

Name: Hauke Hermann, Felix Matthes
Bereich: Bereich Energie & Klimaschutz
Datum: 18.03.2026

Thema: Effekte einer Herausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem EU-ETS-1

Zusammenfassung

Angesichts der aktuellen Turbulenzen bzw. Verwerfungen auf den internationalen Brennstoffmärkten und den Ausstrahlungseffekten auf den europäischen Strommarkt werden unterschiedliche Maßnahmen zur Stromkostenentlastung diskutiert. Dazu gehören derzeit auch Vorschläge, die Erdgasverstromung in der EU oder in einzelnen Ländern aus der Regulierung des Emissionshandelssystems für Energiewirtschaft und die energieintensive Industrie in der Europäischen Union (EU-ETS-1) zu entlassen.

Auf einer grundsätzlichen Ebene würden mit solchen Maßnahmen (wie auch anderen Eingriffen in das Strommarktdesign) schwere Schäden für die Robustheit bzw. die Berechenbarkeit des regulativen Rahmens und die Steuerungswirkungen von Energiepreisen entstehen, gerade mit Blick auf die in der Vergangenheit erfolgten und in der Zukunft noch notwendigen Transformationsinvestitionen in das europäische Energie- und Industriesystem. Die damit entstehenden Unsicherheiten würden sich sowohl für private Investoren wie auch für die Staatshaushalte materialisieren. Auch ist die Inkongruenz zwischen den volatilen und sehr kurzfristig reagierenden Energiemärkten sowie den längerfristig wirksamen Eingriffen in das EU-ETS-1 und das Strommarktdesign letztlich unauflösbar. Die Nettoeffekte für die Stromkostensituation wären angesichts dieser zeitlichen Dimension nicht einmal richtungssicher abzuschätzen, ganz zu schweigen von einer zielführenden Parametrisierung der Eingriffe in das EU-ETS-1.

Die Erdgasverstromung bildet heute in der EU mit 15 bis 16% ein kleineres Segment der gesamten, aber bereits heute mit etwa 57% den dominierenden Bereich der fossilen Stromerzeugung. In der Zukunft werden sich Erzeugungsniveaus und -anteile der Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken zwar weiter reduzieren, im Bereich der fossilen Stromerzeugung wird Erdgas jedoch ab etwa 2030 den ganz überwiegenden Aufkommensanteil repräsentieren. In verschiedenen Ländern der EU ergeben sich bei im Grundsatz ähnlichen Entwicklungsmustern unterschiedlich starke Ausprägungen. Während der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas an der gesamten fossilen Stromerzeugung in Deutschland heute noch bei etwa 40% liegt, wird in Italien bereits heute ein entsprechender Anteil von über 80% erreicht. Trotz mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit überwiegend rückläufiger Erzeugungsniveaus der Erdgasverstromung behält die Stromerzeugung aus Erdgas vor allem wegen der im Großhandelsmarkt derzeit und in der mittleren Frist relevanten preissetzenden Funktion eine Schlüsselrolle.

Im EU-ETS-1 verursachten Erdgaskraftwerke im Jahr 2024 nur etwa 11% der vom EU-ETS-1 insgesamt regulierten Treibhausgasemissionen und lagen damit deutlich hinter denen von Kohlekraftwerken, Industrieanlagen sowie anderen Kraftwerken oder Feuerungsanlagen. Das Emissionsniveau der Gasverstromung wird zwar insgesamt deutlich zurückgehen, der Anteil der Emissionen aus Erdgaskraftwerken an den Gesamtemissionen der vom EU-ETS-1 regulierten stationären Anlagen wird jedoch deutlich ansteigen, dürfte im Jahr 2030 über ein Drittel betragen und damit nahezu das gesamte Emissionsvolumen der Stromerzeugung in der EU repräsentieren.

Die angestellten orientierenden Sensitivitätsanalysen zeigen, dass das Verhältnis der Strompreissteigerungen durch (zeitweise) zunehmende Erdgaspreise und den Strompreisminderungen durch eine Herausnahme der Erdgasverstromung aus dem EU-ETS-1 extrem von der jeweiligen und möglicherweise sehr volatilen Preissituation in den Brennstoffmärkten bzw. im EU-ETS-1 abhängig ist. Selbst eine Richtungssicherheit der Netto-Effekte dieser

Wechselwirkungen zwischen den Märkten wird ex ante kaum herzustellen sein. Die angestrebte Kostenentlastung würde also allenfalls zufällig und wahrscheinlich nur zeitweise erreicht.

Eine komplexe Modellanalyse der Großhandelsmärkte für zwei Varianten einer Herausnahme der Erdgasverstromung aus dem EU-ETS-1 (EU-weit bzw. nur für Italien) zeigt, dass diese Maßnahmen zwar einerseits erhebliche, aber im Zeitverlauf und im räumlichen Bezug unterschiedliche Strompreiseffekte haben können. Andererseits würden jedoch in ganz unterschiedlichen Bereichen teilweise drastische Verwerfungen entstehen. Die Erdgasverstromung und der Erdgasbedarf würden vor allem kurzfristig wegen der für diesen Zeithorizont nur sehr begrenzt möglichen Anpassungen in anderen Bereichen (stärkerer Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung, Speicher etc.) sehr stark steigen, was wiederum (preistreibende) Effekte im Erdgasmarkt haben kann. Die Kohleverstromung würde in einem eher chaotischen Prozess kurzfristig beendet, was einerseits zu erheblichen Minderungen der CO₂-Emissionen führt, die auch zu Preiseffekten im Emissionsmarkt führen kann. Andererseits wären dann auch politische Interventionen zur Stützung der Kohleverstromung wahrscheinlich. Bei einer Herausnahme der Erdgaskraftwerke einzelner Länder aus dem EU-ETS-1 (v.a. für Italien) würden sich die Strukturen und Niveaus der grenzüberschreitenden Stromlieferungen sehr schnell und teilweise bruchartig verändern. Mit diesen Veränderungen der Stromerzeugungs- und -austauschstrukturen würden bei länderspezifischen Interventionen im Bereich des EU-ETS-1 auch signifikante Carbon-Leakage-Effekte innerhalb der Europäischen Union entstehen. Insgesamt sind Maßnahmen im Bereich des EU-ETS-1 zur Herausnahme von einzelnen Emittentengruppen wie Erdgaskraftwerken angesichts dieser komplexen und letztlich kaum mehr beherrschbaren Wechselwirkungen und Konsequenzen kein sinnvolles oder vertretbares Mittel zur Stromkostenbegrenzung.

