

Preserve, Repair or Rebuild?

Eine Diskussion vorgeschlagener Reformoptionen für den europäischen Strommarkt

Policy Paper im Auftrag des BMK (Wien, April 2023)

Christian Furtwängler
Karina Knaus
Lukas Zwieb
Christoph Dolna-Gruber

 **Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

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 | energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: Christian Furtwängler

Lektorat: Marion Rollings | Layout: Marion Rollings | Titelfoto Nathan Dumlao fEKMMVOLF2o-unsplash

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

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

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.

Zusammenfassung

Die Energiekrise hat ihren vorläufigen Höhepunkt überwunden, ist jedoch noch nicht beendet.

Die Verteuerung von Brennstoffen seit Sommer 2021 – Erdgas und viele Substitute davon betreffend – hat auch die Stromerzeugung in Europa stark verteuert. Diese Entwicklung hat sich im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der daraus folgenden Sorgen über die Versorgungssicherheit ab dem darauffolgenden Februar deutlich intensiviert. Der vorläufige Höhepunkt der Preisentwicklungen im kurzfristigen Großhandelsmarkt war August 2022. Nach einer kurzfristigen Entspannung im Frühherbst 2022 und einem erneuten Anstieg zum Jahresende hat sich der Strompreis seit Jahresbeginn 2023 stabilisiert, liegt jedoch wie der Gaspreis weiterhin um mehr als das Doppelte über dem langjährigen Mittel.

Der Ruf nach einer langfristigen Reform des Strommarkts führte im Juni 2022 zu einer vielbeachteten Rede der Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen im europäischen Parlament und in der Folge zur Einleitung eines EU-Reformprozesses zur Veränderung des europäischen Strommarktdesigns.

"Gas ist am teuersten, und es bestimmt den gesamten Strompreis. Dieses Marktsystem funktioniert nicht mehr. Wir müssen es reformieren. Wir müssen es an die neuen Realitäten der dominierenden erneuerbaren Energien anpassen. Das ist die Aufgabe, die die Kommission jetzt übernommen hat. Das ist nicht trivial. Es handelt sich um eine gewaltige Reform. Sie wird Zeit brauchen. Sie muss gut durchdacht sein. Aber wir müssen einen Schritt nach vorne machen, um unseren Strommarkt an die modernen Bedingungen anzupassen."

Den Vorschlag, wie diese Reform aus Sicht der Europäischen Kommission ausgestaltet sein soll, hat Energiekommissarin Kadri Simson am 14. März 2023 anhand der relevanten Richtlinien und Verordnungen präsentiert.

Verschiedene Blickwinkel auf den aktuellen Zustand des europäischen Strommarktes bestimmen die Debatte.

In der generellen öffentlichen Debatte um Reformoptionen für das Strommarktdesign spiegeln sich Ansichten für und gegen kurzfristige Eingriffsmöglichkeiten, langfristige Anpassungen und der Wunsch nach dem Erhalt funktionierender Marktbestandteile wider.

Grundsätzlich lassen sich in der aktuellen Debatte drei verschiedene gewünschte Intensitätsgrade von Marktanpassungen unterscheiden.

1. **Rebuild:** eine grundsätzlichere Reform beziehungsweise Neuaufsetzung der zugrundeliegenden Marktsegmente
2. **Repair:** die Reparatur und Anpassung des aktuellen Strommarktdesigns, z. B. durch Ergänzung neuer Instrumente
3. **Preserve:** der Verzicht auf umfangreiche Veränderungen des bestehenden Strommarktdesigns mit allenfalls geringen Korrekturen

Die Positionen zu diesen drei Reform-Intensitätsgraden gingen in den letzten Monaten zwischen verschiedenen Ökonom:innen und EU-Mitgliedstaaten weit auseinander. In unterschiedlichen Staaten zeigten sich jeweils unterschiedliche Probleme und Interessenslagen. Dem entsprechend ist auch eine Vielzahl an unterschiedlichen – oft divergierenden – Lösungsvorstellungen in den europäischen Verhandlungsprozess eingeflossen. Die Suche nach einem konsistenten Set von Marktdesignoptionen zu verschiedenen Fragestellungen ist komplex. Diese Komplexität zeigt sich auch im Vorschlag der Europäischen Kommission zur Reform des Strommarktdesigns.

Der Reformentwurf der Europäischen Kommission enthält Maßnahmen mit unterschiedlichen Intensitätsgraden.

Man kann einige Handlungsfelder ableiten, in denen die aktuell vorgeschlagene Strommarktreform bereits aktiv langfristige Änderungen in der Dynamik der Energiemärkte bewirken würde. Hierzu gehört insbesondere die Reform des Fördersystems erneuerbarer Energien mithilfe von Contracts-for-Differences (CfDs). Der Vorschlag sieht vor, neue Anlagen auf Vollkostenbasis langfristig in das Energiesystem einzubinden und den Stromkund:innen gleichzeitig einen Teil der durch diese Anlage generierten Wertschöpfung zurück zu erstatten. Auch die angedachte Einführung von regionalen Virtual Hubs kann ein einflussreiches Instrument sein. Durch die Gründung virtueller regionaler Knotenpunkte soll der Langfristhandel zwischen mehreren Preiszonen vereinfacht werden, sodass sich grenzüberschreitende Leitmärkte mit einer höheren Liquidität und somit aussagekräftigeren Preisen herausbilden können.



Abbildung 1: Einordnung von Designelementen des Vorschlags der EU-Kommission anhand ihrer Intensitätsgrade

Quelle: Eigene Darstellung

Gleichzeitig wurden Rahmenbedingungen für verschiedene zusätzliche Marktelemente und Maßnahmen geschaffen, die in weiten Teilen auf Freiwilligkeit beruhen – somit wird den Mitgliedstaaten zwar größere Entscheidungsfreiheit eingeräumt, allerdings wird auch kein starker Beitrag in Richtung einer europäischen Harmonisierung des Strommarktes geleistet. Die grundlegende Gestaltung der Kurzfristmärkte („Day-Ahead-Auktion“, „Merit Order“, „Uniform Pricing“ ...) und der europäischen Marktkopplung soll nicht verändert werden. Preisentlastungsmaßnahmen sind nur im Endkund:innenmarkt vorgesehen. Es werden in Summe Reparaturen vorgenommen, aber kein grundlegender Neubau durchgeführt.

Erreichung weiterer Ziele: Festschreibung von Konsument:innenrechten ja, Erhöhung der Marktzugänglichkeit und -transparenz eher nein

Mit der Reform sollen neue Möglichkeiten für Konsument:innen geschaffen werden, die bislang noch nicht in allen Mitgliedsstaaten existierten. Dazu gehören das Recht auf „Energy Sharing“, das Recht auf einen Versorger letzter Instanz, das Recht auf Fixpreistarife, das Recht auf mehrere Stromverträge und Zählpunkte, sowie die Verhinderung von Stromabschaltungen bei vulnerablen Kund:innen.

Zwar wird mit Power Purchase Agreements (PPAs) ein Instrument des Risikomanagements in den Fokus der Reform gestellt, die Zugänglichkeit dieser Bezugsverträge erscheint für kleinere industrielle oder gewerbliche Energiekunden und Haushalte jedoch unverändert niedrig. Der vereinfachte Zugang zum Großhandelsmarkt für kleinere Marktteilnehmer könnte hinsichtlich der Liquiditätssteigerung und Aussagekraft von Großhandelsergebnissen vorteilhaft sein. Dazu zeigt der Reformvorschlag aber keine konkreten Ansatzpunkte. Auch ein europaweiter Netzkostenausgleich,

z. B. für Stromtransitregionen und Regionen mit überdurchschnittlichem Erneuerbaren Ausbau, sowie ein vereinfachter Zugang zu Kompensationsmitteln beim Erneuerbaren- und Netzausbau für betroffene Bürger:innen wäre ein hilfreiches Instrument zur Reduktion von Widerständen gegen notwendige Ausbauprojekte.

Neben fehlenden Verbesserungen, um den Zugang zum Strommarkt für kleinere Akteure niederschwelliger zu gestalten, bestehen aktuell auch große Defizite hinsichtlich Transparenz. Relevante Marktinformationen sind nicht, oder nur mit hohem Suchaufwand verteilt auf verschiedensten Portalen auffindbar. Vorschläge zur Behebung dieses Defizits finden sich im Vorschlag der EU-Kommission nicht.

Weitere Reformansätze für die erneuerbar dominierte Energiewelt nach 2030 sollten schnell entwickelt werden.

Mittelfristig sollten weitere Reformschritte eingeleitet werden, damit das Design des Strommarkts langfristig den Anforderungen eines vollständig auf der Basis fossilfreier - hauptsächlich erneuerbarer – Erzeugung basierenden Stromsystems gerecht wird. Hierzu sollten geeignetere Ansätze zur besseren Integration von Kapitalkosten in die Vergütung von Neuinvestitionen gefunden werden. Was uns die aktuelle Energiepreiskrise bezüglich der Akzeptanz und Auswirkungen von Hochpreisphasen ebenfalls gelehrt hat: Eine weitere Fokussierung ausschließlich auf Preissignale des Energy-Only-Markts zur Finanzierung von Neuinvestitionen in Flexibilität sollte kritisch hinterfragt werden. Diese Preissignale waren in Normalzeiten nicht ausreichend, um Investitionen anzureizen – und führten in Hochpreisphasen zu enormen Verwerfungen politischen Interventionen.

Die Diskussion und die Entscheidungsfindung für das Marktdesign nach 2030 muss angesichts der langwierigen Umsetzung von strukturellen Reformen jetzt gestartet werden – denn kein Markt kann langfristig gut funktionieren, wenn die regulatorische Zukunft unbekannt ist.

Executive Summary

The energy crisis has passed its temporary peak, but is not over yet.

The increase in the price of fuels since summer 2021 - natural gas and many of its substitutes - has also made electricity generation in Europe much more expensive. This development intensified significantly in the wake of the Russian war of aggression on Ukraine and the resulting concerns about supply security from the following February. A temporary peak in price developments showed up in the short-term wholesale market in August 2022. After a short-term easing in early autumn 2022 and a renewed increase at the end of the year, the electricity price has stabilised since the beginning of 2023, but, like the gas price, it is still more than double the long-term average.

