist jedoch unionsrechtswidrig. Den Energiemarktteilnehmern anderer EU-Länder ist gemäß EU-Binnenmarkttrichtlinie ein diskriminierungsfreier Zugang zu den heimischen Märkten zu ermöglichen, insofern keine netzseitigen Gründe für eine Absenkung der Grenzkapazitäten existieren.

Abgesehen von der rechtlichen Problematik ist im Falle einer dauerhaften Abschottung außerdem mit einer spiegelbildlichen, ähnlich protektionistischen Politik der benachbarten Marktgebiete zu rechnen. Dies kann den entstehenden Vorteil in Zeiten hoher erneuerbarer Energiegestehung im Ausland schnell relativieren. Die Strompreise eines isolierten österreichischen Markts würden, insofern Gaskraftwerke preissetzend sind (wie zum Beispiel üblicherweise in den Wintermonaten) steigen, da z. B. nicht vom Import deutscher Windenergie profitiert werden könnte.

Eine protektionistische Haltung im Stromsektor könnte weiter vergleichbare protektionistische Restriktionen anderer Länder im Gasmarkt nach sich ziehen, was eine akute Gasversorgungssicherheitskrise, und daraus folgend auch eine Stromversorgungskrise in Österreich auslösen könnte.

Schließlich ist auch der negative Effekt einer verbreiteten Anwendung dieser Politik durch die europäischen Staaten auf die gesamteuropäische Systemstabilität nicht außer Acht zu lassen. Eine Senkung des kommerziellen Austauschs ist nicht gleichbedeutend mit einer physikalischen Entkopplung der Stromsysteme. Der Energiemangel von einzelnen europäischen Staaten aufgrund einer suboptimalen Grenzkapazitätsnutzung könnte daher im schlimmsten Fall zur Destabilisierung der Netzfrequenz und daher zu einem Zusammenbruch von Teilen des gesamteuropäischen Stromnetzes führen.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Die Parameter für die Kapazitätssetzung im grenzüberschreitenden Stromhandel werden durch den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) an den Marktalgorithmus EUPHEMIA übermittelt.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

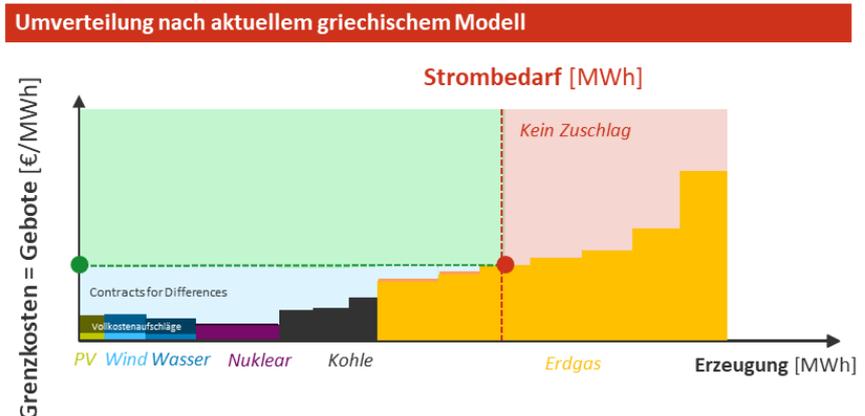
Eine Umsetzung wäre umgehend möglich, jedoch ist hiervon strikt abzuraten (s.o.).

1.6 „Aktuelles Griechisches Modell“: Einführung eines ex-post-Umverteilungsmechanismus

Schon seit November 2021 hat die griechische Regierung einen nationalen Umverteilungsmechanismus implementiert, der die Gewinne günstiger erneuerbarer Energieerzeuger im Day-Ahead-Markt mittels Contracts-for-Differences (CfDs) zugunsten der Endkund:innen umverteilt, wobei im griechischen Beispiel der nationale Energietransformationfonds (im österreichischen Fall vergleichbar mit der OeMAG) als Abwicklungstopf genutzt wird. Am 8. Juli 2022 wurde dieser Mechanismus auf weitere Erzeugungstechnologien ausgeweitet und bis zum 31. Mai 2023 verlängert.

In diesem Mechanismus bleibt der kurzfristige Großhandelsmarkt in seinen Abläufen und seinem grundlegenden Design unangetastet. Somit ergeben sich auch bei der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und den grenzüberschreitenden Flüssen keine verzerrenden Auswirkungen des Mechanismus.

Nachdem die Marktergebnisse feststehen, werden die erzielten Erlöse der verschiedenen Kraftwerke anhand ihrer tatsächlich produzierenden Kapazität berechnet. Außerdem werden Vollkosten in €/MWh für verschiedene Technologieformen vorgegeben (Wasserkraft, andere Erneuerbare) oder stundenweise anhand von Kostenformeln berechnet (Braunkohle- und Gaskraftwerke, wobei für Gaskraftwerke zwischen GuD-Anlagen und offenen Gasturbinen unterschieden wird). Eine entstehende positive Differenz zwischen den entstandenen Erlösen und den regulierten Vollkosten muss abgeführt werden – eventuelle Unterdeckungen (nur für erneuerbare Neuanlagen realistisch) werden dem Prinzip eines CfDs folgend ebenfalls ausgeglichen.



In puncto Umsetzbarkeit erscheint vor allem die kurzfristige Festsetzung von CfDs mit den verschiedenen Technologieklassen herausfordernd, da sich die Vollkosten von Bestands- und Neuanlagen deutlich unterscheiden (z. B. durch bereits erfolgte Abschreibung von Wasserkraftanlagen). Im Gegensatz zur griechischen Situation ist in einigen europäischen Ländern auch die Atomkraft eine sehr wichtige Technologieklasse, für die die Bestimmung angemessener Vollkosten besonders herausfordernd erscheint. Zudem müssen die festgesetzten CfDs so gewählt werden, dass weiterhin der Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung beanreizt wird. Darüber hinaus ist nicht davon auszugehen, dass diese Maßnahme nicht temporär ist: Abgeschlossene CfDs würden auch nach dem Ende der Energiekrise weiterbestehen bleiben („commitment“). Mittelfristige Änderungen im Marktdesign werden durch die breite Anwendung dieses Instruments daher gegebenenfalls erschwert.