Jenseits der mittel- bis langfristig umsetzbaren strukturellen Maßnahmen zum Abbau der (Großhandels-) Preiseffekte durch die Erdgasverstromung (Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Speicher etc.) sollten Entlastungsmaßnahmen vor allem auf der Seite der Endkunden erfolgen, vor allem wenn dies auch aus einer längerfristigen Perspektive sinnvoll ist, z.B. zur Realisierung günstigerer Preisverhältnisse zwischen Strom und fossilen Energieträgern führen kann. Diese zielgerichteten Maßnahmen sind deutlich passgenauer und robuster, um die Stromkosten in der EU bzw. einzelnen Mitgliedsstaaten zu senken.

Mit der durchgängigen Senkung von Stromsteuern und ggf. auch gesonderten Umsatzsteuersätzen für Strom (und ggf. auch noch anderen Maßnahmen im Bereich von Umlagen, Netznutzungsentgelten, Industriestrompreisen etc.) stehen hier Hebel zur Verfügung, mit denen Preiseffekte erzielt werden können, die mit denen von Eingriffen im Großhandels- oder Emissionsmarkt durchaus vergleichbar sein können. Bei der Einordnung der entsprechenden Finanzierungsbedarfe ist auch zu beachten, dass Verwerfungen im Emissionshandelsmarkt und Risikozuschläge durch zunehmende Unsicherheiten im Bereich des regulativen Rahmens v.a. für Investoren ebenfalls deutliche Effekte für den Finanzierungsbedarf über öffentliche Haushalte haben können.

Im Kontext der Gewinnung zusätzlicher Mittel für die Finanzierung anderweitiger Stromkostenentlastungen aus den Staatshaushalten ist der österreichische Vorschlag einer Abschöpfung von durch die CO₂-Kosteneinpreisung entstehenden „Übererlösen“ für die Integrität und Robustheit des EU-ETS-1 unkritisch. Wenn einzelne Mitgliedsstaaten einen solchen Mechanismus auf freiwilliger Basis einführen und die Komplexität sowie den administrativen Aufwand der Umsetzung hinnehmen wollen, so bildet diese Maßnahme einen grundsätzlich akzeptablen Ansatz. Aber auch hier sind Verunsicherungseffekte im Markt bei ungeeigneter oder situativer Parametrisierung solcher Modelle sehr sorgfältig in Betracht zu ziehen.

1 Grundsätzliche Einordnung

1.1 Vorbemerkungen

Die aktuellen Turbulenzen an den globalen Brennstoffmärkten und deren Effekte im europäischen Strommarkt haben erneut die Diskussionen zu den entsprechenden Gegenmaßnahmen angestoßen. Diese betreffen Eingriffe in das Strommarktdesign, Maßnahmen auf der Endkundenseite und aktuell auch die mögliche Herausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union für die Energiewirtschaft und die energieintensiven Industrien (EU-ETS-1). Da gerade die letztgenannte Option (u.a. auf der Basis eines Vorschlags von Italien) in den aktuellen Diskussionen eine besondere Rolle spielt, werden im Folgenden ausgewählte Analysen zu solchen Maßnahmen vorgestellt. Dabei geht es vor allem um quantitative Einordnungen solcher schwerwiegenden Eingriffe in ein zentrales Instrument der europäischen Politik vor allem mit Blick auf die Wechselwirkungen zwischen Energie- und Emissionsmärkten.

Im Fokus der Analysen stehen dabei die Effekte auf europäischer Ebene sowie für Deutschland (als Land mit dem größten Stromsystem in der EU) und Italien (als von den aktuellen Entwicklungen sehr stark betroffenes Land).

Ungeachtet dieser spezifischen Analysen ist darauf hinzuweisen, dass die beschriebenen Eingriffe in das EU-ETS-1 wie auch in das Strommarktdesign allgemein aus der Perspektive der Stabilität bzw. der Berechenbarkeit des regulativen Rahmens für einen strategisch wichtigen Sektor mit massiven Investitionserfordernissen bzw. bereits vollzogenen hohen Transformationsinvestitionen extrem kritisch zu bewerten sind.

Schließlich soll explizit darauf hingewiesen werden, dass jenseits der im Folgenden diskutierten, sehr kurzfristig wirkenden und auf eine strukturell relativ unelastische Angebotssituation treffenden Maßnahmen mittel- bis langfristig sehr wirksame strukturelle Handlungsoptionen verfügbar sind und ergriffen werden sollten. Dies betrifft vor allem den Abbau der (Großhandels-) Preiseffekte durch die Erdgasverstromung über den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, von Netzen und Speichern etc.

1.2 Erdgasverstromung

Die Verstromung von Erdgas repräsentierte im Jahr 2025 einen Anteil von etwa 16% der gesamten Nettostromerzeugung in der EU-27.¹ Sie lag damit nach der Kernenergie (24%) und vor der Windkraftherzeugung an Land (15%) an dritter Stelle der Stromerzeugungsquellen in der EU. Im Zeitraum 2023 bis 2025 haben sich diese Anteile nur leicht geändert (Kernenergie 23-24%, Erdgas 15-16%, Windkraft an Land 15-16%). Im Vergleich zum Zeitraum 2020 bis 2022 ist der Aufkommensanteil der Erdgasverstromung jedoch deutlich gesunken (19 bis 20%). Die absolute Erzeugung der Erdgaskraftwerke lag 2025 bei 442 TWh, im Zeitraum 2023 bis 2025 bei 401 bis 442 TWh wobei der niedrigere Wert auf das Jahr 2024 entfällt. Im Vergleich zum Niveau der Erdgasverstromung im Zeitraum 2020 bis 2022 (541 bis 561 TWh) ist die Erdgasverstromung jedoch erheblich zurückgegangen. Im Bereich der fossilen Stromerzeugung hatte die Erdgasverstromung

¹ Alle hier referierten Erzeugungsdaten sind der entsprechenden Statistik von Eurelectric entnommen (<https://electricity-data.eurelectric.org/>).

im Jahr 2025 EU-weit mit 57% jedoch den weitaus größten Anteil (Kohle 32%, andere fossile Stromerzeugung 11%).