The call for long-term reform of the electricity market led to a much-noticed speech by Commission President Ursula von der Leyen in the European Parliament in June 2022 and the subsequent launch of an EU reform process to change the European electricity market design.

"Gas is the most expensive, but it defines the whole price. And this market system does not work anymore. We have to reform it. We have to adapt it to the new realities of dominant renewables. This is the task that the Commission has taken over now. This is not trivial. This is a huge reform. It will take time. It has to be well thought through. But we need to step forward to adapt our electricity market to the modern conditions."

Energy Commissioner Kadri Simson presented a proposal on 14 March 2023, based on the relevant directives and regulations, on how this reform should be designed from the European Commission's point of view.

Different perspectives on the current state of the European electricity market shape the debate.

The general public debate on reform options for the electricity market design reflects views for and against short-term intervention options, long-term adjustments and the desire to preserve functioning market components. In the current debate, three different desired degrees of intensity of market adjustments can be distinguished.

1. **Rebuild:** a more fundamental reform or reorganisation of the underlying market segments
2. **Repair:** the further elaboration and adaptation of the current electricity market design, e.g. by adding new instruments
3. **Preserve:** the renunciation of extensive changes to the existing electricity market design with at most minor corrections

Positions on these three levels of reform intensity have diverged widely among economists and EU members in recent months. Various problems and interests have emerged in different countries. Accordingly, a large number of – often divergent – ideas for solutions have entered the European negotiation process. The search for a consistent set of market design options on different issues is complex. This complexity is also reflected in the European Commission's proposal for electricity market reform.

The European Commission's draft reform contains measures with varying degrees of intensity.

A number of areas can be derived in which the currently proposed electricity market reform would already actively bring about long-term changes to the dynamics of the energy markets. These include, in particular, the reform of the support system for renewable energies using Contracts for Differences (CfDs). The proposal is to integrate new plants into the energy system on a full-cost basis in the long term and at the same time to reimburse electricity customers for part of the added value generated by this plant. The planned introduction of regional virtual hubs can also be a powerful instrument. The establishment of regional virtual hubs should simplify long-term trading between price zones, so that cross-border lead markets with higher liquidity and thus more meaningful prices can emerge.

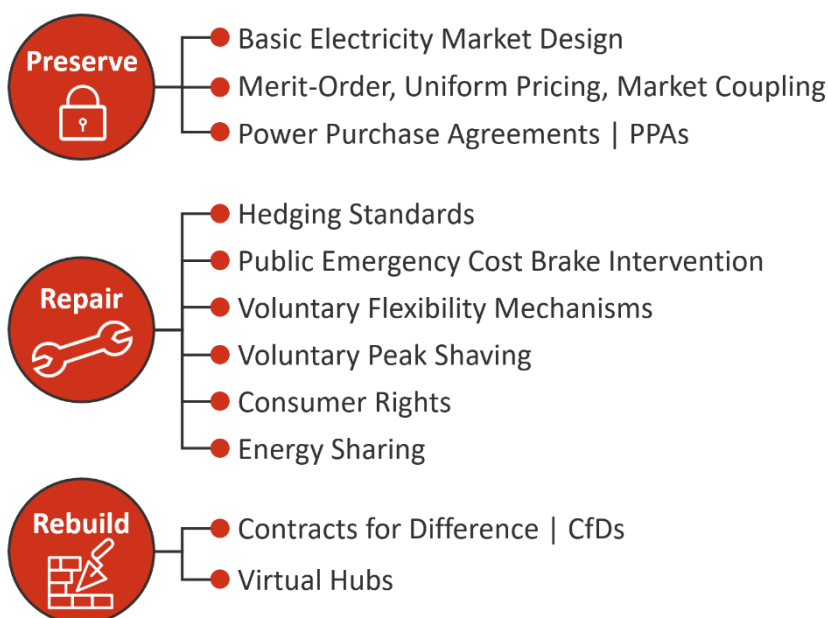


Figure 1: Classification of design elements of the EU Commission's proposal according to their degrees of intensity.

Source: Own illustration

At the same time, a framework has been created for various additional market elements and measures, which are largely voluntary - giving Member States greater freedom of choice, but not making a strong contribution to European harmonisation of the electricity market. The basic design of the short-term markets ("day-ahead auction", "merit order", "uniform pricing", ...) and the

European market coupling are not to be changed. Price relief measures are only planned for the retail market. All in all, repairs are being made, but no fundamental changes are being implemented.

Achievement of other objectives: Establish consumer rights yes, increase market accessibility and transparency: rather no.

The reform aims to create new opportunities for consumers that do not yet exist in all Member States. These include the right to "energy sharing", the right to a supplier of last resort, the right to fixed price tariffs, the right to multiple electricity contracts and metering points, and the prevention of disconnections for vulnerable customers.

Although the reform focuses on Power Purchase Agreements (PPAs) as a risk management tool, the accessibility of these purchase contracts for smaller industrial or commercial energy consumers and households remains low. Simplified access to the wholesale market for smaller market participants could be beneficial in terms of increasing liquidity and the meaningfulness of wholesale results, but the reform proposal does not provide any concrete starting points. A Europe-wide compensation of grid costs, e.g. for electricity transit regions and regions with above-average expansion of renewable energies and grid expansion for affected citizens would also be a helpful instrument to reduce resistance to necessary expansion projects.

In addition to the lack of improvements to make access to the electricity market more accessible for smaller players, there are currently also major deficits in terms of transparency. Relevant market information cannot be found, or can only be found with a high search effort on various portals. The European Commission's proposal does not contain any new proposals to remedy this deficit.

Further reform approaches for the renewable-dominated energy world after 2030 should be developed quickly.

In the medium term, further reform steps should be taken so that the design of the electricity market meets the requirements of an electricity system based entirely on fossil-free - mainly renewable - generation in the long term. To this end, more suitable approaches should be found to better integrate capital costs into the remuneration of new investments. What the current energy price crisis has also taught us regarding the acceptance and impact of high-price phases: A continued focus exclusively on price signals from the energy-only market to finance new investments in flexibility should be critically questioned. These price signals were not sufficient to stimulate investments in normal times - and led to enormous distortions in high price phases and resulted in political interventions.

The discussion and decision-making for the market design after 2030 must be started now in view of the lengthy implementation of structural reforms - because no market can function well in the long term if the regulatory future is unknown.

Inhaltsverzeichnis

1	Die Energiekrise und der Ruf nach einer Strommarktreform	1
2	Der Reformvorschlag und die vorherige Konsultation	5
2.1	Vorher bekannte Schwerpunkte einer möglichen Marktreform	5
2.2	Ein Überblick über geäußerte europäische Positionen vor und während der Konsultation	6
2.3	Der aktuelle Reformentwurf	13
3	Keeping Track: Kategorisierung und Diskussion von Initiativen und Ideen	21
3.1	Reform des Investitionsumfelds für kostengünstige Technologien wie Erneuerbare Energien durch CfDs und PPAs	21
3.2	Reform des kurzfristigen Stromgroßhandelsmarktes	25
3.3	Reform des langfristigen Stromgroßhandelsmarktes	29
3.4	Weitere Handlungsfelder jenseits des Großhandels	31
4	Analyse	33
5	Reflexion: „If it ain't broke, don't fix it?“	35
6	Literatur	39
7	Abbildungsverzeichnis	43

1 Die Energiekrise und der Ruf nach einer Strommarktreform

Die Verteuerung von Brennstoffen seit Sommer 2021 – Erdgas und viele Substitute davon betreffend – hat auch die Stromerzeugung in Europa stark verteuert. Diese Entwicklung hat sich im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der daraus folgenden Sorgen über die Versorgungssicherheit ab dem darauffolgenden Februar deutlich intensiviert mit einem vorläufigen Höhepunkt der Preisentwicklungen im kurzfristigen Großhandelsmarkt im August 2022. Abbildung 2 zeigt die Entwicklungen der wöchentlichen Maximal-, Mittel- und Minimalwerte der stündlichen Day-Ahead-Strompreise in Österreich. Nach einer kurzfristigen Entspannung im Frühherbst 2022 und einem erneuten Anstieg zum Jahresende hat sich der Strompreis seit Jahresbeginn 2023 stabilisiert. Der Grund hierfür liegt vor allem in gesunkenen Gaspreisen, die im kurzfristigen Handel zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Papers Ende März 2023 von zwischenzeitlich bis zu 300 Euro pro Megawattstunde wieder auf etwa 50 Euro pro Megawattstunde (bei einem langjährigen Mittel von etwa 20 Euro pro Megawattstunde) gesunken sind. Da der Strompreis eines Zeitpunkts sich an den Erzeugungskosten des letzten zu eben diesem Zeitpunkt noch benötigten Kraftwerks orientiert („Merit-Order-Prinzip“) – meistens waren dies Gaskraftwerke im letzten Jahr –, hatte das auch eine analoge Bewegung des Strompreises zur Folge. Da das Angebot an Erdgas durch neue Flüssigerdgasterminals (LNG-Terminals) und volle Erdgasspeicher für den Moment gesichert scheint, hat sich die Lage an den Großhandelsmärkten momentan stabilisiert – die Kurzfristpreise für Strom und Gas liegen aber zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Papers weiterhin deutlich, das heißt um mehr als 100 %, über dem langjährigen Durchschnitt.