Die Einführung von Contracts-for-Differences mit entsprechender Gewinnabschöpfung wird außerdem zu kurzfristigen hohen Verlusten bei Energieunternehmen führen, die ihre grenzkostentechnisch günstige Stromerzeugung schon zu deutlich niedrigeren Marktpreisen (z. B. zu 300€/MWh) an

Terminmärkten verkauft haben, da die abgeschöpften Gewinne den tatsächlich realisierten Erlös in diesem Fall für eine Übergangszeit übersteigen können. Für diesen Fall ist eine gestaffelte Einführung der Maßnahme anzudenken – z.B. könnte die abzuführende Differenz zwischen Marktpreis und CfD-Preis mit einem zeitlich ansteigenden Dämpfungsfaktor im Bereich von 0 bis 1 versehen werden, der erst über den durchschnittlichen Hedging-Zeitraum von Unternehmen (bis zu zwei Jahre) schrittweise (z.B. quartalsweise) erhöht wird.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Eine naheliegende Institution in Österreich zur Abwicklung der Maßnahme wäre die OeMAG. Hierzu müssten aber die entsprechenden Kompetenzen per Bundesgesetz geschaffen werden.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

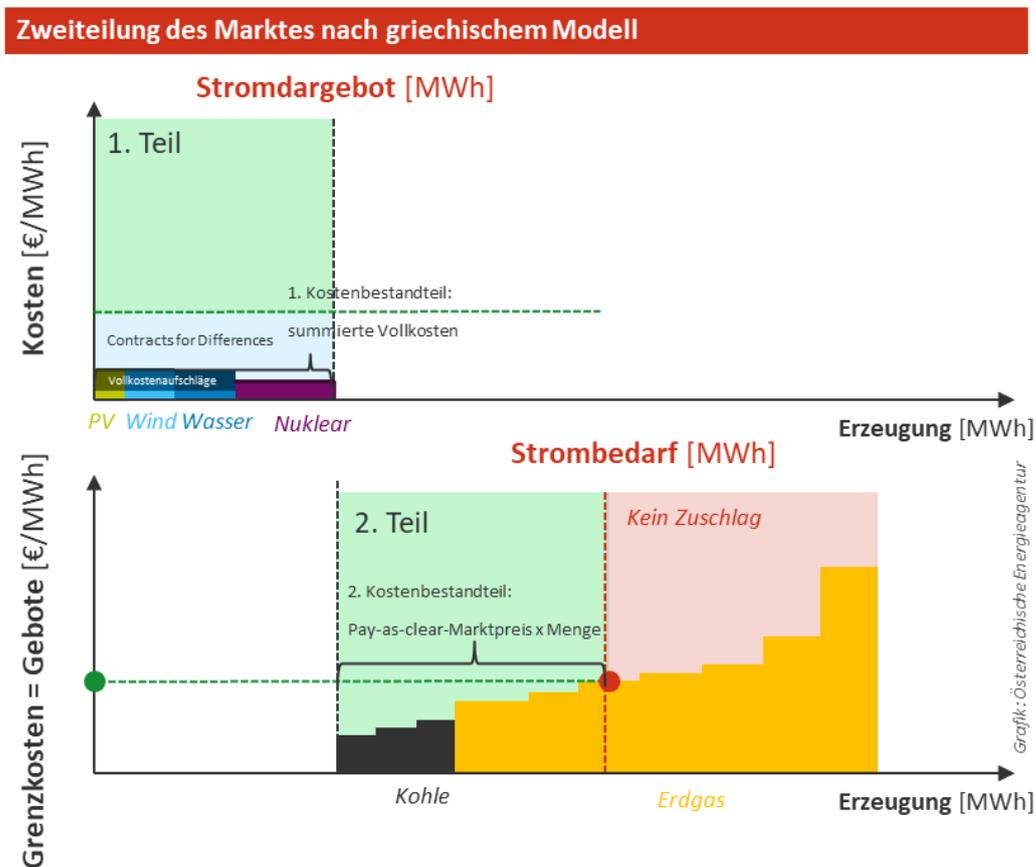
Diese Maßnahme wurde in Übereinstimmung mit den Vorgaben der EU-Bestimmungen der Kommunikation zu „REPowerEU“ getroffen und entspricht daher geltenden EU-Vorgaben. Die Umsetzung einer solchen Maßnahme per nationalem Gesetz wäre vermutlich relativ zeitnah möglich. Allerdings müssten die Kompetenzen und personellen Ressourcen einer Stelle zur Abwicklung des Mechanismus geschaffen werden, was eine gewisse Vorlaufzeit benötigt. Das gilt für eine angemessene Festsetzung der CfDs für Bestandsanlagen – wobei dies teilweise parallelisierbare Prozesse sind. Es ist, inklusive der Abstimmung der Maßnahme mit EU-Vorgaben, mit einer Vorlaufzeit **von mindestens ein paar Monaten (3-6)** zu rechnen. Es ist zudem davon auszugehen, dass eine Umsetzung allenfalls schrittweise erfolgen kann, d.h. das Anlagen nach und nach in ein CfD System gebracht werden, die Effekte wären also erst mit entsprechender Zeitverzögerung wirksam.

1.7 „Neues Griechisches Modell“: Teilung des Großhandelsmarkts

Am 22.07.2022 brachte Griechenland einen langfristigen Reformvorschlag beim Rat der europäischen Union ein. In einem vierseitigen „Non-Paper“¹⁸ wurde der Vorschlag unterbreitet, eine teilweise Erlösregulierung im Großhandel für grenzkostentechnisch günstige Technologien vorzusehen. Dabei steht eine Zweiteilung des Day-Ahead-Großhandelsmarkts im Zentrum. Dieser Vorschlag wurde am 30.08.2022 durch eine Aussendung des griechischen Wirtschaftsministers an europäische Ministerien in einigen Punkten konkretisiert.