In den einzelnen EU-Mitgliedstaaten unterscheiden sich die Anteile und die Niveaus der Erdgasverstromung jedoch deutlich. So lag der Anteil der Erdgasverstromung in Italien im Zeitraum 2023 bis 2025 bei 37 bis 42% (2025: 42%) und die Erzeugungsniveaus betrugen in der Bandbreite zwischen 96 bis 104 TWh (2025: 104 TWh). Im Vergleich zum Zeitraum 2020 bis 2022 (134 bis 144 TWh bzw. 50 bis 51%) ging Erdgasverstromung jedoch sehr deutlich zurück. Im Bereich der fossilen Stromerzeugung hatte die italienische Erdgasverstromung im Jahr 2025 einen Aufkommensanteil von 81% (Kohle 2,5%, andere fossile Stromerzeugung 16%). Für Deutschland lagen die Erdgas-Erzeugungsanteile für 2022 bis 2025 bei 15 bis 16% (2025: 16%) und die Erzeugungsniveaus bei 74 bis 79 TWh (2025: 79 TWh). Im Vergleich zum Zeitraum 2020 bis 2022 (86 bis 96 TWh) sind hier zwar die Erzeugungsniveaus deutlich, die Erzeugungsanteile jedoch nur wenig gesunken (2 Prozentpunkte und weniger). Die Stromerzeugung aus Erdgas repräsentierte 2025 einen Anteil von 40% der fossilen Stromerzeugung (Kohle 49%, andere fossile Stromerzeugung 12%).

Ungeachtet der sehr unterschiedlichen Aufkommensanteile spielt die Erdgasverstromung in den meisten europäischen Regionalmärkten eine wichtige Rolle bei der Preisbildung im Großhandelsmarkt. Mit höheren Anteilen der erneuerbaren Energien oder der Kernenergie im Stromerzeugungsmix sinkt die Zahl der Stunden, in denen Erdgaskraftwerke preissetzend wirken und umso niedriger liegt der jahresdurchschnittliche Strompreis auf der Großhandelsebene.

Im Kontext des Emissionshandelssystems der Europäischen Union für Energiewirtschaft und energieintensive Industrien (EU-ETS-1) verursachten Erdgaskraftwerke im Jahr 2024 nur etwa 11% der vom EU-ETS-1 insgesamt regulierten Treibhausgasemissionen und lagen damit deutlich hinter denen von Kohlekraftwerken (27%), Industrieanlagen (43%) sowie anderen Kraftwerken oder Feuerungsanlagen (18%).² Bis zum Jahr 2030 wird sich diese Situation aber deutlich ändern, da die Erzeugung der Kohlekraftwerke im Kontext der entsprechenden politisch-regulativen Beschlüsse bzw. der (durch den CO₂-Preis) marktgetriebenen Prozesse stark zurückgehen wird. Damit wird in den nächsten Jahren das Niveau der Gasverstromung insgesamt zwar deutlich zurückgehen³, der Anteil der Emissionen aus Erdgaskraftwerken an den Gesamtemissionen der vom EU-ETS-1 regulierten stationären Anlagen wird jedoch deutlich ansteigen, dürfte im Jahr 2030 über ein Drittel betragen und damit nahezu das gesamte Emissionsvolumen der Stromerzeugung in der EU repräsentieren.⁴ Die derzeit diskutierte Ausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem EU-ETS-1 wäre damit keine nebensächliche Änderung, sondern kann in den nächsten Jahren faktisch zu einer Außerkraftsetzung des EU-ETS-1 im Bereich der Stromerzeugung führen.

² Trends and projections in the EU-ETS in 2025. The EU Emissions Trading System in numbers (https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cm/products/etc-cm-report-2025-06/@download/file/ETS-Report_2025_final.pdf)

³ Der World Energy Outlook 2025 der International Energy Agency (IEA) geht für den Zeitraum von 2024 bis 2035 von einer Abnahme der Stromerzeugung in den Gaskraftwerken der EU von 35 bis 53% aus (<https://iea.blob.core.windows.net/assets/6e3cfb8e-dba1-46f5-ac26-d4a0bd0dc24b/WorldEnergyOutlook2025.pdf>)

⁴ Im Projektionsbericht 2025 für Deutschland beträgt der Anteil der Erdgaskraftwerke an den Emissionen des stationären EU-ETS im Jahr 2030 z.B. 36% ([https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df\[ds\]=dc-release&df\[id\]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_25&df\[ag\]=UBA&df\[vs\]=1.0&av=true&dq=.....&pd=2025,&to\[TIME_PERIOD\]=false&pg=0](https://datacube.uba.de/vis?lc=de&df[ds]=dc-release&df[id]=DF_CROSS_PROJECTION_REPORT_CORE_INDICATORS_25&df[ag]=UBA&df[vs]=1.0&av=true&dq=.....&pd=2025,&to[TIME_PERIOD]=false&pg=0)).

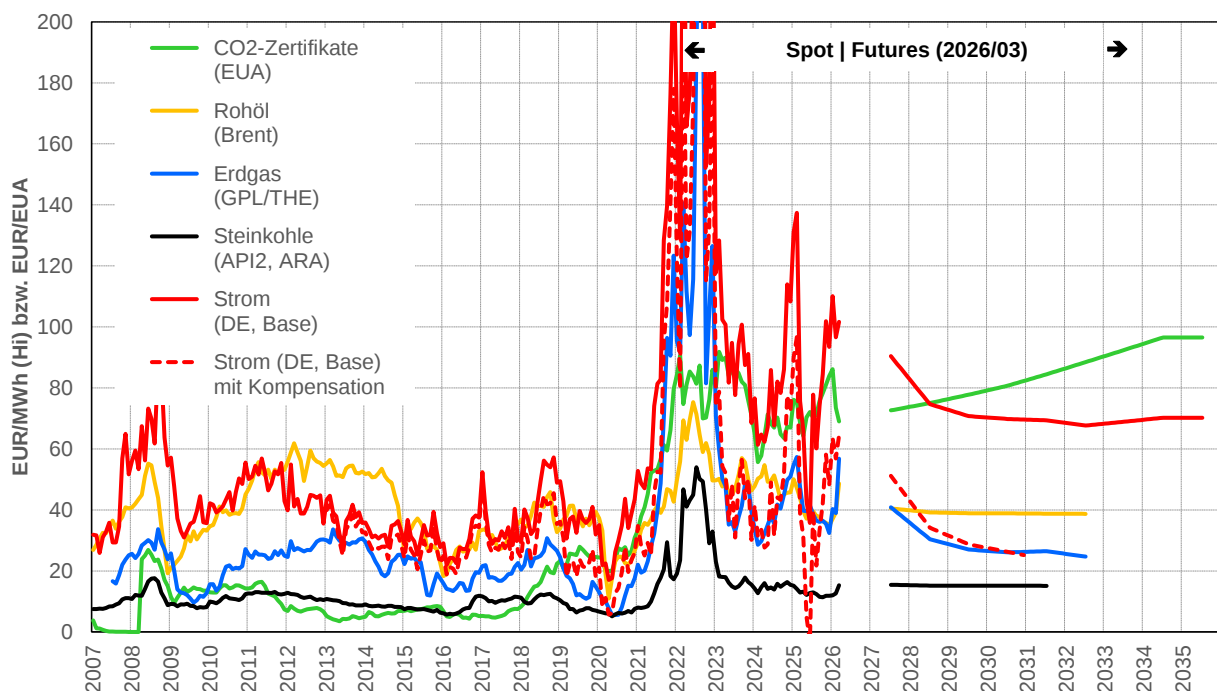
1.3 Brennstoff- und CO₂-Preise

Die Effekte einer Aussetzung der Treibhausgasbepreisung über das EU-ETS-1 müssen immer auch in den Kontext der aktuellen und erwartbaren Preisentwicklungen für Emissionsberechtigungen und Brennstoffe eingeordnet werden.