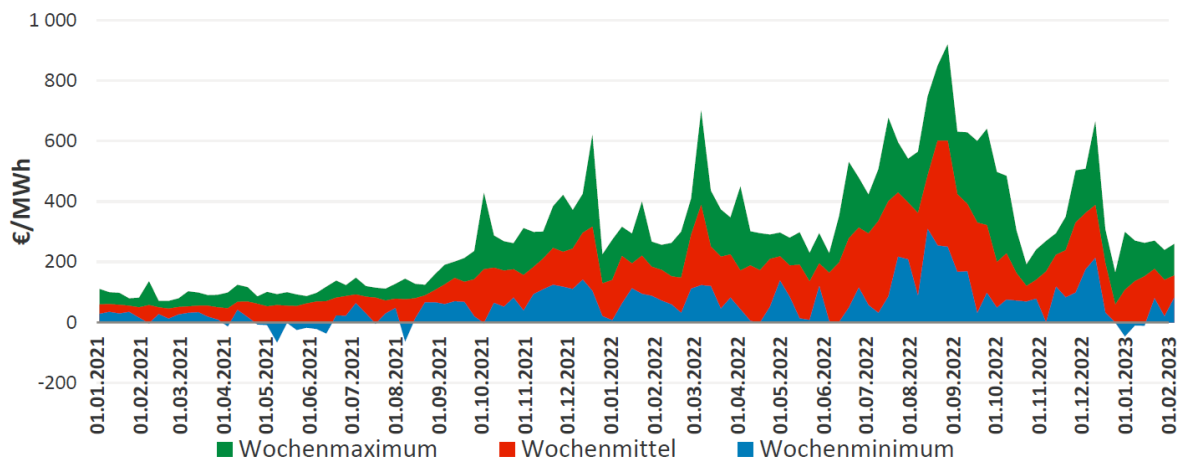


Abbildung 2: Wochenmittelwerte, sowie minimale und maximale stündliche Preise der Day-Ahead-Auktionen für Österreich seit 2021

Quelle: (European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) 2023)

Ähnliches gilt für die Preisniveaus des Strom-Terminmarktes. Die für zukünftige Lieferungen gezahlten Preise haben sich analog zu den Preisen im Kurzfristhandel im letzten Jahr zunächst stark erhöht und dann wieder gesenkt. Da viele Energieversorger einen Teil ihrer Lieferungen zu diesen Preisen während des letzten Sommers abgesichert haben, werden diese im Jahr 2022 realisierten Kostensteigerungen in vielen Fällen erst 2023 durch Tarifierhöhungen an Endkund:innen weitergegeben. Ähnliches gilt bei einer Kopplung von Endkundertarifen an Preisindizes, die vergangene Entwicklungen von Strom-Futurepreisen nachzeichnen und daher noch nicht in gleichem Maße wie die kurzfristigen Strompreise gefallen sind.

Die Energiekrise hatte schon frühzeitig auch den Ruf nach europäischen Reformen des Strommarkts zur Folge. So stellte EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen schon in einer Erklärung vor dem Europaparlament im Juni 2022 – zu diesem Zeitpunkt für viele Beobachter:innen überraschend – fest, dass der Strommarkt der EU „nicht mehr funktioniere“ und für die Zukunft angepasst werden müsse, um „neue Realitäten“ in durch erneuerbare Energien dominierten Energiesystemen widerzuspiegeln (von der Leyen 2022). Diese Aussage stand zu diesem Zeitpunkt in einem scheinbaren Widerspruch zu vorherigen Einschätzungen der EU, insbesondere des Final Assessment durch ACER zum Stromgroßhandelsmarktdesign im April 2022 (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2022), welches sich trotz Anerkennung von Verbesserungsmöglichkeiten im Großen und Ganzen für eine Beibehaltung des Marktdesigns aussprach.

Auch wenn diese Aussage von der Leyens und die darauffolgende Initiative häufig in den Kontext der kurzfristigen Turbulenzen des Strommarkts gesetzt wurde und wird, war der von ihr beschriebene Geltungsbereich einer solchen Reform von Beginn an langfristiger Natur. Zur Bewältigung der kurzfristigen Krise wurden andere Initiativen vonseiten der EU ergriffen – hier sind insbesondere der im Mai 2022 präsentierte Plan „REPowerEU“ (mit Fokus auf Maßnahmen für eine rasche Unabhängigkeit von fossilen Importen aus Russland, (Europäische Kommission 2022)) und die im Oktober eingeführte Notverordnung EU 2022/1854 (Rat der Europäischen Union 2022) zur Intervention bezüglich der hohen Energiepreise zu nennen. Diese Notverordnung beinhaltet drei Handlungsfelder (Reduktion von Stromverbrauch, Begrenzung der Markterlöse beziehungsweise Übergewinne von günstigen Stromerzeugungstechnologien und Solidaritätsabgaben auf Gewinne mit fossilen Brennstoffen) mit einer temporären Gültigkeit der dort getroffenen Maßnahmen bis Ende 2023.

Die öffentliche Diskussion bezüglich Reformmöglichkeiten des Strommarktdesigns konzentrierte sich entsprechend der Zielsetzung von Preissenkungen für Endkund:innen vor allem auf Möglichkeiten der Änderungen der Bestimmung von Marktergebnissen, wie z. B. in Form der Einführung des sogenannten „iberischen Modells“ durch Spanien und Portugal im Juni 2022. Dieses verfolgt den Ansatz einer Senkung des Strom-Großhandelspreises über eine Subventionierung der Kosten für Brennstoffe zur Stromproduktion in thermischen Kraftwerken.

Die Österreichische Energieagentur hat Ende 2022 in einem Working Paper die Ergebnisse des iberischen Modells im Auftrag der AK Österreich untersucht und mögliche Auswirkungen bei einer Ausrollung auf EU-Ebene abgeschätzt (Österreichische Energieagentur 2022).

Die Energiekrise und der Ruf nach einer Strommarktreform

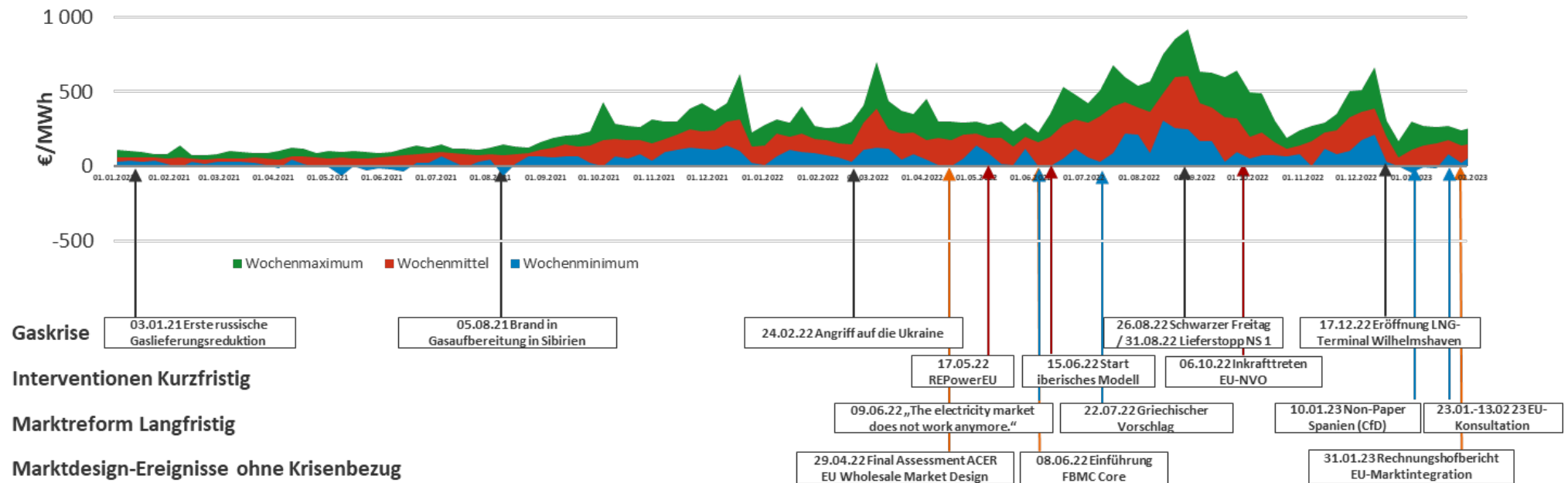


Abbildung 3: Überblick über relevante Ereignisse der Strommarktdiskussion der letzten zwei Jahre. Weiter sind die wöchentliche Preisentwicklung und die stündlichen Day-Ahead-Großhandelspreise abgebildet.

Quelle: EEX, bezogen über (European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) 2023), sowie eigene Berechnungen).

Andere Ansätze zur kurzfristigen Intervention gegen Folgen der gestiegenen Strompreise fokussierten auf die Umverteilung von Zufallsgewinnen günstiger Energieerzeuger, wie z. B. durch die Notverordnung der EU umgesetzt.

Die Österreichische Energieagentur verfasste bereits im September 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) ein Policy Paper (Österreichische Energieagentur 2022), in dem vor allem kurzfristige Interventionsmöglichkeiten zur Senkung der Strompreise adressiert und bewertet wurden. Sowohl diese kurzfristigen Ansätze, als auch die Option einer tiefgreifenden, langfristigen Reform der Funktionsweise des Großhandelsmarkts wurden durch einige Energieökonom:innen in den letzten Monaten kritisch kommentiert. Exemplarisch wurde dies z. B. durch die Aussage eines bekannten deutschen Energieökonomens bei der Internationalen Energiewirtschaftstagung in Wien im Februar 2023 kommuniziert, der im Hinblick auf den Kurzfrist-Großhandelsmarkt die These aufstellte: „if it ain't broke, don't fix it“. Die auftretenden Probleme des Strommarkts lägen nicht im aktuellen Design des (Kurzfrist-)Markts begründet, daher solle dieses auch nicht geändert werden - im Gegenteil hätte das aktuelle Marktdesign sogar zu einer effizienten Bewältigung der Angebotsknappheit entscheidend beigetragen. In anderen Teilen, insbesondere im Süden Europas werden hingegen grundlegende Eingriffe in den Strommarkt auch durch Energieökonom:innen deutlich wohlwollender betrachtet, wie veröffentlichte Non-Papers der EU-Mitgliedsstaaten mit Vorschlägen möglicher Marktformen, die in Kapitel 2.3 dieses Papiers dargestellt werden, zeigen.

Dieses Papier, welches erneut durch das BMK beauftragt wurde, greift die jüngste EU-Konsultation zur langfristigen Reform des Strommarktes, sowie den schlussendlich präsentierten Reformvorschlag auf. Es gibt zunächst einen Überblick über öffentlich geäußerte Positionen relevanter Stakeholder im Kontext dieses Reformprozesses, sowie den final vorgelegten Reformvorschlag (Kapitel 2). Anschließend werden die existierenden Positionen anhand thematischer Komplexe kategorisiert und zentrale Ideen und Argumentationen für und wider die genannten Reformoptionen dargelegt (Kapitel 3). Darauf folgend werden die identifizierten Ideen analysiert (Kapitel 4).