Im ersten Teil des Großhandelsmarkts werden die grenzkostentechnisch günstigsten Kraftwerke zusammengefasst, d.h. insbesondere erneuerbare Energien, Kernenergie und andere Kraftwerke, die günstig in den Markt bieten. Der griechische Vorschlag nennt hierbei effiziente fossile Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen als Beispiel. Da diese z. B. Wärme für lokale Wärmenetze liefern, bieten diese Marktteilnehmer:innen ihre Mindesterzeugung häufig zu geringen Kosten in den Strommarkt, um eine Bezuschlagung und somit den Betrieb der Anlagen sicherzustellen („Must-Run-Kapazitäten“). Auch Speicher, die direkt an eine erneuerbare Anlage gekoppelt sind, fallen in diese Kategorie.

Im zweiten Teil des Großhandelsmarktes wären teurere Kraftwerke, d.h. insbesondere thermische Kraftwerke mit den Brennstoffen Kohle, Gas oder Öl zusammengefasst. Außerdem würden flexible Lasten und die verbleibenden Speicherkraftwerke in diese Kategorie fallen.



¹⁸ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>

Die Erzeugungsprofile und Marktergebnisse werden auf folgendem Wege bestimmt: Die Kraftwerke des ersten Teils werden immer mit ihrer momentan verfügbaren Erzeugungskapazität bezuschlagt. Die verbleibende Stromnachfrage wird durch die Kraftwerke des zweiten Teils nach dem bisherigen Pay-as-cleared-Prinzip gedeckt, wobei sich hier wie bisher auch ein markträumender Preis ergibt. Dieser gilt jedoch nur für die Strommengen dieses Teils des Großhandels. Im ersten Teil wird hingegen durch den Einsatz von Contracts-for-Differences (CfDs) für die dortigen Erzeugungsanlagen sichergestellt, dass langfristig nur Gestehtungs(voll)kosten erwirtschaftet werden. Sollten die Marktpreise des zweiten Marktteils unter diesen Vollkosten liegen, bekämen diese Anlagen also die Differenz des Pay-as-cleared-Marktpreises zu ihren Vollkosten erstattet (ähnlich eines Marktprämienmodells), liegen sie über diesen Vollkosten, müssen jedoch auch entstandene Gewinne an den Marktbetreiber zurückgezahlt werden.

Der Gesamtpreis des Day-Ahead-Marktes ergibt sich in diesem Vorschlag aus dem volumengewichteten Mittelwert der ausgezahlten Vollkosten des ersten Marktteils und des Pay-as-cleared-Preises des zweiten Marktteils.

Zentrale Herausforderungen dieses Vorschlags bestehen in der De-Anonymisierung des Marktes und der Festlegung angemessener Vollkostenbeträge für Neu- und Bestandsanlagen. Kritik entzündet sich unter anderem an einer Benachteiligung erneuerbarer Energieträger und möglicher entstehender Investitionshemmnisse.

Da eine Aufteilung importierter Strommengen ohne flächendeckende europäische Umsetzung des Vorschlags allein für einen einzelnen Markt nur schwer umsetzbar erscheint, ist dieses Modell außerdem bei einem nationalen Alleingang nur eingeschränkt umsetzbar. Im Falle einer Überdeckung der Nachfrage durch den ersten Teil des Marktes werden die Erzeugungen aller Anlagen nach aktuellem Stand anteilig zurückgefahren, was Zweifel an der technischen Umsetzbarkeit und Systemstabilität in diesen Fällen aufwirft, die auch durch die ausführliche Beschreibung des Verfahrens nicht endgültig entkräftet werden können.

Das durch die griechische Delegation gelieferte Klärungsdokument, enthält zwei alternative lineare Modellbeschreibungen eines abgeänderten Marktklärungsalgorithmus. Diese unterscheiden sich in einigen zentralen Punkten vom heute implementierten EUPHEMIA-Marktalgorithmus. So werden lediglich Erzeugungskosten minimiert (anstatt eine Wohlfahrtsmaximierung anzustreben) und auch die Berücksichtigung von netzseitigen Restriktionen des physischen Lastflusses („Flow-based Market Coupling“) ist in diesem Vorschlag durch die Nutzung von Net Transfer Capacities einfacher gehalten, als dies in EUPHEMIA bislang der Fall ist. Soll die Berücksichtigung bisheriger Standards weiterhin möglich sein, müsste das Modell folglich noch in einigen Punkten kritisch evaluiert und weiterentwickelt werden.

Da eine zunehmende Integration erneuerbarer Energien und eine gleichzeitige Abnahme fossiler Energieträger in den kommenden Jahren in Gesamteuropa erwartet werden kann, erscheint die zunehmende Fokussierung des Energiesystems auf die Kompensation der Vollkosten erneuerbarer Anlagen sinnvoll. Dennoch sind in einem Energiesystem der Zukunft ohne fossile Kraftwerke auch weiterhin Preissignale vonnöten – die Teilung in „verfügbare“ und „flexible“ Ressourcen könnte daher in einem System mit emissionsneutralen Kraftwerken (z. B. grüner Wasserstoff) und Speichern langfristig sowohl den kurzfristig optimalen Einsatz, als auch die langfristige Kostenkompensation in angemessener Form adressieren.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Die Weiterentwicklung des Designs des griechischen Modells sollte in einem integrierten Verbund der europäischen Markt- und Netzbetreiber mit Unterstützung der energiewirtschaftlichen Forschung erfolgen. In der aktuellen Form erscheint der griechische Vorschlag nicht umsetzungsreif – hat aber das Potenzial, mit gewissen Anpassungen und mit einer angemessenen Übergangsdauer eine langfristig sinnvolle Marktausgestaltung zu ermöglichen.