Im Zuge der jüngsten Verwerfungen auf den globalen Märkten für fossile Brennstoffe sind sowohl die Preise für Erdgas und Rohöl, aber auch für Steinkohle erheblich gestiegen. Die Preise für Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 haben sich dagegen im Kontext der Brennstoffvolatilitäten seit Anfang März 2026 nur wenig verändert.

Zumindest derzeit wird in den Märkten mittel- und langfristig auch unter der Maßgabe von weiter steigenden Preisen im EU-ETS-1 eine Entspannung bei den Brennstoff- und Strompreisen gesehen. Dies ist zwar eine Momentaufnahme der Markteinschätzungen, weist aber auch darauf hin, dass bei allen Maßnahmen die entsprechenden Marktunsicherheiten berücksichtigt werden müssen. Insbesondere gilt dies bei schwerwiegenden und letztlich längerfristig wirkenden Eingriffen in die Großhandelsmärkte oder mit Blick auf das EU-ETS-1.

Abbildung 1 Entwicklung der Spot- und Futures-Preise für Strom, Brennstoffe und Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1



Quelle: EEX, ICE, EPEX Spot, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Übersicht in der Abbildung 1 verdeutlicht auch, dass sich die Preisveränderungen auf den globalen Märkten für fossile Brennstoffe seit Anfang März 2026 nicht nur auf Erdgas und Rohöl beschränken, sondern auch für Steinkohle zu beobachten sind. Damit entstehen nicht nur Effekte für die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung und den Dispatch von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken, sondern auch teilweise unterschiedliche Wirkungen für die

zur Finanzierung der fixen Betriebskosten notwendigen Deckungsbeiträge und die damit in Verbindung stehende Stilllegungs- oder Investitionsentscheidungen.

Ungeachtet aller grundsätzlichen Fragen einer möglichen Befreiung von bestimmten Anlagen von den Verpflichtungen des EU-ETS-1 würden solche Maßnahmen neben etwaigen Preissenkungen und den entsprechenden Effekten im Großhandelsmarkt auch (nicht intendierte) Folgen für andere Stromerzeugungsoptionen oder deren Finanzierung haben. Dies betrifft einerseits Erzeugungsoptionen, die im Vertrauen auf den EU-ETS-1 und dessen Effekte im Großhandelsmarkt errichtet und finanziert wurden und andererseits deren Finanzierung z.B. über Umlagen oder Staatshaushalte.

Diesbezüglich stellt sich die Frage nach den Nettoeffekten aus unerwartet gestiegenen Erdgaspreisen und den Strommarkteffekten einer Befreiung von Erdgaskraftwerken von den Verpflichtungen des EU-ETS-1.

Tabelle 1 **Effekte von veränderten Brennstoffpreisen und möglichen Befreiungen von den Kosten des EU-ETS-1 auf die Stromerzeugungskosten von Erdgaskraftwerken**

		Steigerung der Erdgaspreise (€/MWh (NCV))					
		5	10	15	20	25	30
		Erhöhung der Stromerzeugungskosten (€/MWh)					
Erdgas-	30%	17	33	50	67	83	100
Kraftwerke mit	45%	11	22	33	44	56	67
Effizienz von	60%	8	17	25	33	42	50
		Befreiung von Kosten des EU ETS-1 (€/EUA)					
		65	70	75	80	85	90
		Reduzierung der Stromerzeugungskosten (€/MWh)					
Erdgas-	30%	43	47	50	53	57	60
Kraftwerke mit	45%	29	31	33	36	38	40
Effizienz von	60%	22	23	25	27	28	30

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der Tabelle 1 sind die Ergebnisse entsprechender Sensitivitätsrechnungen zusammengestellt. Die Übersicht zeigt, dass die Netto-Effekte für die kurzfristigen Erzeugungskosten (und damit auch der Effekte im Großhandelsmarkt) sehr stark von den Annahmen zu den Entwicklungen im Erdgasmarkt wie auch im EU-ETS-1 abhängen. Für die Referenzentwicklung der im Abschnitt 2 beschriebenen Modellierungen wurde noch unterstellt, dass die Erdgaspreise vor dem Hintergrund des weltweiten Ausbaus des LNG-Angebots bis 2030 stark zurückgehen und Werte von nur noch knapp über 20 €/MWh (NCV) erreichen.⁵

- Liegen die Erdgaspreise um 20 €/MWh (NCV) über dem Referenzfall und werden Erdgaskraftwerke um etwa 70 €/EUA entlastet, dann fällt die Entlastung über das EU-ETS-1 schwächer aus als die Kostensteigerung im Erdgasmarkt. Diese Situation ergibt sich für die aktuelle Situation an den Spotmärkten.

⁵ https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-02/2026_Rahmendatenpapier.pdf

- Liegen die Erdgaspreise um 10 €/MWh (NCV) über dem Referenzfall, dann führt die Befreiung von Erdgaskraftwerken vom EU-ETS-1 bei einem Zertifikatspreis von 75 €/EUA zu einer deutlich höheren Entlastung der (Grenz-) Kosten. Eine solche Situation ergibt sich aus der aktuellen Terminmarktsituation für 2027.
- Liegen die Erdgaspreise um 5 €/MWh (NCV) über dem Referenzfall, ergibt sich für die Herausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem Regelungsbereich des EU-ETS-1 bereits bei einem Zertifikatspreis von 65 €/EUA eine deutlich höhere Entlastung der (Grenz-) Kosten der Erdgasverstromung. Dieser Fall könnte im Zulauf auf das Jahr 2030 auftreten.
- Liegen die Erdgaspreise nicht über dem Referenzfall und führt die Herausnahme der Erdgaskraftwerke aus dem EU-ETS-1 zu einer Kostenentlastung von 90 €/EUA, dann entstehen sehr hohe Netto-Entlastungseffekte für die kurzfristigen Grenzkosten der Erdgasverstromung. Eine solche Situation könnte sich längerfristig, d.h. jenseits von 2030 einstellen.