Schlussendlich (Kapitel 5) wird zusammenfassend auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse die grundlegende Frage diskutiert, ob und in welcher Form eine tiefgreifende Reform des Strommarktes als sinnvoll zu bewerten ist und inwiefern der aktuelle Reformvorschlag notwendige Reformschritte bereits umfassend adressiert.

2 Der Reformvorschlag und die vorherige Konsultation

2.1 Vorher bekannte Schwerpunkte einer möglichen Marktreform

In ihrer öffentlichen Konsultation zu einer [Reform](#) der Gestaltung des EU-Strommarkts, welche vom 23.01.2023 bis 13.02.2023 stattfand, hatte die Europäische Kommission diverse Leitthemen vorgegeben, die anschließend auch auf die Positionen relevanter Stakeholder, welche in Kapitel 2.2 aufgelistet werden, eingegangen ist. Aus der Konsultation ließen sich so bereits frühzeitig Rückschlüsse bezüglich der Stoßrichtung der geplanten Reform ableiten. So wurden auf der Website der EU-Konsultation insbesondere die bestehenden Verordnungen benannt, in denen Änderungen angestrebt wurden:

- EU-Verordnung 2019/943 (Elektrizitätsverordnung)
- EU-Verordnung 2019/944 (Elektrizitätsrichtlinie)
- EU-Verordnung 1227/2011 (REMIT-Verordnung)

Es waren folglich neben Änderungen an der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und -verordnung auch Änderungen an der Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandels geplant.

Im Zuge der Konsultation wurden insbesondere Zielsetzungen der geplanten Gesetzesänderungen benannt. Diese umfassten unter anderem:

- Eine stärkere Unabhängigkeit der Höhe von Stromrechnungen von Ergebnissen kurzfristiger Märkte beziehungsweise .von den Kosten fossiler Energieträger, z. B. durch die verbreitetere Nutzung von sogenannten Power Purchase Agreements (PPAs)
- Eine Erhöhung der Liquidität von Strom-Forward-Märkten zur Minderung von Preisrisiken für Konsumenten, z. B. durch Einführung neuer Marktplätze oder Hubs
- Eine Sicherstellung und langfristige Begrenzung von Investitionsrenditen der Investition in erneuerbare Energien über Contracts-for-Differences
- Die Option einer generellen Begrenzung der Umsätze inframarginaler Erzeuger und Energieträger
- Eine Beschleunigung des Ausbaus und Netzanschlusses erneuerbarer Energien
- Die Sicherstellung des Ausbaus von neuen Flexibilitätsoptionen im Stromsystem bei gleichzeitigem Verzicht auf Erdgas, z. B. über Flexibilität der Nachfrageseite (Demand Response)
- Ein verbesserter Konsumentenschutz und die Verbesserung der Möglichkeiten einer aktiven Marktteilnahme für Konsument:innen
- Eine Verbesserung von Integrität und Transparenz des Energiemarkts

Als Contracts-for-Differences werden hierbei Verträge zwischen zwei Parteien bezeichnet, in denen beiden Vertragsparteien auf Basis der Entwicklung eines Wertes, z. B. des Strompreises, die Differenz zu einem vorher definierten Wertniveau durch die jeweils andere Vertragspartei ausgeglichen wird.

Eine genauere Definition von Contracts-for-Differences im hier betrachteten Kontext findet sich in Abschnitt 3.1. Als „inframarginale“ Erzeuger oder Energieträger werden Kraftwerke beziehungsweise deren genutzte Energieträger bezeichnet, deren Stromgestehungskosten niedriger sind als der aktuelle Marktpreis. Diese Technologien wurden durch die im Oktober 2022 beschlossene EU-Notverordnung (Rat der Europäischen Union 2022) definiert und durch eine Erlösobergrenze adressiert.

Dem langfristigen Fokus geschuldet standen kurzfristige Preissenkungen beziehungsweise Entlastungsmaßnahmen nicht im primären Fokus der Konsultation, da diese Zielsetzung bereits durch die EU-Notverordnung 2022/1854, sowie durch Initiativen wie REPowerEU adressiert wurde. Folglich wurden kurzfristige Interventionsoptionen wie z. B. eine EU-weite Ausrollung des „iberischen Modells“ in der Konsultation nicht erwähnt. Auch Möglichkeiten einer grundlegenden Veränderung des Preisfindungsmechanismus des Stromgroßhandels wurden nicht explizit erwähnt, wenngleich verschiedene der oben genannten Zielsetzungen einen Einfluss auf resultierende Marktpreise bei der bestehenden Merit-Order-Findung haben (z. B. ein Ausbau Erneuerbarer, Contracts-for-Differences oder Demand Response). Das grundlegende Auktionsmodell des Strombörsenhandels, insbesondere die Vorgabe von „pay-as-clear(ed)“ als Zuschlagsregel in den europäischen Strombörsen-Auktionen, wurde ebenfalls nicht zur Diskussion gestellt.

2.2 Ein Überblick über geäußerte europäische Positionen vor und während der Konsultation

Schon deutlich vor dem offiziellen Beginn des Konsultationsprozesses begannen verschiedene europäische Akteure Stellungnahmen zum aktuellen Marktdesign und möglichen Optionen für Reformen zu veröffentlichen oder auf europapolitischer Ebene zu verteilen. Dieses Kapitel liefert einen kurzen Überblick über wesentliche identifizierte nationale Stellungnahmen und ihre grundlegenden Aussagen. In Kapitel 2.3 werden die dahinterstehenden genannten Ideen selbst positionsübergreifend kategorisiert.

Dabei sind die genannten Beiträge im Allgemeinen sogenannte Non-Papers, das heißt Stellungnahmen im Umfang weniger (meist drei bis fünf) Seiten ohne Nennung von beteiligten Institutionen oder persönlicher Autor:innenschaft. Diese werden durch die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union in die internationale Diskussion politischer Entscheidungsträger:innen eingebracht, jedoch nicht immer veröffentlicht. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über weit rezipierte Stellungnahmen europäischer Mitgliedsstaaten zum europäischen Strommarktdesign seit dem Sommer 2022.

Während im geographischen Süden Europas hierbei insbesondere die Idee des Förderinstruments sogenannter zweiseitiger Contracts-for-Differences (CfDs) häufig eine zentrale Rolle einnimmt und durch Griechenland frühzeitig auch eine radikalere Reformidee der Zweiteilung des Energiemarktes in günstige und dargebotsabhängige versus teurere flexible Erzeugung eingebracht wurde, spricht sich der europäische Norden entschlossener für eine grundsätzliche Beibehaltung der bisherigen Marktstruktur und eine Einführung von CfDs nur auf freiwilliger Basis aus.

Gemein ist vielen Positionen, dass mangelnde Investitionsanreize in Erneuerbare Energien und flexible Kraftwerke als drängendes zu lösendes Problem identifiziert werden. Die Notwendigkeit eines besseren Konsumentenschutzes, z. B. durch einen leichteren Zugang von Energiekund:innen zu Strom aus erneuerbaren Energien, wird dabei auch von den Akteuren betont, die sich gegen grundsätzliche Änderungen des bisherigen Marktdesigns aussprechen.

Ein weiterer Unterschied scheint bezüglich des Rufs nach europäischer Marktintegration zu bestehen. Während sich Deutschland, Dänemark, Estland, Finnland, Luxemburg, Lettland und die Niederlande in einem offenen Brief für die Stärkung der europäischen Marktharmonisierung aussprechen, betonen Polen und Ungarn die Notwendigkeit der Schaffung einzelstaatlicher Lösungen für spezifische Fragestellungen.

Dem gegenüber stehen zahlreiche offizielle Stellungnahmen durch weitere Stakeholder des Energiemarktes, wie z. B. von Energieversorgungsunternehmen, energieintensiven Unternehmen, Marktbetreibern, Forschenden oder verschiedenen Interessensvertretungen, die im Rahmen dieses Papiers nicht umfassend wiedergegeben werden können. Viele dieser Statements sind online frei zugänglich verfügbar. Ein Beispiel für Institutionen, die sich gegen tiefgreifende Reformen des Kurzfristmarktes und für graduelle Verbesserungen (unter anderem bessere Rahmenbedingungen für PPAs und lokale Flexibilitätsmärkte) aussprachen, stellten z. B. die Marktbetreiber EPEXSPOT und EEX (EEX AG | EPEXSPOT SE 2022) dar.

Ein weiterer indirekter, relevanter Beitrag zur aktuellen Strommarktdebatte, der seinen Ursprung nicht in der Energiekrise beziehungsweise der EU-Konsultation hatte, sondern auf Basis der laufenden Verpflichtungen gemäß Paragraph 287(4) des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union erstellt wurde, kam in Form eines Audits des Europäischen Rechnungshofes zur europäischen Marktintegration im Jänner 2023 hinzu. In diesem Bericht (European Court of Auditors 2023) wird eine negative Bilanz bezüglich der Umsetzung und des Fortschritts der Harmonisierung des europäischen Strommarkts gezogen, wobei insbesondere der entwickelte Handlungsrahmen und die Ressourcen für die europäische Regulierungsaufsichtsbehörde ACER als nicht ausreichend bewertet wurden. Die Empfehlungen des Reports wurden trotz einer offen kommunizierten Uneinigkeit bezüglich der generellen Einordnung der bisherigen Anstrengungen der Marktintegration durch die EU-Kommission und ACER akzeptiert.

Der schlussendlich vorgelegte Reformvorschlag der EU-Kommission vom 14. März 2023 wird im folgenden Abschnitt umrissen.