Die hierzu notwendigen Änderungen sind schließlich durch die EU in neue Verordnungen und Richtlinien zu übersetzen und wo sich Änderungen an der grundlegenden Marktausgestaltung ergeben durch die nationalen Parlamente entsprechend umzusetzen.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

Die weitere Ausarbeitung des Vorschlags und Umsetzung in EU-Recht wird bei gründlicher Umsetzung **einige Jahre** in Anspruch nehmen. Trotz des kurzfristigen Zeitdrucks und der in der kurzen Frist fehlenden Umsetzbarkeit sollte dieser Vorschlag weiter ausgearbeitet, dann neu bewertet und ggf. umgesetzt werden.

1.8 Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen

Ein weiterer Vorschlag ist die Einführung von europäischen oder nationalen Ausschreibungen oder Auktionen zur Aufbringung von flexiblen Nachfragepotenzialen, um die Stromnachfrage von Großverbrauchern im Falle einer knappen oder besonders kostspieligen Erzeugung anpassen zu können. Diese flexiblen Lasten, im Englischen üblicherweise mit Demand Response bezeichnet, nehmen bislang in vielen Fällen nicht aktiv am europäischen Stromgroßhandel teil. Die stärkere Integration von Demand Response war bereits vor der aktuellen Energiepreiskrise ein erklärtes Ziel der europäischen Union.

Im Zuge der aktuellen Preisentwicklung kann eine solche Nachfragesteuerung entscheidende Beiträge zur Einsparung von Energie aus fossilen Energieträgern und daher auch zur Preissenkung im Strommarkt beitragen. Statt einer kurzfristigen Nachfragesenkung (wie im Falle ähnlicher existierender Maßnahmen in Regelleistungsmärkten) wird eine längere, z. B. tageweise Reduktion der Nachfrage mit einer gewissen Vorlaufzeit vergütet. Ziel ist die bessere Planbarkeit der Nachfragereduktion für die entsprechenden Unternehmen.

Es wird ein zweistufiges Verfahren vorgeschlagen:

- Ausschreibung oder Auktion von Demand Response-Kapazitäten (in Form einer pay-as-bid-Auktion¹⁹ von Nachfragereduktionsmengen und dazugehörigen Energiepreisen)
- Bezuschlagte Gebote werden durch die ausschreibende Institution als Verkaufsgebote in den Day-Ahead-Strommarkt geboten.

Hierzu wird die Schaffung einer zentralen Stelle vorgeschlagen, die besonders nachfragereiche Zeiten im Vorherein identifiziert und für diese Perioden genannte Auktionen oder Ausschreibungen durchführt.

Da eine Reduktion des Energieverbrauchs ohnehin Teil der erklärten Ziele der EU (REPowerEurope) und Österreichs sind, handelt es sich bei dieser Maßnahme trotz des zu berücksichtigenden administrativen Aufwands um eine No-Regret-Maßnahme.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Die Voraussetzungen zur Schaffung entsprechender Institutionen und Auktionen flexibler Lasten können durch nationale Gesetzgebungsprozesse geschaffen werden. Eine europäische Koordination und Standardisierung dieser Produkte ist möglich und mittelfristig wünschenswert, aber nicht zwingend kurzfristig erforderlich.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

Entsprechende Institutionen und Gesetze müssten erst geschaffen werden und als Marktakteure an einer europäischen Börse registriert werden. Dennoch scheint eine Umsetzung dieser Schritte **innerhalb einiger Monate**, d.h. noch innerhalb des Jahres 2023 realistisch.

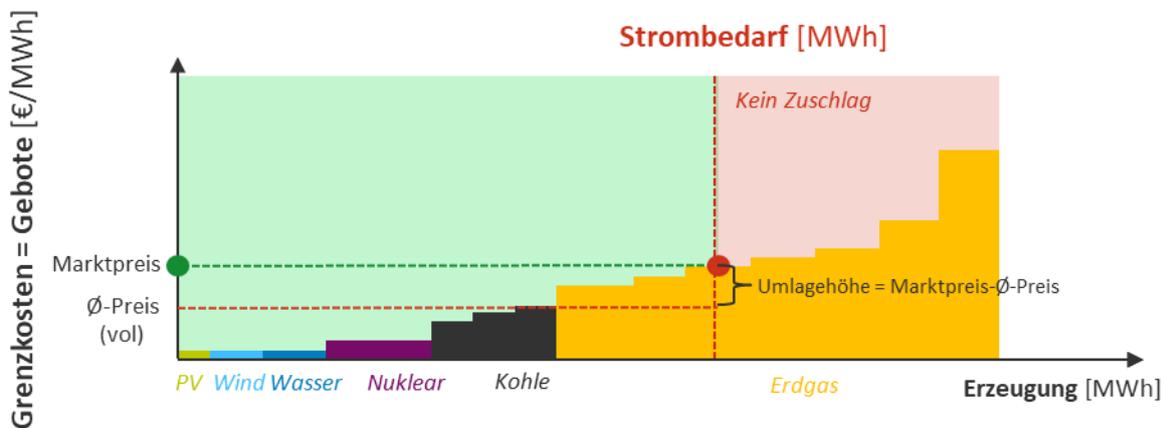
¹⁹ Da obenstehend eine Einführung von Pay-as-bid für den Stromhandel entschlossen abgelehnt wurde, hier eine kurze ergänzende Einordnung: Die grundlegenden Nachteile von Pay-as-bid-Auktionen können auch bei dieser Art von Auktion nicht ausgeschlossen werden – insbesondere eine langfristige Orientierung von Geboten an historischen Grenzpreisen dieser Auktionen ist bei häufiger Durchführung wahrscheinlich (vgl. Regelleistungsmarkt). Allerdings ist die Transparenz der Kosten von Konkurrenten in einer solchen Ausschreibung ungleich niedriger und diese (Teilnehmer & Kosten) unterscheiden sich ggf. deutlich zwischen einzelnen Durchgängen dieser Auktion. Daher ist der Einsatz dieser Gebotsregel zur Reduktion der Gesamtkosten erfolgsversprechender, als dies im Stromhandel der Fall wäre.