Gerade die o.g. Ausstrahlungseffekte einer Herausnahme Preis setzender Kraftwerke aus dem EU-ETS-1 stellen so angesichts der letztlich kurz-, mittel- und langfristig nicht abschätzbaren Gaspreisentwicklungen ein massives Unsicherheits- und Verunsicherungs-Problem dar. Gerade aus der Perspektive dieser Wechselwirkungen (auch im Zeitverlauf) wäre eine Herausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem EU-ETS-1 keine sinnvolle Option.

2 Modellierungsanalysen

2.1 Vorbemerkungen

Um die Effekte einer Entlassung von Erdgaskraftwerken aus den Verpflichtungen des EU-ETS auch quantitativ einordnen zu können wurden Modellrechnungen mit dem europaweiten Strommarktmodell Powerflex des Öko-Instituts durchgeführt. Mit diesem Fundamentmodell werden Dispatch-Entscheidungen der gesamten europäischen Kraftwerksflotte unter Berücksichtigung der netzbedingten Begrenzungen für grenzüberschreitenden Stromlieferungen simuliert. Als Referenzvariante wurde die Parametrisierung des Modells für das sog. Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des (aktuellen) Projektionsberichts 2026 der Bundesregierung genutzt.⁶

Alle im Folgenden dargestellten Modellierungsergebnisse stehen unter einem methodischen Vorbehalt. Massive Veränderungen der Emissionsniveaus, vor allem in der Kurzfristperspektive wie auch der etwaige Vertrauensverlust in das EU-ETS-1 können deutliche Veränderungen der (hier als unverändert unterstellten) Preisniveaus für Emissionsberechtigungen des EU-ETS-1 haben. Dies würde komplexe und letztlich in ihrem Gesamteffekt keineswegs richtungssicher abschätzbare bzw. Wechselwirkungen mit zunächst nicht intendierten Ergebnissen anstoßen.

Schließlich konnten für die Modellierungen nicht die aktuellen bzw. die (in großen Bandbreiten) aktuell erwartbaren Brennstoffpreisentwicklungen in Ansatz gebracht werden (vgl. dazu die prototypischen Analysen in Abbildung 1). Damit werden vor allem die direkten Effekte der etwaigen Herausnahme von Erdgaskraftwerken aus dem EU-ETS-1 bewertet. Die in der Kombinationswirkung von höheren Brennstoffpreisen und verringerten Strompreisen entstehenden Ausstrahlungseffekte auf die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien etc. waren nicht Gegenstand der hier vorgestellten Analysen.

2.2 Befreiung aller Erdgaskraftwerke in der EU von den Verpflichtungen des EU-ETS-1

Würden alle Erdgaskraftwerke in der EU von den Verpflichtungen des EU-ETS-1 befreit, sinken die kurzfristigen Grenzkosten der Erdgasverstromung deutlich und entstehen deutliche Effekte für die Strompreise im Großhandels- (Spot-) Markt, den Kraftwerkseinsatz in den unterschiedlichen EU-Ländern, den Erdgasbedarf, die grenzüberschreitenden Stromflüsse sowie die CO₂-Emissionen der europäischen Kraftwerksflotte. Die zentralen Ergebnisse dieser Modellläufe für die Jahre 2026 bis 2030 sind in der Tabelle 2 zusammengestellt.

⁶ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2026-ergebnisse-kompakt> sowie https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-02/2026_Rahmendatenpapier.pdf

Tabelle 2 Auswirkungen einer Ausnahme der europäischen Erdgaskraftwerke vom EU-Emissionshandel im Vergleich zum Referenzfall (MMS PB 2026)

		2026	2027	2028	2029	2030
Strompreisdifferenz DE	€/MWh	-17	-18	-20	-21	-22
zum Referenzfall	%	-19%	-22%	-26%	-30%	-33%
Strompreisdifferenz IT	€/MWh	-25	-26	-27	-29	-30
zum Referenzfall	%	-22%	-25%	-30%	-34%	-38%
Kohlestromerzeugung EU	TWh	-123	-112	-79	-42	-7
Erdgasstromerzeugung EU	TWh	123	114	82	48	16
Emissionen EU	Mt CO ₂	-80	-74	-49	-25	-4
Emissionen DE	Mt CO ₂	-46	-41	-31	-20	-12
Emissionen IT	Mt CO ₂	7	11	9	5	3

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Im MMS des Projektionsberichts 2026 beträgt der CO₂-Preis im Jahr 2030 84 €/t CO₂ (zu Preisen von 2024). Ein durchschnittliches Erdgaskraftwerk hat in dieser Referenz also CO₂-Kosten von 32 €/MWh. Die Strompreise sinken in Deutschland für das Jahr 2027 um knapp 18 und für das Jahr 2030 um 22 €/MWh, dies entspricht einer Minderung um 22 bzw. 33% im Vergleich zum Referenzfall. Diese Größenordnungen liegen etwas unter den CO₂-Kosten eines modernen Erdgaskraftwerks, die im Jahr 2030 etwa 32 €/MWh betragen. Der Hintergrund dafür besteht darin, dass die Erdgaskraftwerke nicht in allen Stunden preissetzend sind und die Zahl der entsprechenden Stunden mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung tendenziell abnimmt. Die Strompreise für Italien sinken für das Jahr 2027 um knapp 26 und für das Jahr 2030 um 30 €/MWh, dies entspricht einem Rückgang von 25 bzw. 38% im Vergleich zum Referenzfall. Da in Italien Erdgaskraftwerke in einer größeren Zahl von Stunden preissetzend sind, sind die jahresdurchschnittlichen Strompreiseffekte in Italien etwas höher als in Deutschland.

Die Kohleverstromung in der EU sinkt im Vergleich zum Referenzfall sehr schnell und bis 2029 um über 66%. Die Auslastung der Braunkohlekraftwerke sinkt im Jahr 2027 unter 500 Stunden pro Jahr. Die gesunkenen Strompreise reduzieren die Deckungsbeiträge der Kohlekraftwerke massiv, da der CO₂-Preis für die Kohlekraftwerke unverändert bleibt. Vor allem mit der geringen Auslastung dürften die Kohlekraftwerke in Deutschland ihre Fixkosten nicht mehr erwirtschaften können. Faktisch dürfte es zu einem abrupten (marktgetriebenen) Ende der Kohleverstromung bereits im Jahr 2027 kommen. Diese Situation sollte sich selbst unter der Maßgabe höherer Preise in den internationalen Märkten für fossile Brennstoffe (d.h. auch für Steinkohle) nicht grundlegend verändern.