Tabelle 1: Übersicht von Stellungnahmen von EU-Mitgliedsstaaten zu einer langfristigen Strommarktreform

Titel	Dokumenttyp (Zeitpunkt der Zirkulation)	Land oder Länder	Identifizierte Problemfelder	Vorgeschlagene Reformansätze	Überwiegende Kategorisierung nach Kapitel 3
Joint letter by DE, DK, EE, FI, LU, LV, NL on priorities for a targeted EU electricity market reform	Offener Brief (Februar 2023)	Deutschland, Dänemark, Estland, Finnland, Luxemburg, Lettland, Niederlande	Leistbarkeit von Energie für Endkonsument:innen in Kombination mit Erreichung von Klimazielen	Effizientes Marktdesign beibehalten Europäische Marktintegration weiter vorantreiben Notfallabschöpfung beenden, um Investition in Erneuerbare attraktiv zu machen Freiwillige Contracts-for-Differences nur für Erneuerbare, dazu PPAs Stärkung von Konsumentenschutz bei gleichzeitig größeren Tarifwahlmöglichkeiten Höhere Flexibilisierung der Nachfrageseite	Preserve
Hungarian non-paper on the Electricity Market Reform	Non-Paper (Februar 2023)	Ungarn	Strommarktdesign nicht gewappnet für Stresssituationen Sicherstellung von Investitionen in Flexibilität	Vereinfachung von Vorgaben bezüglich Kapazitätsmechanismen Unterstützung von PPAs und CfDs, auf freiwilliger Basis Preisregulierung im Sinne des Konsumentenschutzes beibehalten Einforderung eines Impact Assessments für geplante Reform	Preserve

Titel	Dokumenttyp (Zeitpunkt der Zirkulation)	Land oder Länder	Identifizierte Problemfelder	Vorgeschlagene Reformansätze	Überwiegende Kategorisierung nach Kapitel 3
Electricity Market Design	Non-Paper (Februar 2023)	Polen	<p>Zu hohe Strompreise</p> <p>Strommarkt zu anfällig für externe Schocks</p> <p>Unzureichende Investitionen für die Energiewende, insbesondere auch in Elektrifizierung</p> <p>Knappeheitsbepreisung ist nicht akzeptiert und ineffektiv</p>	<p>Stärkung von Interventionsmöglichkeiten durch Einzelstaaten</p> <p>Kapazitätsmechanismen für flexible Technologien</p> <p>Emissionslimits in Kapazitätsmärkten verzögern, um weniger Erdgas zu benötigen</p> <p>Technologieoffenheit, insbesondere für Investitionen in Kernkraft</p> <p>Konsumentenschutz durch Angebotsvielfalt mit regulierten und marktbasieren Tarifen</p> <p>PPAs oder CfDs</p> <p>Effizienter Kurzfristmarkt mit angemessenen lokalen Preisen</p> <p>Konkrete Designgestaltung sollte in Hand der Mitgliedsstaaten liegen, nur Framework durch EU</p>	Repair
Renewing European Market Design	Non-Paper (Jänner 2023)	Frankreich	<p>Unzureichende Langfristsignale für Sicherstellung der Versorgungssicherheit</p>	<p>Möglichkeit der Implementierung von Kompensationsinstrumenten wie zweiseitigen Contracts-for-Differences</p>	Repair

Titel	Dokumenttyp (Zeitpunkt der Zirkulation)	Land oder Länder	Identifizierte Problemfelder	Vorgeschlagene Reformansätze	Überwiegende Kategorisierung nach Kapitel 3
			<p>Preise spiegeln Kosten der Energiebereitstellung nicht hinreichend wider</p> <p>Teure Kraftwerke setzen noch länger den Preis in Europa und schaffen Anreize, Transportkapazitäten nicht auszubauen</p>	<p>für emissionsarme Technologien für Mitgliedsstaaten (nicht EU-weit)</p>	
<p>Proposal to reform the EU's wholesale power market</p>	<p>Non-Paper (Dezember 2022)</p>	<p>Spanien</p>	<p>Zu hohe Strompreise</p> <p>Markteintrittsbarrieren</p> <p>Illiquide Hedging-Möglichkeiten</p> <p>Unzureichende Anreize für EE-Ausbau</p> <p>Unzureichende Anreize für Erhalt Versorgungssicherheit</p>	<p>Contracts-for-Difference für Erneuerbare Energien</p> <p>Contracts-for-Difference für Technologien, die nicht im Wettbewerb stehen (große Wasserkraft, Kernenergie)</p> <p>Kapazitätsmärkte für Spitzenlastkraftwerke</p>	<p>Rebuild</p>
<p>The reform of the European Union's electricity market design</p>	<p>Non-Paper (Februar 2023)</p>	<p>Portugal</p>	<p>Schnellere Dekarbonisierung der Volkswirtschaften notwendig</p> <p>Stärkere Resilienz und Energieautonomie der EU</p> <p>Zu hohe und volatile Strompreise</p>	<p>Contracts-for-Difference</p> <p>Mindestanteil langfristiger Versorgungsverträge</p> <p>Notfallklausel für extreme Marktvolatilität (z. B. iberisches Modell)</p> <p>Diversifizierung und stärkerer Energieaustausch</p>	<p>Rebuild</p>

Titel	Dokumenttyp (Zeitpunkt der Zirkulation)	Land oder Länder	Identifizierte Problemfelder	Vorgeschlagene Reformansätze	Überwiegende Kategorisierung nach Kapitel 3
				Kapazitätsmärkte Maßnahmen außerhalb des Energiemarkts: Vereinfachung der Regulierung, verbessertes Training der Verwaltung, Ausbildung von Arbeitskräften Konsumentenschutz, z. B. über regulierte Tarife und Erneuerbare Energiegemeinschaften	
Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices	Non-Paper (Juli 2022)	Griechenland	Starkes Auseinanderfallen von Erzeugungskosten und Strompreisen Marginal Pricing nicht passend zu von Erneuerbaren dominierten Energiesystemen	Zweiteilung des Strommarktes in dargebotsabhängige und flexible (on-demand-) Erzeugungskapazitäten	Rebuild

2.3 Der aktuelle Reformentwurf

Die EU-Kommission hat am 14.03.2023 ihren Entwurf zur Reform der Richtlinien und Verordnungen 2019/943, 2019/944 (Elektrizitätsverordnung und -richtlinie), 2018/2001 (Erneuerbaren-Richtlinie RED II) und 2019/942 (ACER-Verordnung), sowie 1227/2011 (REMIT-Verordnung) präsentiert. Dabei sind verschiedene neue Instrumente und organisatorische Änderungen des Strommarkts vorgesehen. Die Reformvorschläge sind [online](#) in Form zweier Proposals bezüglich Elektrizitätsmarktdesign (Europäische Kommission 2023) und Markttransparenz (Europäische Kommission 2023) auf der Website der Europäischen Kommission verfügbar. Die wesentlichsten Reformvorschläge werden in den folgenden Unterpunkten zusammengefasst.

Zweiseitige CfDs für Erneuerbare und Atomkraftwerke und leichter Zugang zu PPAs

Direkte Preisunterstützungsmechanismen für neue Kraftwerkskapazitäten sollen in Zukunft die Form zweiseitiger Contracts-for-Differences (CfDs) annehmen. Hierfür werden für elektrische Neuanlagen der Energieträger Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Laufwasserkraft (ohne Speicher) und Kernkraft mithilfe eines Zuschlagspreises z. B. als Zahlung in Euro pro produzierter Megawattstunde Energie festgelegt. Das Grundprinzip der Anwendung dieses Zuschlagspreises ist in Abbildung 4 dargestellt.

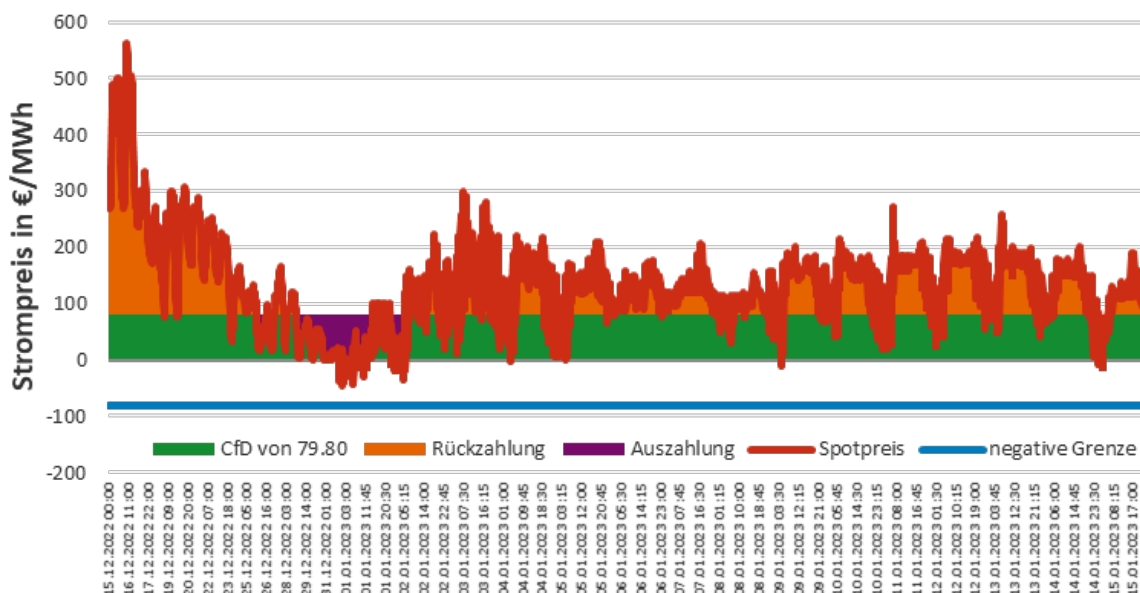


Abbildung 4: Beispielhafte Wirkung eines zweiseitigen CfDs mit einem Zuschlagspreis von 79,80 Euro pro Megawattstunde. Berücksichtigt wurde die stündliche Preisentwicklung in Österreich zwischen dem 15.12.2022 und dem 15.01.2023.

Quelle Preisdaten: EEX, bezogen über (European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) 2023), eigene Darstellung.