1.9 Ex-Post Preisdeckel

Die in einigen europäischen Endkundenmärkten verfolgte Idee eines Preisdeckels durch den Staat kann prinzipiell auch im Großhandelsmarkt durchgeführt werden. Eine mögliche Vorgehensweise ist die Folgende:

Die Markträumung im Großhandel erfolgt weiterhin anhand der bestehenden Marktregeln. Erst nach Bekanntgabe des Marktergebnisses erfolgt eine Subvention der Stromnachfrage, z. B. aus Steuermitteln. Hierzu wird aus den in der Day-Ahead- (und ggf. der Intraday-Eröffnungsauktion) abgegebenen angebotsseitigen Geboten für jedes Stunden bzw. Viertelstundenprodukt ein mengengewichteter Durchschnittspreis aller bezuschlagten Gebote berechnet. Die Differenz zwischen Großhandelspreis und mengengewichtetem Durchschnittspreis wird den Energieverbrauchern per Negativumlage/Subvention über die Stromrechnung erstattet.

Berechnung einer Negativumlage zur Preisdeckelung



Ein solches Modell würde in der Theorie die Stromkosten für Verbraucher:innen auf das Niveau der tatsächlichen Gestehungskosten drücken, ohne dass in die grundlegenden Marktregeln eingegriffen werden müsste und das Produzentenrenten im Großhandel verloren gingen – eine Kombination mit einer Windfall-Profit-Tax zur Beteiligung der Unternehmen an den Subventionskosten wäre aber möglich. Dennoch ergeben sich in diesem Fall einige designseitige Probleme, die zunächst gelöst werden müssten:

Die Information, dass die Bestimmung eines mengengewichteten Durchschnittspreises ex-post erfolgt, könnte für Betreiber inframarginaler Kraftwerke (d.h. Kraftwerke, die sich zu einem gewissen Zeitpunkt sicher sein können, günstiger als der Marktpreis zu sein) einen Anreiz schaffen, ihre Erzeugungsleistung deutlich vergünstigt anzubieten. Damit können sie – ohne Veränderung des Großhandelsmarktergebnisses – einen geringeren mengengewichteten Durchschnittspreis und daher auch eine höhere Negativumlage erzielen, ohne den Marktpreis und damit ihre Gewinnmargen im Großhandel zu verringern. Im Gegenzug könnten Endkundenpreise (mit Verweis auf die weiterhin hohen Marktpreise) gegen einen geringeren Widerstand der Verbraucher:innen weiter erhöht werden, da der Staat einen großen Teil der Rechnung zahlt. Für die Staaten – und daher auch die

Steuerzahler:innen – besteht in diesem Modell auch ohne genanntes strategisches Verhalten der Marktteilnehmer:innen ein hohes Preisrisiko, insbesondere im Falle weiter steigender Rohstoffpreise.

Ein weiteres Problem könnte darin bestehen, dass eine Negativumlage für Unternehmenskund:innen höchstwahrscheinlich gegen bestehende EU-Beihilferegeln verstößt – daher müsste eine solche Maßnahme in jedem Fall auf EU-Ebene abgestimmt werden und könnte bei einem nationalen Alleingang nur auf Haushaltskunden beschränkt umsetzbar sein.

Ob dieser Ansatz EU-weit mehrheitsfähig ist, kann aufgrund sehr unterschiedlicher budgetärer Voraussetzungen der Staaten bezweifelt werden. Im Falle einer EU-weiten Umsetzung wäre also ein umfangreicher Ausgleichsmechanismus zu schaffen.

Allerdings hätte diese Art der Intervention auch einige Vorteile.

Es wäre kein kurzfristiger Eingriff in die europäischen und nationalen Marktregeln notwendig, und auch die bzgl. anderer großhandelspreissenkender Maßnahmen diskutierte Problematik durch die Preisdifferenz zwischen Großhandelspreis und bereits getätigten langfristigen Absicherungsgeschäften entfällt für diese Maßnahme. Weiterhin hohe, mit den Brennstoffpreisen steigende Großhandelspreise erhalten außerdem prinzipiell das Knappheitssignal und regen – trotz einer Abmilderung des durchschlagenden Preiseffekts steigender Gaspreise durch eine Negativumlage für die Verbraucher:innen – weiterhin in der Tendenz zu Energieeinsparungen an.

Auch die eventuellen Anreize zum Understatement von Grenzkosten könnten einen Anreiz bieten, bislang OTC vermarktete günstige Erzeugungsmengen verstärkt im Börsenhandel zu handeln, wodurch sich die Transparenz des Marktes erhöhen und Marktpreise ggf. absenken würden.

Zuständigkeit für die Umsetzung

Eine solche Maßnahme wäre durch den nationalen Gesetzgeber zu beschließen und bei der EU zu beantragen, um Verstöße gegen geltendes EU-Recht und Wettbewerbsklagen anderer Mitgliedsstaaten auszuschließen.

Zu erwartende Geschwindigkeit der Umsetzung

Die Schaffung einer solchen Negativumlage inklusive des Genehmigungsaktes durch die EU-Kommission erscheint zeitaufwandtechnisch ähnlich aufwändig wie beispielsweise die Umsetzung des iberischen Modells. Es ist also zwischen Einbringung des Vorschlags und Umsetzung in etwa mit einem Zeitaufwand von **3-6 Monaten** zu rechnen.