Da v.a. in der kurzen Frist ein Ausbau zusätzlicher Stromerzeugungskapazitäten nur in sehr engen Grenzen erfolgen kann, wird sich im Gegenzug die Erdgasverstromung in allen europäischen Ländern massiv ausweiten. Im Jahr 2027 würde sich die Erdgasverstromung in Europa im Vergleich zum Referenzfall um fast 114 TWh erhöhen und sich der Brennstoffbedarf der Erdgaskraftwerke entsprechend erhöhen (bei einem mittleren Nutzungsgrad von 50% um deutlich über 200 TWh). Vor dem Hintergrund des Auslaufens der Kohleverstromung im Referenzfall würden sich die zusätzliche Erdgasverstromung bzw. der damit verbundene Erdgas-Mehrbedarf bis zum Jahr 2030 deutlich verringern.

Die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sinken kurzfristig, da sich Erdgaskraftwerke durch die Freistellung von der CO₂-Bepreisung in der Merit-Order vor die Kohlekraftwerke verschieben (was wiederum zu Preiseffekten im Strommarkt führt). Die zusätzlichen Emissionsminderungen treten

insbesondere in den Jahren bis 2029 auf. Im Jahr 2030 verbleiben nur noch geringe zusätzliche Emissionsminderungen. Der Hintergrund dafür ist, dass der beschriebene Wechsel in der Merit-Order im Jahr 2030 im MMS des Projektionsberichts 2026 bereits vollzogen ist. In der Referenz laufen die Kohlekraftwerke im Jahr 2030 also kaum noch. Eine Freistellung der Erdgaskraftwerke von der CO₂-Bepreisung führt dann auch nicht mehr zu einer zusätzlichen Verdrängung von Kohleverstromung.

Durch die massiven Veränderungen der Emissionsniveaus im EU-ETS-1 (und zunächst ungeachtet des Vertrauensverlustes in den Markt des EU-ETS-1) können sich ohne Veränderung der Mengenplanung auch die Preise für Emissionsberechtigungen verringern und entsprechend geringere Auktionserlöse entstehen. Insbesondere die Wechselwirkungen zwischen Emissionsniveaus und der Marktstabilitätsreserve sind aber komplex und bedürften einer weitergehenden intensiven Analyse.

2.3 Befreiung aller italienischen Erdgaskraftwerke von den Verpflichtungen des EU-ETS-1

In einem weiteren Modelllauf wurde die Effekte einer Variante berechnet, in der nur die italienischen Erdgaskraftwerke von der CO₂-Bepreisung freigestellt werden. Im Referenzfall repräsentieren die italienischen Erdgaskraftwerke etwa 30% der Emissionen aller europäischen Erdgaskraftwerke Jahr 2030.

Tabelle 3: Auswirkungen einer Ausnahme der europäischen Erdgaskraftwerke vom EU-Emissionshandel im Vergleich zum Referenzfall (MMS PB 2026)

		2026	2027	2028	2029	2030
Strompreisdifferenz DE	€/MWh	-7	-6	-5	-4	-4
zum Referenzfall	%	-8%	-8%	-6%	-5%	-6%
Strompreisdifferenz IT	€/MWh	-38	-34	-27	-27	-28
zum Referenzfall	%	-34%	-33%	-30%	-32%	-36%
Kohlestromerzeugung EU	TWh	-40	-27	-17	-10	-1
Erdgasstromerzeugung EU	TWh	40	28	19	12	3
Erdgasstromerzeugung IT	TWh	62	61	62	52	52
Nettostromexporte IT	TWh	55	62	62	52	51
Emissionen EU (ohne IT)	Mt CO ₂	-42	-40	-33	-25	-19
Emissionen DE	Mt CO ₂	-26	-22	-14	-9	-5
Emissionen IT	Mt CO ₂	17	23	24	20	20

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Ausnahme der italienischen Erdgaskraftwerke von der CO₂-Bepreisung führt in den Jahren 2027 und 2030 zu Senkungen der Großhandelspreise in Italien von 34 bzw. 28 €/MWh oder 33% bzw. 36% im Vergleich zum Referenzlauf.

Die europäischen Strommärkte sind sehr stark vernetzt. Damit ergeben sich auch (allerdings begrenzte) Strompreiseffekte für Deutschland. Diese liegen für 2027 und 2030 bei 6 bzw. 4 €/MWh oder 8% bzw. 6% unter dem Referenzniveau. Der entsprechende Effekt beträgt damit etwa 25% der

Strompreissenkungen für den Fall einer vollständigen Herausnahme der europäischen Erdgaskraftwerke aus dem EU-ETS-1.

Die Veränderungen im europäischen Stromsystem ergeben sich damit vor allem für die Erdgasverstromung in Italien und die grenzüberschreitenden Stromflüsse. Angesichts der gut ausgebauten Netzverbindungen zwischen Italien und den Nachbarländern steigt die Erzeugung der Erdgaskraftwerke in Italien sehr deutlich an.

Die Mehrproduktion der nicht mehr mit den CO₂-Kosten beauftragten italienischen Erdgaskraftwerke gegenüber dem Referenzfall beträgt in den Jahren 2027 und 2030 etwa 61 bzw. 52 TWh. Damit steigen auch die Emissionen in Italien um ca. 23 bzw. 20 Mio. t CO₂. Im Jahr 2030 steigen die Produktion, der Erdgasbedarf sowie die Emissionen italienischer Erdgaskraftwerke im Vergleich zur Referenz um 40%. Italien wird vom Netto-Stromimportland zum Netto-Stromexportland.

Diese zusätzliche Produktion in Italien verdrängt die Produktion von Erdgas- und Kohlekraftwerken in den weiterhin vollständig vom europäischen Emissionshandelssystem erfassten Ländern. Die europäische Kohleverstromung würde für 2027 und 2029 um 27 bzw. 10 TWh zurückgehen und im Jahr 2030 praktisch unverändert bleiben. Im Jahr 2030 werden dann insbesondere Erdgaskraftwerke verdrängt.

Die europaweiten CO₂-Emissionen (ohne Italien) sinken in den Jahren 2027 und 2030 um etwa 40 bzw. 19 Mio. t CO₂. Weil gleichzeitig die Emissionen in Italien steigen, wird deutlich, dass eine Ausnahme italienischer Erdgaskraftwerke vom EU-ETS-1 größere Emissions-Leakage-Effekte zur Folge hätte, weil starke Anreize bestehen, in italienischen Erdgaskraftwerken erzeugten Strom in das verbleibende System des EU-Emissionshandels zu importieren.