Liegt der Marktpreis unter einem anlagen- oder technologiespezifisch garantierten Referenzpreis, hier z. B. 79,80 Euro pro Megawattstunde (dieser Wert ist laut EAG-Marktprämienverordnung 2022 –

Bundesministerin für Klimaschutz 2022 – aktuell als anzulegender Wert für eine Windkraftanlage am Normstandort vorgesehen), werden die hierdurch nicht realisierten Gewinne durch den Fördergeber ausgezahlt. Das wird im Schaubild durch die violette Fläche angedeutet. Ein solcher Kompensationsmechanismus ist auch in den in Europa bislang weit verbreiteten sogenannten *Marktprämienmodellen* vorhanden, wenngleich auch mit einer längerfristigen Durchrechnungsperiode (häufig quartalsweise) zur Bestimmung von durchschnittlich erzielten Marktpreisen und nicht-gedeckten Kosten als in diesem Schaubild angenommen. Die anlagenspezifisch ausgezahlte Differenz in Euro pro Megawattstunde, beziehungsweise Cent pro Kilowattstunde wird als *Marktprämie* bezeichnet. Die geförderten Marktteilnehmer sind solange bereit, Strom zu produzieren, bis der kurzfristige Strompreis unter den negativen Wert der Marktprämie fällt.

CfDs ergänzen diesen Ansatz um die Gegenrichtung: nun muss auch der Anlagenbetreiber seinen zusätzlichen Gewinn in Stunden mit einem Marktpreis über dem anlagen- oder technologiespezifischen Referenzpreis an die Förderungsstelle zurückzahlen, was im Schaubild durch die orange Fläche dargestellt wird. Dem Anlagenbetreiber bleibt langfristig die Summe aus grüner und violetter Fläche zur Refinanzierung seiner ursprünglichen Investition, sodass für ihn kein Preisrisiko besteht. Es bleibt jedoch ein Mengenrisiko bestehen, das heißt, die genaue Förderungssumme hängt weiterhin vom Ertrag der Anlage, eventuellen Ausfällen und so weiter ab.

Es existieren verschiedene Ausgestaltungsoptionen zweiseitiger Contracts-for-Differences, die sich insbesondere hinsichtlich der vergüteten Produktion (z. B. Abschöpfung auf Basis tatsächlich erzeugter Strommengen oder anlagenspezifisch berechneter Benchmark-Mengen), sowie der Rigidität der abgeschöpften überschüssigen Gewinne unterscheiden können. So ist beispielsweise im österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) (Nationalrat 2022) auch heute schon eine CfD-Konstruktion für Windkraft- und Wasserkraftanlagen über 20 Megawatt, sowie Photovoltaikanlagen über 5 Megawatt in §11(6) vorgesehen. Bei dieser müssen nur 66 % der übersteigenden Gewinne in den Stunden, in denen der Referenzmarktpreis den anzulegenden Wert der Anlagenförderung um mehr als 40 % übersteigt, durch die Anlagenbetreiber rückvergütet werden.

Der EU-Reformvorschlag expliziert nicht, wie CfDs durch die EU Mitgliedsstaaten im Detail ausgestaltet werden müssen, sodass in diesem Aspekt keine verpflichtende einheitliche Vorgehensweise bezüglich der gesetzlichen Ausgestaltung einzuhalten ist. Die Art der Festlegung anlagenspezifischer Zuschlagspreise wird ebenso wenig durch den Reformvorschlag festgeschrieben und kann z. B. in Form von Erneuerbaren-Auktionen erfolgen. Sich aus anderen Regelungen, z. B. der Renewable Energy Directive II (RED II) ergebende Anforderungen an das Fördersystem, jenseits der Ersetzung von Marktprämienmodellen durch CfDs, bleiben grundsätzlich bestehen.

Die CfDs sollen sowohl für Neuanlagen, als auch für Anlagen-Repowering (die Vergrößerung eines bestehenden Erneuerbaren-Anlagen-Standorts, z. B. durch größere Windräder) und für die Ertüchtigung und Laufzeitverlängerung bestehender Anlagen gelten. Voraussetzung ist, dass eine neue Investition in diese Anlagen notwendig ist, um diese weiter betreiben zu können. Zusätzlich ist auch eine Erleichterung des Abschlusses von Power Purchase Agreements (PPAs) vorgesehen. Diese

ermöglichen die langfristige Vermarktung des Stroms aus Erzeugungsanlagen von Anlagenbetreibern an Abnehmer und stellen folglich ein langfristiges Absicherungsinstrument sowohl für Erzeuger und Versorger und auch für Kund:innen dar. Staaten sollen die Attraktivität von PPAs hierbei zum Beispiel durch die Gewährung staatlicher Garantien im Falle des Ausfalls eines der Vertragspartner stärken. Auch hier werden nur wenige verbindliche Vorgaben zur genauen Ausgestaltung durch die EU-Mitgliedsstaaten mit dem Vorschlag der EU-Kommission gegeben.

Als wichtige Voraussetzung für den legislativen Rahmen von PPAs wird festgelegt, dass auch die Kombination der Teilnahme an direkten Fördersystemen (das heißt beispielsweise über einen CfD) mit der Vermarktung von PPAs oder anderen marktbasierenden Mechanismen ermöglicht werden soll. In diesem Fall fällt beispielsweise nur ein Teil der Erzeugungsleistung einer Anlage unter einen CfD, der Rest der erzeugten Energie kann z. B. über einen PPA vermarktet werden.

Rahmenbedingungen zur zukünftigen Flexibilitätsbeschaffung (insbesondere Demand Response und Speicher)

In einem durch erneuerbare Energien dominierten System besteht ein hoher Bedarf an flexiblen Technologien der Angebots- und Nachfrageseite. Der Reformvorschlag sieht vor, dass der Flexibilitätsbedarf auf einzelstaatlicher Ebene ab 2025 in zweijährigem Abstand in Berichten der nationalen Regulierungsbehörden (in Österreich: E-Control) für die jeweiligen nächsten fünf Jahre festgestellt wird. Hierfür soll eine gemeinsame Methodologie durch die Netzbetreiber-Vereinigungen Entso-E und EU DSO vorgelegt und durch die EU-Agentur ACER bestätigt werden. Die nationalen Datengrundlagen für diese Berichte werden hierbei durch die nationalen Übertragungs- (in Österreich: APG) und Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.

Auf Basis dieser Reports *soll* jedes Mitgliedsland ein indikatives (das heißt nicht-bindendes) Ziel für Demand Response und Speichertechnologien festlegen und in die bestehenden nationalen Energie- und Klimapläne integrieren. Die Mitgliedsstaaten *können* auf freiwilliger Basis zusätzliche Fördermechanismen für diese Technologiegruppen installieren, sofern diese nicht auf Öl, Kohle oder Erdgas basieren, insbesondere im Falle, dass die definierten indikativen Ziele andernfalls nicht erreicht werden. Der EU-Reformvorschlag listet Designprinzipien, die solche Flexibilitätsfördermechanismen berücksichtigen müssen.

Freiwillige Einführung von Nachfragereduktionsprodukten („Peak shaving products“)

In den Mitgliedsstaaten *können* Nachfragereduktionsprodukte mit zugehörigen transparenten Marktprozessen, im Allgemeinen Auktionen, in Spitzenlastzeiten eingeführt werden. Diese werden durch die Übertragungsnetzbetreiber (in Österreich: APG) durchgeführt, denen auch die Identifikation von Zielzeiträumen für eine sinnvolle Durchführung dieser Auktionen – das heißt die Identifikation von Spitzenlastzeiten – obliegt. Dabei ist ein kompetitives Gebotsverfahren mit finanzieller Kompensation der bezuschlagten Stromnachfrager vorzusehen.

Diese Auktionen sollen maximal zwei Tage vor der Erfüllung, das heißt am Tag vor der Day Ahead-Auktion im Stromhandel stattfinden. Die Aktivierung der Verbrauchsreduktionsauktion erfolgt,

nachdem die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion bekannt sind und bevor Aktivierungen an Regelleistungsmärkten eintreten. Die Reduktion erfolgt relativ zu einer Baseline, die den Verbrauch ohne die Aktivierung der Nachfrageproduktion beschreibt. Die Methodik der Baseline-Ermittlung ist durch die Übertragungsnetzbetreiber in Konsultation mit den Marktteilnehmern zu definieren und muss durch die nationale Regulierungsbehörde genehmigt werden. Es muss unter anderem sichergestellt werden, dass keine Energieproduktion „behind-the-meter“, also hinter dem Messpunkt, den Bezug aus dem Stromgroßhandel ersetzt – es sind nur echte Verbrauchseinsparungen erlaubt.

Die vorgegebenen Charakteristika entsprechen im Wesentlichen der bislang nur temporär als Reaktion auf die Energiekrise eingeführten Lastreduktionsauktionen nach dem österreichischen Stromverbrauchsreduktionsgesetz (SVRG) (Nationalrat 2022). Eine institutionalisierte Fortsetzung dieser Maßnahme auch außerhalb von Krisenzeiten durch die Erfüllung der geänderten europäischen Elektrizitätsverordnung ist hier also eine mögliche Option.

Striktere Vorgaben der langfristigen Absicherung (Hedging)

Als zentrales Problem des aktuellen Energiehandels wird der augenscheinliche Mangel an langfristigen Absicherungsgeschäften durch Energieversorger, beziehungsweise der Mangel an Möglichkeiten zur Durchführung dieser, ausgemacht. Da in vielen Ländern Europas nur geringe Anteile des zur Belieferung von Endkund:innen beschafften Stroms über Langfristgeschäfte abgesichert werden, sind Endkundenpreise stärker von Unsicherheiten bezüglich der volatilen Preisentwicklungen des Kurzfristhandels und somit auch von höheren Risikoaufschlägen durch Versorger betroffen.

Um eine stabilere Preisentwicklung zu garantieren, sollen die nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedsstaaten in Zukunft die Existenz ausreichender Risikoabsicherungsstrategien (Hedging) von Energieversorgern durch geeignete Maßnahmen sicherstellen. Hierzu gehört neben einer nicht näher definierten Kontrolle der Strategien der Energieversorger durch die Regulierungsbehörden auch die Sicherstellung der Möglichkeit der Umsetzung eines solchen Hedgings für Bürgerenergiegemeinschaften und Erneuerbare Energiegemeinschaften durch die Mitgliedsstaaten.