Vor- und Nachteile verschiedener Preisanpassungsoptionen (ohne Berücksichtigung nationaler Interessen)

Preis- anpassungs- option	Vorteile	Nachteile
Ausweitung des iberischen Modells auf Europa	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkung Produzentenrenten für günstige Erzeugungstechnologien • Preissenkung für Verbrauchende 	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung des Marktgleichgewichts bzgl. Stromtransport an Außengrenzen • Mehr Erzeugung aus Fossilen trotz Knappheit • Umverteilungskosten steigen mit steigendem Gaspreis
Gebotspreissenkung ähnlich zum iberischen Modell, aber mit fixem vorgegebenen Abschlag	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkung Produzentenrenten für günstige Erzeugungstechnologien (weniger als im iberischen Modell) • Preissenkung für Verbrauchende (weniger Senkung als im iberischen Modell) • Vorher feststehendes Subventionsvolumen, kein steigendes Umverteilungsvolumen mit steigendem Gaspreis • Höhere Einsparanreize als im iberischen Modell 	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung des Marktgleichgewichts bzgl. Stromtransport an Außengrenzen • Mehr Erzeugung aus Fossilen trotz Knappheit • Im Vergleich zu iberischem Modell beschränkte Wirkung
Einführung des Prinzips „Pay-as-Bid“ im Stromgroßhandel	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Potenziell</i> geringere Produzentenrenten für günstige Erzeugungstechnologien, da nicht alle den Grenzpreis erhalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Veränderung des Gebotsverhaltens, Grenzkosten bieten nicht mehr Gleichgewichtsstrategie • Heißt im Winterhalbjahr: alle bieten wie ein Gaskraftwerk • Resultierender Durchschnittspreis schwer abschätzbar, jedoch vermutlich nicht substantiell niedriger als bisheriger Preis bei Pay-as-clear • Langfristig mutmaßlich sogar preisteigernd für Verbraucher:innen

Preis- anpassungs- option	Vorteile	Nachteile
„Abschneiden“ der Preisurve durch Marktklärungsalgorithmus EUPHEMIA	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkung Produzentenrenten für günstige Erzeugungstechnologien • Ausbleiben bzw. Senkung von ungewollten Grenzflüssen an den Außengrenzen und Gasmehrverbräuchen • Würde auch als nationaler Alleingang funktionieren, da andere Staaten nicht direkt betroffen sind 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr strategischer Gebote nicht subventionierter Kraftwerke, die Preisniveau aufrechterhalten könnten • Ggf. großer Programmieraufwand bzw. Vorlaufzeit bei der Umsetzung • Es müsste zunächst Transparenz über die Technologieklasse eines Gebots geschaffen werden, entspricht einer teilweisen Aufhebung der Anonymität des Marktes (Gebote sind derzeit Mischgebote und nicht technologiescharf)
Abschottung der Grenzkapazität	<ul style="list-style-type: none"> • Kurzfristig temporäre Abschottung gegen Preissteigerungen im Ausland möglich • Schnell und ohne politisches Mandat umsetzbar • Keine Änderung der Marktregeln notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • Unionsrechtswidrig • Nur bei Preissetzung eines günstigen (für AT: nicht-fossilen) Grenzkraftwerks vorteilhaft, d.h. Vorteil verschwindet im Winter • Führt mutmaßlich sektorübergreifend zu entsprechenden Reaktionen der europäischen Nachbarn • Dadurch Gefährdung der Versorgungssicherheit, sowohl in Strom-, als auch im Gassektor
„Aktuelles Griechisches Modell: Einführung eines ex-post-Umverteilungsmechanismus	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Änderung der Marktregeln notwendig • Vergleichsweise schnell umsetzbar • Kann auch im nationalen Alleingang umgesetzt werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Administrativer Aufwand • Genaue Rückführung an Kundengruppen im österreichischen Fall zu klären • Probleme der Auflösung langfristiger Handelspositionen zu lösen • Erfordert Commitment, ein Ausschleichen der Maßnahme ist daher nur eingeschränkt möglich

Preis- anpassungs- option	Vorteile	Nachteile
„Neues Griechisches Modell“: Teilung des Großhandelsmarkts	<ul style="list-style-type: none"> • Einschränkung Produzentenrenten für günstige Erzeugungstechnologien • Preissenkung für Verbrauchende • Beibehaltung der Erzeugungsreihenfolge trotz Zweiteilung der Merit-Order • Langfristige Vorteile durch Sicherung der Vollkosten von erneuerbaren Neuanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nicht kurzfristig umsetzbar (Änderung Marktregeln & Abschluss CfDs) • Nicht in nationalem Alleingang umsetzbar, aber auch nicht kompatibel mit aktuellen europäischen Marktabläufen (EUPHEMIA) • Suboptimaler Kraftwerksbetrieb und Änderung des Marktgleichgewichts bzgl. Stromtransport an Außengrenzen wahrscheinlich • Es müsste zunächst Transparenz über die Technologieklasse eines Gebots geschaffen werden, entspricht einer teilweisen Aufhebung der Anonymität des Marktes (Gebote sind derzeit Mischgebote und nicht technologiescharf)
Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen	<ul style="list-style-type: none"> • No-regret Maßnahme: Anreize für Demand Response für effizienten Strommarkt ohnehin sinnvoll • Mutmaßlich relativ zeitnah umsetzbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Nur eine Abmilderung, aber keine Lösung des Gesamtproblems • Entstehende administrative Aufwände
Ex-Post Preisdeckel	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Änderung der Marktregeln notwendig • Nur geringe Verzerrungen der Marktergebnisse zu erwarten • Vergleichsweise schnell umsetzbar • Nationaler Alleingang möglich • Preissenkung für Verbrauchende 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe budgetäre Belastung (bei fehlender Gegenfinanzierung durch Windfall-Profit-Tax o.ä.) • Vereinbarkeit mit EU-Beihilferecht zu klären

Schlussfolgerungen

Die zielführende Ausgestaltung von Preissenkungsmechanismen im Großhandel ist aus verschiedenen in diesem Papier herausgearbeiteten Gründen herausfordernd und es ist daher schwierig, eine eindeutige beste Lösung zu identifizieren. Dennoch ist es möglich, Empfehlungen und Indikationen für eine sinnvolle Strategie für Österreich und seine europäischen Partner abzuleiten.

Anreize für Energiesparen und Erneuerbaren-Ausbau erhalten.

Da in einer Energieknappheitssituation Preise wichtige Knappheitssignale transportieren, erfüllen sie eine wichtige Funktion. Maßnahmen, die zur Preissenkung von Großhandelsstrompreisen ergriffen werden, sollten dies berücksichtigen, indem sie kontraproduktive, d.h. steigernde Auswirkungen auf den Strom- und Gasverbrauch möglichst vermeiden. Dazu gehört auch, dass Anreize für die Investition in erneuerbare Energien und Speicher durch solche Maßnahmen nicht zerstört werden dürfen.