Im EU-ETS-1 würden sich damit auch die Auktionseinnahmen um etwa 1,7 Mrd. € verringern (bei einem als konstant angenommenen EUA-Preis von 84 €, multipliziert mit 20 Mio. t CO₂). Wenn dieser Leakage-Effekt nicht in der Mengenplanung berücksichtigt wird, dürften auch die Preise im EU-ETS-1 sinken und würde die derzeit bestehende Ambition des EU-ETS unterminiert (und damit auch das Niveau der Auktionseinnahmen weiter sinken).

3 Fristigkeit der Preiseffekte und andere schnell wirkende Maßnahmen

3.1 Einführung

Auch wenn aus veränderten Brennstoff- oder CO₂-Preisen bzw. der Befreiung bestimmter Kraftwerke von den Verpflichtungen im Rahmen des EU-ETS-1 in den Spot-Großhandelsmärkten für Strom sehr kurzfristig Preiseffekte entstehen, bedeutet dies nicht automatisch eine kurzfristige Entlastung der Endverbrauchskunden in den unterschiedlichen Verbrauchsbereichen bzw. Regionalmärkten Europas.

Strom wird seitens der Erzeuger klassischerweise auf Termin verkauft. Abnehmer für diese Terminlieferungen sind vor allem Stromlieferanten, die ihre Kundenportfolien auf diese Art und Weise mengen- und preisseitig absichern. Dieser Verkauf beginnt bis zu drei Jahre im Voraus. Dieser Aspekt ist sehr relevant, weil er bedeutet, dass eine Entlastung bei den CO₂-Kosten auf der Seite der Erzeuger erst mit mehreren Jahren Verzögerung bei den Endkunden ankommen kann. Wenn Kraftwerksbetreiber ihre Stromerzeugung auf Termin verkauft haben, dann führen Entlastungen bei den CO₂-Kosten nur zu Mitnahmeeffekten bei den Kraftwerksbetreibern und bewirken keine (kurzfristige) Kostenentlastung bei den Endkunden.

Die entsprechenden Vertragsstrukturen auf der Endkundenseite sowie die Vermarktungsstrukturen der Kraftwerksbetreiber unterscheiden sich in den verschiedenen Regionalmärkten Europas teilweise sehr deutlich. Kurzfristige Eingriffe in den Regulierungsbereich des EU-ETS-1 sowie in das Strommarktdesign generell führend damit zu erheblichen Verzerrungen zwischen den unterschiedlichen regionalen Strommärkten der Europäischen Union.

Jenseits aller grundsätzlichen Erwägungen (Stabilität des regulativen Rahmens, Vertrauen der Marktteilnehmer und Investoren etc.) lässt sich bereits aus den oben genannten Fristigkeitsaspekten die Schlussfolgerung ableiten, dass über möglicherweise kurzfristige Marktturbulenzen motivierte, aber sehr grundsätzliche Eingriffe in das EU-ETS-1 wie auch das Strommarktdesign unbedingt vermieden werden sollten. Wenn auf kurzfristige bzw. in ihrer Fristigkeit nur schwer absehbare Marktturbulenzen reagiert und auf die Lenkungswirkung von Preisen gerade in Knappheitssituationen verzichtet werden soll, dann kann dies mit kurzfristiger Wirksamkeit effektiv nur auf der Endkundenseite des Marktes erfolgen. Alle anderen Maßnahmen wirken in der kurzen Frist allenfalls teilweise und können zu erheblichen Verwerfungen im Strommarkt, auch mit nicht intendierten Folgen, führen.

Gleichzeitig soll jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass die Veränderung der relativen Preise zwischen Strom und fossilen Brennstoffen im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität einen wichtigen Baustein bilden kann. In jedem Fall sollte Strom nicht höher besteuert werden als fossile Energieträger.⁷

Im Folgenden werden daher ausgewählte Optionen zur kurzfristigen Stromkostenentlastung kurz beschrieben, ohne dass damit zumindest im aktuellen Energiepreismfeld eine Empfehlung zur Ergreifung der jeweiligen Maßnahmen ausgesprochen werden soll. Das vorstellbare und hier nicht weiter diskutierte Portfolio zur Erzielung kurzfristiger Entlastungsmaßnahmen ist jedoch noch deutlich breiter und reicht von der Abschaffung diverser Umlagen über Zuschüsse zu

⁷ Vergleiche Kapitel 11.3 des Monitoringberichts 2025 der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (<https://www.oeko.de/publikation/bericht-der-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring-2025/>).

Netznutzungsentgelten und unterschiedliche Optionen zur Einführung von Industriestrompreisen bis hin zu einer breiten bzw. konsequenten Anwendung der Strompreiskompensation.

Kurzfristige Maßnahmen zur Stromkostenentlastung ziehen im Regelfall Kosten für die Staatshaushalte nach sich. Dies gilt jedoch auch und insbesondere für die hier betrachteten Eingriffe in das EU-ETS-1, die regelmäßig zu einem verringerten Aufkommen aus der Versteigerung von Emissionsberechtigungen führen werden. Dieser Aspekt wird hier nicht näher analysiert und bedarf umfassenderer Analysen und Einordnungen. Gleichzeitig ist schließlich auch in Betracht zu ziehen, dass eine Veränderung der relativen Preise zwischen Strom und fossilen Brennstoffen auch dazu führen kann, dass die Staatshaushalte im Bereich von Fördermitteln entlastet werden.

3.2 Stromsteuer

Die folgende Tabelle 4 zeigt, dass die Stromsteuer in Italien für private Haushalte mit 22,7 €/MWh (2,27 ct/kWh) deutlich höher ist als im EU-Durchschnitt (14,4 €/MWh). Wenn die Stromsteuer für private Haushalte in Italien auf das Niveau des europäischen Mindeststeuersatzes gesenkt würde, besteht ein Entlastungspotenzial um 21,7 €/MWh. In der Größenordnung und im Zeitverlauf kann damit ein ähnlicher Entlastungsbeitrag erreicht werden, wie durch die Abschaffung der CO₂-Bepreisung für die Erdgaskraftwerke in Italien.

Für Deutschland beträgt die Stromsteuer für private Haushalte 20,5 €/MWh. Auch hier könnte die Senkung der Stromsteuer eine ähnliche Kostenentlastung bewirken wie die Herausnahme der europäischen Erdgaskraftwerke aus dem EU-ETS-1, jedoch mit kurzfristigerer Wirkung und ohne Verwerfungen durch einen sehr schwerwiegenden Eingriff in den Strom- bzw. den Emissionshandelsmarkt.