Prüfung der Einführung von regionalen Virtual Hubs

Aufbauend auf dem vorgenannten Problemfeld wird eine mangelnde Liquidität relevanter europäischer Marktplätze im Strom-Terminhandel als großes aktuelles Problem des Strommarktes festgestellt. Insbesondere im Süden Europas wiesen die relevanten Marktgebiete schon vor der aktuellen Energiepreiskrise niedrige Handelsraten auf. Abbildung 4 zeigt die landesweise Verteilung der sogenannten Churn Rate, welche einen Indikator für die Liquidität des Terminmarktes darstellt. Die Churn Rate gibt an, wie häufig eine gelieferte Einheit Strom (in Megawattstunden) im Jahresschnitt statistisch an den Langfristmärkten gehandelt wird.

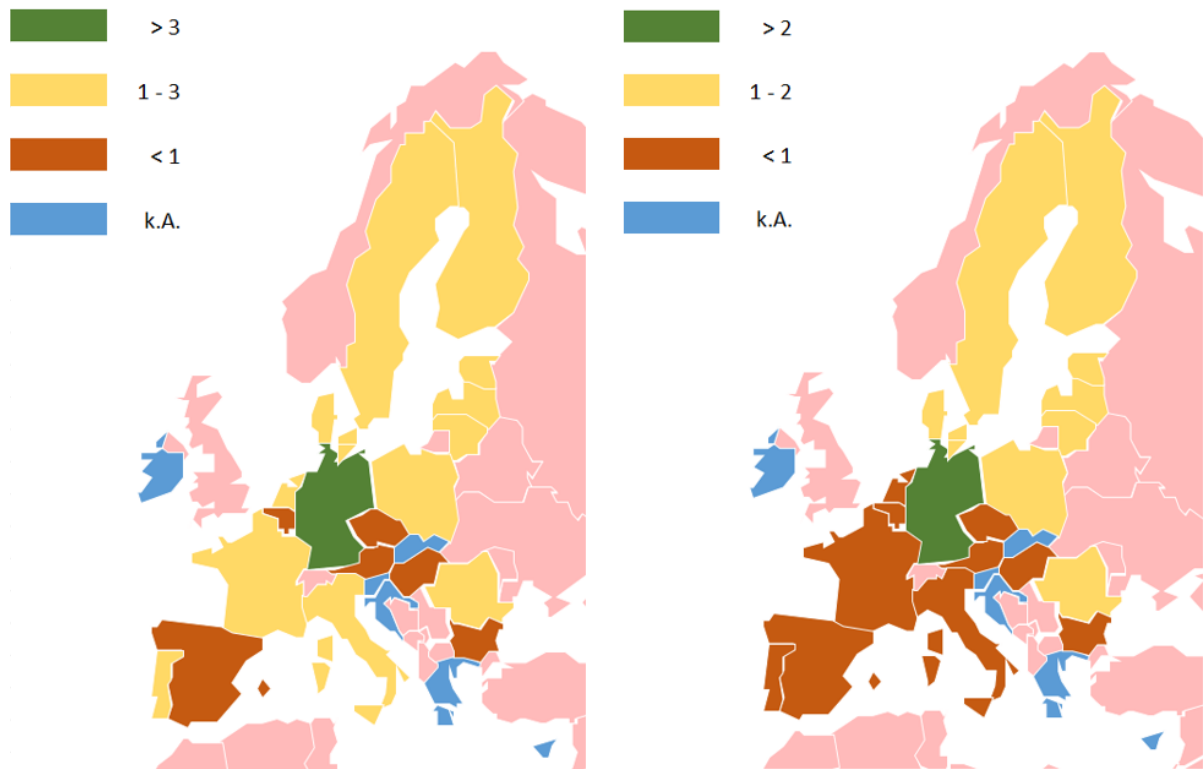


Abbildung 5: Links: summierte Churn Rates über Börsenhandel und OTC-Kontrakte von EU-Langfristmärkten im Jahr 2020, alle Langfristmarktsegmente. Rechts: nur börslicher Handel. Daten nach (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2022). Die Daten des nordischen Marktgebiets (Dänemark, Schweden, Finnland, baltische Staaten) liegen nur als Gesamtdurchschnitt und nicht auf Landesbasis vor.

Quelle: Eigene Darstellung

Die deutsche Preiszone wies im Jahr 2020 sowohl börslich, als auch außerbörslich den liquidesten Langfristmarkt auf. Kleinere europäische Länder und die südeuropäischen Länder weisen in der Tendenz illiquide Märkte auf. Auch der österreichische Langfristhandel ist nicht sehr liquide. In den Nachbarländern Deutschlands werden viele Handelsgeschäfte auf Basis des deutschen Futures abgeschlossen, wobei zusätzlich langfristige Übertragungsrechte, sogenannte Long-Term Transmission Rights (LTTRs) über (jährliche oder monatliche) Auktionen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber beschafft werden müssen.

Hierbei ist außerdem zu beachten, dass eine mögliche Aufteilung von Preiszonen, insbesondere der deutschen Preiszone in der nahen Zukunft diskutiert und durch die EU-Agentur ACER empfohlen wird (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators 2022), da zwischen Nord- und Süddeutschland häufig Netzengpässe und enorme Kosten für Redispatch auftreten. Die Aufteilung der deutschen Preiszone im Kurzfristhandel zöge so auch eine Aufteilung und daraus folgende Verringerung der Liquidität im Langfristhandel nach sich.

Als Maßnahme gegen dieses Problem wurde in einem Papier von ACER im Februar 2023 die Etablierung von regionalen virtuellen Hubs vorgeschlagen (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2023). Durch Gründung virtueller regionaler Knotenpunkte soll der Langfristhandel

zwischen Landespreiszonen vereinfacht werden, sodass sich grenzüberschreitende (lokale) Leitmärkte mit einer höheren Liquidität und somit aussagekräftigeren Preisen herausbilden können. So soll unter anderem ein möglicher Wegfall eines (gesamt-)deutschen Future-Produktes als Zielprodukt kompensiert werden können. Da die Handelsmöglichkeit in den einzelnen Preiszonen durch die Schaffung dieser Hubs nicht entfällt, ist jedoch auch die Aufteilung der bisherigen Liquidität auf Preiszonen und Hub(s) und somit die Liquiditätsverringerng in bislang liquiden Märkten ein grundsätzlich plausibles, kontraproduktives Szenario.

Das Recht, Energie zu teilen (Energy Sharing)

Neben neuen möglichen Marktsegmenten und gestalterischen Vorgaben werden auch einige neue Konsumentenrechte durch den Gesetzesvorschlag europaweit fixiert. Als Besonderheit sticht hier insbesondere das explizite Recht heraus, Energie beispielweise aus Erneuerbaren-Anlagen oder Speichern mit anderen Konsument:innen zu teilen. Hierbei sind sowohl private bilaterale Abmachungen, als auch Vertragsabschlüsse über Dritte möglich.

Diese geteilte Energie ist hierbei durch Energieversorger bei der Berechnung gelieferter Energie zu berücksichtigen. Der Zugang zu Möglichkeiten des sogenannten Energy Sharings ist durch die europäischen Mitgliedsstaaten sicherzustellen. Dies umfasst unter anderem den Zugang zu Vertragsvorlagen und den für die Abrechnung notwendigen Messdaten. Auch ein diskriminierungsfreier Marktzugang ist zu gewährleisten. Für arme und vulnerable gefährdete Haushalte ist die Zugänglichkeit zu Energy Sharing ebenfalls sicherzustellen, z. B. durch staatliche finanzielle Unterstützungsmaßnahmen.

Weitere neue Konsument:innenrechte: Versorger letzter Instanz, Fixpreistarife, Zählpunkte, Verhinderung von Stromabschaltungen

Neben dem neuen Recht auf Energy Sharing sind einige weitere europäisch festgelegte Konsument:innenrechte vorgesehen, die in Teilen in einigen europäischen Ländern bereits umgesetzt wurden. Hierzu gehören

Das Recht auf einen Versorger letzter Instanz

Jedem und jeder Endverbraucher:in im Stromsektor ist durch die europäischen Mitgliedsstaaten in einem fairen und transparenten Verfahren ein sogenannter Versorger letzter Instanz (englisch: Supplier of Last Resort) zuzuweisen, der z. B. im Falle der Insolvenz seines oder ihres Energieversorgers für mindestens sechs Monate (beziehungsweise bis zum Vorliegen eines ersten alternativen Tarifangebots) die Belieferung übernimmt. In Österreich existiert bereits das Vorgehen der Ersatzversorgung nach §77 des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes (EIWOG) (Nationalrat 2010), bei der die Zuweisung durch ein Losverfahren umgesetzt ist.

Das Recht auf Fixpreistarife

Durch die Mitgliedsstaaten ist sicherzustellen, dass sowohl Fixpreistarife, als auch dynamische Preistarife durch die Lieferanten angeboten werden können. Ab einer Anzahl von 200.000 Endkund:innen müssen Energieversorger Produkte beider Tarifsysteme anbieten. Jeder Kundin und jedem Kunden mit einem Smart Meter muss zumindest ein Produkt beider Kategorien zur Auswahl stehen, Kund:innen ohne Smart Meter zumindest ein Fixpreisangebot.

Dies stellt eine Erweiterung der bisherigen Richtlinie dar, bei der nur für dynamische Preistarife entsprechende verpflichtende Vorgaben galten. Während dies in Österreich keine nennenswerten Veränderungen zur Folge hat, existierten in manchen Ländern Südeuropas bislang nur wenige Fixpreisangebote – insbesondere auf der iberischen Halbinsel indizierten viele Endkundenverträge bislang dynamisch auf kurzfristige Großhandelspreise.

Das Recht auf mehrere Verträge und zusätzliche Zählpunkte

Konsument:innen dürfen ihren Versorger bereits jetzt frei wählen und nicht nur einen Versorger zur Auswahl haben. Nun haben Mitgliedsstaaten außerdem sicherzustellen, dass Kund:innen insbesondere auch mehrere Stromverträge an einem Netzzugangspunkt parallel abschließen dürfen (z. B. getrennte Verträge für Haushaltsstrom und Wärmepumpenstrom). In diesem Fall stehen Konsument:innen mehrere Zähl- und Abrechnungspunkte für die Erstellung ihrer Energierechnung zu. Diese Trennungsvorgabe impliziert insbesondere, dass in Zukunft für verschiedene Zählpunkte eines Netzanschlusses unterschiedliche Lieferanten gewählt werden können.