Terminmärkte beim Design der Maßnahmen berücksichtigen.

Eine wichtige grundlegende Herausforderung liegt in der Rolle der Terminmärkte. Diese spielen für die Akteure im Großhandel eine wichtige Rolle, um sich schon mehrere Jahre vor dem Liefertermin gegen langfristige Preisschwankungen abzusichern zu können – eine mangelnde Berücksichtigung von Auswirkungen von Interventionsmaßnahmen auf die bereits im Terminmarkt (unter der Annahme des Weiterbestehens gültiger Marktregeln) gebildeten Handelspositionen würde zu enormen Verwerfungen führen. Diese könnten z. B. in folgenden Formen auftreten:

- ▶▶ Weiteren Windfall-Profits für subventionierte Kraftwerke
- ▶▶ Enormen Verlusten für Anbieter mit günstigem Erzeugungspark (über entgangene Gewinne hinaus!)
- ▶▶ Strukturbrüchen in den Preisen und daher einer plötzlichen hohen Exposition bezüglich zu leistender Sicherheiten an Strombörsen („Margin Calls“)
- ▶▶ Höheren Endkundenpreisen aufgrund zusätzlich zu zahlender Umlagen

Daher sind die im Terminmarkt bereits gehandelten Mengen miteinzubeziehen – entweder durch die Ausnahme korrespondierender Erzeugungsmengen (wie im implementierten iberischen Modell) oder durch eine anderweitig vorübergehend abgeminderte Wirksamkeit (z. B. eines Dämpfungsparameters auf die mittels Contracts-for-Differences zu leistenden Zahlungen im aktuellen griechischen Modell).



Bewertung der diskutierten Handlungsoptionen ▼

Untenstehende Tabelle enthält eine Bewertung der in diesem Papier vorgestellten Mechanismen nach fünf relevanten Kategorien:

- ▶▶ **Effektivität:** Wird durch diesen Mechanismus verlässlich eine Preisreduktion erzielt?
- ▶▶ **Vermeidung von Mehrgasverbrauch und Export-Leakage:** Welcher Mechanismus führt eher nicht dazu, dass knappes Gas verstärkt genutzt wird und subventionierter Strom über Marktzonengrenzen exportiert wird?
- ▶▶ **Vermeidung der Ungleichbehandlung von einzelnen Marktgebieten:** Welcher Mechanismus führt eher nicht dazu, dass in unterschiedlichen europäischen Märkten deutlich unterschiedliche Effekte erzielt werden?
- ▶▶ **Schnelligkeit der Umsetzung:** Wie schnell kann dieser Mechanismus greifen?
- ▶▶ **Effizienz:** Wie verhält sich der Nutzen im Verhältnis zum Aufwand?

Auf Basis dieser Bewertung ist keine eindeutige Präferenzreihung ableitbar, da jede Maßnahme über Stärken und Schwächen verfügt. Allerdings können sowohl eindeutig ungeeignete Interventionen, als auch eine „No regret“-Option, d.h. eine Option, die in jedem Fall umgesetzt werden sollte identifiziert werden.

„Pay-as-Bid“, Abschottung der Grenzkapazität und EUPHEMIA-Anpassung nicht empfehlenswert

Aus der Analyse geht hervor, dass die Umsetzung von einigen Maßnahmen nicht sinnvoll erscheint, die in einzelnen (oder mehreren) Aspekten sehr schlecht abschneiden. Nicht ratsam ist zum Beispiel die Einführung von „Pay-as-Bid“, da sowohl die **Effektivität**, als auch die Schnelligkeit der Umsetzung und somit auch die Effizienz der Maßnahme **nicht gegeben** ist. Auch die Abschottung der Grenzkapazität – die obendrein gegen das geltende EU-Recht verstoßen würde – würde in mehreren Kategorien schlechte Ergebnisse erzielen und somit **mehr Nachteile als Vorteile** bringen.

Andere Vorschläge wie die EUPHEMIA-Anpassung und die Einführung des zukünftigen griechischen Modells scheinen noch nicht ausgereift und/oder würden zu lange Prozesse zu einer marktregelkonformen und sicheren Umsetzung benötigen, um in der aktuellen Preiskrise rechtzeitig eine Entlastung zu schaffen („**too late to matter**“). Auch die Idee eines Strompreisdeckels für den Großhandel könnte bezüglich der Auswirkungen des EU-Beihilfenrechts noch nicht ausgereift genug sein, um eine längere Umsetzungsdauer ausschließen zu können.

Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen ist eine längerfristig sinnvolle Maßnahme

Weiter existiert mit der Idee einer Einführung eines Demand Response-Mechanismus per Ausschreibung bzw. Auktion eine Idee, die als „**No Regret**“-Option, d.h. als Maßnahme einzuordnen ist, die in jedem Fall, d.h. unabhängig eines eventuellen fehlenden europäischen Beschlusses, auf nationaler Ebene umgesetzt werden sollte. Die wirtschaftliche Steuerung von Energieeinsparungen der Industrie durch Ausschreibungen/Auktionen führt zu einer auf Opportunitätskosten der Produzenten basierenden Einsparung teurer Energieträger und kann hierdurch die Strompreise in besonders nachfragereichen Situationen zielgerichtet senken. Die Umsetzung dieses Mechanismus sollte außerdem durch eine weitere Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien und von weiteren Energieeffizienzmaßnahmen flankierend begleitet werden.