Für die Verbrauchsbereiche jenseits der privaten Haushalte bzw. der Kleinverbraucher ergeben sich sowohl für Deutschland als auch Italien durch die Absenkung der Stromsteuer niedrigere, gleichwohl aber immer noch signifikante Entlastungspotenziale. Für Deutschland bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass die Stromsteuer für weite, aber nicht alle Bereiche der Industrie bereits effektiv entfallen ist.

Tabelle 4: Einordnung der Stromsteuern für Deutschland und Italien im europäischen Vergleich

		Haushaltsverbraucher	Gewerbliche Verbraucher
		2024	2024
Stromsteuer Deutschland	€/MWh	20.50	15.37
Stromsteuer Italien	€/MWh	22.70	12.50
Stromsteuer EU-Durchschnitt	€/MWh	14.40	7.10
Stromsteuer-Mindestrate EU	€/MWh	1.00	0.50

Quelle: <https://taxfoundation.org/data/all/eu/excise-duties-electricity-europe-2024/>

3.3 Mehrwertsteuer

Die Umsatzsteuer für Strom in Italien beträgt für Haushaltskunden 10% und für andere Verbraucher 22%.⁸ Bei einem Netto-Strompreis von etwa 30 ct/kWh⁹ beträgt das Entlastungspotenzial also 3 ct/kWh, wenn die Umsatzsteuer auf Strom von 10% auf null abgesenkt würde. Das Entlastungspotenzial einer Umsatzsteuersenkung in Italien ist für Kunden, die nicht vom Vorsteuerabzug Gebrauch machen können, also sogar teilweise noch größer als der Effekt einer Abschaffung der CO₂-Bepreisung für Erdgaskraftwerke in Italien.

Eine ähnliche Situation ergibt sich für Deutschland. Hier wird auf den Stromverbrauch eine Umsatzsteuer von 19% erhoben, bei einem Netto-Strompreis von ebenfalls ungefähr 30 ct/kWh¹⁰ ergibt sich ein Entlastungspotenzial von bis zu 5,7 ct/kWh.

3.4 Österreichischer Vorschlag „Verbesserung der Merit-Order– Transparenz und Maßnahmen zur Bekämpfung der Weitergabe von Emissionshandelskosten in den EU-Day-Ahead-Strompreisen“

Österreich hat am 16.03.2026 gemeinsam mit weiteren Staaten ein Papier zu strommarktbezogenen Maßnahmen vorgelegt.¹¹ Basierend auf diesem Vorschlag, soll die Transparenz an den Day-ahead Strommärkten erhöht werden, um festzustellen, welche Technologie in einzelnen Viertelstunden am Strommarkt jeweils preissetzend ist und wie hoch die jeweilige Einpreisung der CO₂-Kosten am Strommarkt in den einzelnen Viertelstunden am Strommarkt ist. Diese neuen Transparenzdaten sollen dann die Grundlage für etwaige Folgemaßnahmen sein. Diese Folgemaßnahmen sind noch nicht im Detail spezifiziert. Es wird aber das Ziel beschrieben, dass die inframarginale Gewinne durch die Einpreisung der CO₂-Kosten abgeschöpft werden sollen. Dies bedeutet, dass z.B. bei Bestandwasserkraftwerken (dies sind Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten als „preissetzende Erdgaskraftwerke“) diejenigen zusätzlichen Gewinne abgeführt werden sollen, die durch die Einpreisung der CO₂-Kosten im Strommarkt entstehen.

Der österreichische Vorschlag legt nahe, dass es einfach möglich wäre in jeder Viertelstunde (MTU = Market Time Unit) festzustellen, ob Erdgaskraftwerke preissetzend sind. In der Realität ist das aber nicht exakt möglich, sondern es müsste mit pauschalisierenden Annahmen gearbeitet werden. Folgende Probleme sind nicht exakt lösbar:

- Speicherkraftwerke (Speicherwasser, Pumpspeicher, Batterien) orientieren ihre Gebote an alternativer Erzeugung. Dies sind oft Erdgaskraftwerke. Auch wenn Speicherkraftwerke preissetzend sind, können so CO₂-Preise im Strompreis enthalten sein.
- Durch die Import-Export Beziehungen ist das Grenzkraftwerk in vielen Stunden überhaupt nicht im Inland. Selbst wenn in Österreich kein Erdgaskraftwerk betrieben wird, kann über ein deutsches Grenzkraftwerk bei Preisgleichheit in den beiden Zonen der österreichische Preis eine CO₂-Komponente beinhalten.

⁸ <https://taxing.it/table-of-vat-rates-2/>

⁹ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics

¹⁰ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics

¹¹ <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVIII/EU/63462> sowie https://table.media/assets/europa/at_nonpaper_ets_electricity.pdf

Das Ziel des österreichischen Vorschlags scheint es zu sein, ähnlich wie im Teil 3 des [StromPBG - Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse¹²](#) inframarginale Erlöse abzuschöpfen. Wenn beispielsweise festgestellt wird, dass Erdgaskraftwerke preissetzend sind und die Einpreisung in dieser Stunde 3 ct/kWh beträgt, müssten inframarginale Produzenten (z.B. Wasserkraftwerke) die Einpreisung in Höhe von 3 ct/kWh abführen.

Für (neue) geförderte erneuerbare Energien sieht das EU-Recht eine solche Abschöpfung von „Übergewinnen“ bereits vor. Zwar haben die Erfahrungen mit dem StromPBG gezeigt, dass es sehr kompliziert ist, festzustellen welche Erzeuger in welcher Höhe abgeschöpft werden können. Dies würde bedeuten, dass die variablen Kosten und die Vollkosten aller Produzenten bekannt sein müssen. Es ist sehr aufwendig diese Daten aktuell zu halten und es drohen Marktverzerrungen, wenn diese Parameter falsch festgelegt werden. Der österreichische Vorschlag ist also mit hohem administrativen Aufwand verbunden und komplex. Er bewahrt aber die ökologische Integrität des EU-ETS-1.

Wenn einzelne Mitgliedsstaaten einen solchen Mechanismus (auf freiwilliger Basis) einführen wollen und die Komplexität sowie der administrative Aufwand bei der Umsetzung als hinnehmbar und eine robuste Parametrisierung als machbar eingeschätzt wird, erscheint diese Maßnahme vor allem als Finanzierungsquelle für anderweitige Maßnahmen der Stromkostenentlastung als durchaus akzeptabel.

¹² <https://www.gesetze-im-internet.de/strompbg/StromPBG.pdf>