Iberisches Modell: Gleichklang mit anderen europäischen Ländern entscheidend

Bezüglich der diskutierten **EU-weiten Maßnahmen** erscheint vor allem *das iberische Modell* eine gute Kombination aus schneller Umsetzbarkeit, Effektivität und breitem Support von EU-Staaten aufzuweisen. Tatsächlich ist die Wirksamkeit dieses Mechanismus jedoch besonders abhängig von der Teilnahme möglichst aller Staaten, die am europäischen Stromhandel teilnehmen. Wichtig ist hierbei, dass nicht nur die Kosten von Erdgaskraftwerken, sondern auch von anderen fossile Erzeugern wie Kohle subventioniert werden müssen, um eine Änderung der Einsatzreihenfolge und einen daraus resultierenden Mehrverbrauch von Gas zu vermeiden. Dennoch bleiben zentrale Probleme, die nur in Teilen gelöst werden können – insbesondere der Stromexport an der Außengrenze einer Marktgruppe, die sich für die Implementierung des iberischen Modells entscheidet; und die bereits oben genannten möglichen negativen Auswirkungen durch bereits getätigte Terminmarktgeschäfte, insofern diese nicht berücksichtigt werden. Da das iberische Modell einen direkten Effekt auf den Day-Ahead Großhandelspreis hat, treten gegebenenfalls psychologische Effekte auf. Diese können sowohl positiv (Dämpfung der Inflationserwartung) wie auch negativ sein (Verminderung des Anreizes zum Einsparen).

Eine auch national umsetzbare Fallback-Option: Das aktuelle griechische Modell

Eine weitere **bedenkenswerte Option**, die auch als nationale Fallbackstrategie ohne europäische Einigung wirksam (wenn vermutlich auch mit etwas längerem Vorlauf) umgesetzt werden könnte, ist das *aktuelle griechische Modell*. Hier könnte mithilfe von Contracts-for-Differences eine Umverteilung von enormen Mehrgewinnen günstiger Energieerzeuger zugunsten der Endkunden erreicht werden. Auch hier ist jedoch bei der Anwendung dieser CfDs mit Bedacht zu berücksichtigen, welche Erzeugungsmengen bereits über Terminmärkte abgesichert wurden, um finanzielle Mehrbelastungen günstiger Erzeuger durch die Umverteilungsmaßnahme zu vermeiden. Für Anlagen die in ein solches Modell übergeführt werden handelt es sich jedoch um keine temporäre Option, sondern erfordert ein entsprechendes vertragliches Commitment. Mittelfristige Änderungen im Marktdesign könnten daher erschwert werden.

Ausgangspunkt für ein langfristig sinnvolles Marktdesign: Das neue griechische Modell

Schließlich sollte die kurzfristige Krise des Energiemarktes mit ihren enormen Herausforderungen die **langfristigen Herausforderungen des Strommarktes**, mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien, einem erhöhten Speicherbedarf und dem geplanten Eintritt neuer Technologien (wie importiertem oder durch erneuerbaren Überschussstrom erzeugten grünem Wasserstoff) nicht vergessen lassen. Das Marktdesign der Zukunft sollte also schon heute entwickelt werden. Der Vorschlag des *neuen griechischen Modells* sollte daher durch die europäischen Marktbetreiber, Netzbetreiber und Energieforschenden als gemeinsame Arbeitsgrundlage genutzt werden, einen zukunftsfähigen europäischen Strommarkt zu entwickeln, in dem sich Investitionen in Zukunftstechnologien weiterhin lohnen und ein effizienter Betrieb des komplexen Stromsystems gewährleistet bleibt.

Grundmodell	Kurzbeschreibung	Effektivität	Vermeidung von mehr Gasverbrauch und Export-Leakage	Vermeidung Ungleichbehandlung der Marktgebiete	Schnelligkeit der Umsetzbarkeit	Effizienz (Nutzen/Aufwand)	Gesamtbewertung
Ausschreibung von Verbrauchsreduktionen	Ausschreibung von Demand Response und daraus resultierend Verringerung des Strombedarfs	4	5	5	3	5	22
Aktuelles Griechisches Modell	Einführung eines ex-post Umverteilungsverfahrens im Strommarkt, ähnlich einer Windfall Profit Tax	4	5	3	3	2	17
Price Cap durch EUPHEMIA-Anpassung	Nachgelagerte Anpassung der Marktergebnisse, z.B. durch Kappung bzw. Subventionierung von fossilen Gebotspreisen	4	5	4	1	2	16
Iberisches Modell	Vorgabe eines adaptiven Preisabschlags für fossile Kraftwerke + Subventionierung mit Umlagesystem	3	2	2	4	4	15
Neues Griechisches Modell	Zweiteilung des Strommarktes in günstiges und teures Segment, Vollkostenvergütung mit Contracts-for-Difference	3	4	3	2	3	15
„Strompreisdeckel“ für Großhandel	Ex-post-Berechnung eines Durchschnittspreises und Erstattung der Differenz von Marktpreis und Durchschnittspreis an Verbraucher (Negativumlage)	3	3	3	3	2	14
<i>Bewertungsskala von 1 (gering ausgeprägt) bis 5 Punkte (voll ausgeprägt)</i>							

Grundmodell	Kurzbeschreibung	Effektivität	Vermeidung von mehr Gasverbrauch und Export-Leakage	Vermeidung Ungleichbehandlung der Marktgebiete	Schnelligkeit der Umsetzbarkeit	Effizienz (Nutzen/Aufwand)	Gesamtbewertung
<i>Iberisches Modell mit fixem Abschlag</i>	Vorgabe eines fixen Preisabschlags für fossile Kraftwerke + Subventionierung mit Umlagesystem	2	2	1	4	4	13
<i>Abschottung der Grenzkapazität</i>	Künstliches Setzen der Grenzkapazitäten im EUPHEMIA-Algorithmus auf (nahe) 0	1	3	1	5	1	11
<i>Einführung von Pay-as-bid statt Pay-as-clear</i>	Anpassung der Zuschlagsregel in Day-Ahead und Intraday-Eröffnungsauktion auf Pay-as-bid	1	3	2	2	1	9
<i>Bewertungsskala von 1 (gering ausgeprägt) bis 5 Punkte (voll ausgeprägt)</i>							



AUSTRIAN ENERGY AGENCY

Petajoule 

Zum Podcast mit den Autor:innen

„Energiekrise 2022 | Preisdeckel drauf und gut iss?“