Verhinderung der Stromabschaltungen bei vulnerablen Kund:innen

Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen dass vulnerable Kund:innen vor Stromabschaltungen geschützt werden. Die genaue Definition vulnerabler Kundengruppen ist hierbei den Mitgliedsstaaten überlassen – in allen gängigen Definitionen sind jedoch insbesondere Menschen mit geringen finanziellen Ressourcen inbegriffen.

Festschreibung einer Stromkostenbremse in Preiskrisenzeiten

Durch den Gesetzesvorschlag wird auch die Entlastung von Endkund:innen in Preiskrisenzeiten, die in vielen Ländern durch Kontingentmodelle wie dem österreichischen Stromkostenzuschussgesetz (SKZG) (Nationalrat 2022) umgesetzt wurden, in einer vereinheitlichen Form festgeschrieben. Dabei ist eine Preiskrise definiert als eine parallele starke Preiserhöhung sowohl der Großhandelspreise (um mindestens 250 % im Vergleich zum vorherigen Fünfjahresschnitt), als auch der Endkundenpreise (um mindestens 70 %). Eine Preiskrise kann durch die EU-Kommission sowohl EU-weit, als auch für einzelne Staaten der EU festgestellt werden. Die Entscheidung über die Feststellung einer Preiskrise muss hierbei nach spätestens einem Jahr neu gefällt werden.

Durch den EU-Vorschlag wird dabei für kleine und mittelständische Unternehmen ein Grundkontingent mit reduzierten Preisen von 70 % des höchsten Jahresverbrauchs der vorherigen fünf Jahre festgelegt. Für Haushalte wird das Grundkontingent auf 80 % des Medianverbrauchs eines Haushaltes im jeweiligen Mitgliedsstaat festgesetzt. Während keine Vorgaben für anzusetzende Preissenkungen durch den EU-Vorschlag bestehen und diese somit den Mitgliedsstaaten überlassen

bleiben, ist festgelegt, dass Energieversorger für abgegebene Energiemengen unterhalb ihrer Kosten kompensiert werden sollen.

Nicht festgelegt wird die (nationale) Finanzierungsweise dieser Maßnahme.

Änderungen der Markttransparenzrichtlinie REMIT

Neben den oben genannten Anpassungen der Organisation des Stromsektors werden auch diverse Anpassungen der Transparenzrichtlinie REMIT vorgeschlagen. Hierbei sind insbesondere drei Schwerpunkte festzustellen.

In Zukunft ist eine stärkere Regulierung des **Algorithmischen Handels** vorgesehen. Marktteilnehmer, die automatisierte, computergestützte Algorithmen zur Ausführung von Handelsgeschäften einsetzen, müssen fortan nicht nur Sicherheitsanforderungen und -regeln der Marktbetreiber, sondern auch regulatorische Anforderungen erfüllen. Hierzu gehört insbesondere die Existenz von angemessenen Risikokontrollsystemen, sowie Business-Continuity-Plänen im Fall von technischen Fehlern. Hierzu ist sowohl von Teilnehmer- als auch von Marktbetreiberseite eine entsprechende Transparenz gegenüber der nationalen Aufsichtsbehörde zu schaffen.

In Zukunft ist auch der gezahlte **Preis für verflüssigtes Erdgas (LNG)** durch dieses Produkt handelnde Marktteilnehmer auf täglicher Basis zu erheben und an die EU-Agentur ACER zu berichten. ACER veröffentlicht im Gegenzug ab dem 31. März 2023 einen täglichen Benchmark-Preis, der als Referenz für den im Dezember 2022 beschlossenen Marktkorrekturmechanismus gemäß EU-Regulierung 2022/2578 (Europarat 2022) für Erdgaspreise herbeigezogen wird.

Der **EU-Agentur ACER** sollen in Zukunft außerdem weitere **weitreichendere Autorisierungen** zuteilwerden. Hierzu gehört die Aufsicht über die sogenannten unabhängigen Marktinformationsplattformen (Independent Information Platforms, kurz IIPs) und Registrierten Reportmechanismen (RRMs), sowie zusätzliche Befugnisse, z. B. zu Vor-Ort-Untersuchungen in Kooperationen mit nationalen Behörden und Auskunftsersuchen. Dabei wird insbesondere die gegenseitige Unterstützung von ACER und den nationalen Regulierungsbehörden verpflichtend vorausgesetzt.

3 Keeping Track: Kategorisierung und Diskussion von Initiativen und Ideen

Auch wenn mittlerweile ein Vorschlag zur Reform des EU-Strommarkts vorliegt (siehe Kapitel 2.3), lohnt sich ein darüberhinausgehender Blick auf weitere Vorschläge, die in den letzten Monaten genannt wurden. Dabei wurde frühzeitig klar, dass die aktuell beobachtbaren Probleme des Strommarkts auf komplexen Zusammenhängen verschiedener Dimensionen beruhen und dass daher auch verschiedene Paradigmen für eine zielgerichtete Reform vertreten werden können. Grundlegend lassen sich in der aktuellen Debatte drei verschiedene gewünschte Intensitätsgrade von Marktanpassungen unterscheiden.

1. **Rebuild:** eine grundsätzlichere Reform beziehungsweise Neuaufsetzung der zugrundeliegenden Marktsegmente
2. **Repair:** die Reparatur und Anpassung des aktuellen Strommarktdesigns, z. B. durch Ergänzung neuer Instrumente
3. **Preserve:** der Verzicht auf umfangreiche Veränderungen des bestehenden Strommarktdesigns mit allenfalls geringen Korrekturen

Während der nun vorliegende Vorschlag der EU-Kommission und auch kurzfristige, vorübergehende Krisenmaßnahmen am ehesten in die Kategorie *Repair* fallen, waren manche grundsätzlicheren Vorschläge der Marktdesigndebatte, insbesondere der griechische Vorschlag einer Zweiteilung des Marktes oder Forderungen in Richtung einer (Teil-)Wiedereinführung von Preis- beziehungsweise Kostenregulierungen, z. B. im Sinne des sogenannten „Schweizer Modells“, aber auch Ideen zur Abschaffung komplexer Marktregeln der Kategorie *Rebuild* zuzuordnen. Die generell zurückhaltende, häufig dekonstruierende Position vieler Marktteilnehmer:innen und Ökonom:innen bezüglich krisenbedingter Eingriffe in das Großhandelsdesign ist durch die Kategorie *Preserve* adressiert. Dabei ist in der aktuellen Debatte eine gewisse Ambiguität vieler Individualansichten und Mitgliedsstaaten zwischen diesen drei Positionen festzustellen. Die Suche nach einem kohärenten Set von Marktdesignoptionen zu verschiedenen Fragestellungen ist komplex. In den folgenden Abschnitten werden daher zunächst die prominentesten Ansätze zu spezifischen Marktsegmenten zusammengeführt und individuell analysiert, bevor in Kapitel 4 eine Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse vorgenommen wird.

3.1 Reform des Investitionsumfelds für kostengünstige Technologien wie Erneuerbare Energien durch CfDs und PPAs

In der jüngeren Debatte haben vor allem CfDs und PPAs für erneuerbare Anlagen eine große Resonanz erfahren. Dies äußerte sich insbesondere in der prominenten Rolle beider Instrumente in

der EU-Konsultation sowie in geäußerten nationalen Positionen zu möglichen Reformschritten. Beide Schritte können gemäß der oben genannten Kategorisierung als *Repair*-Initiativen bewertet werden, da bestehende Förderungsmechanismen im Detail reformiert beziehungsweise in Teilen Europas bereits bestehende Handelsformate europaweit verankert werden. Allerdings hat eine flächendeckende Einführung von CfDs für einen Großteil neuer Erzeugungsanlagen und deren langfristige Erlöse in der langen Frist einen starken Einfluss, weswegen auch eine Bewertung als langfristige *Rebuild*-Maßnahme plausibel ist. Dies gilt insbesondere für Staaten wie Frankreich, in denen nach dem EU-Reformvorschlag fast sämtliche Neuinvestitionen in Kraftwerke durch die Fokussierung auf Kernkraft unter einen CfD fallen werden.

Während das freiwillige Instrument der **PPAs** an sich kaum Kontroversen bezüglich seiner Sinnhaftigkeit aufwirft und auch in manchen europäischen Ländern (insbesondere in Deutschland und Österreich) bereits rege Anwendung findet, sind es vor allem die Rahmenbedingungen dieser bilateralen Verträge, die den Erfolg und die Attraktivität der Anwendung dieses Instruments entscheidend beeinflussen.

Aus Betreibersicht sind PPAs beispielsweise als Absicherungsinstrumente für nicht förderfähige Investitionen attraktiv, da sich hierdurch langfristig garantierte Einkommensströme für den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien generieren lassen. Dies gilt sowohl für den Strom aus Neuanlagen, als auch für den Strom aus Bestandsanlagen, die zum Ende ihrer Förderperiode aus einer zuvor bestehenden staatlichen Förderung herausfallen.

Diese Möglichkeit des Risikomanagements oder Hedgings ist jedoch grundsätzlich auch für förderfähige Technologien interessant, falls die erzielbaren Preise in der Direktvermarktung im Großhandel langfristig über dem zu erwartenden Förderniveau liegen, Betreiber:innen sich jedoch dennoch nicht der vollen Volatilität des Marktes aussetzen möchten. Hier liefern Marktprämienmodelle jedoch ohnehin eine sehr komfortable Möglichkeit der Erlösabsicherung, sodass diese Anlagen bislang nur selten PPAs abschließen.

Auch für Konsument:innen von erneuerbarem Strom haben PPAs Vorteile – z. B. zur Preisabsicherung der eigenen Stromversorgung mit günstigen, klimafreundlichen Technologien. Allerdings ist eine langjährige Abnahme immer auch mit Risiken verbunden. Neben der Unsicherheit der Preisentwicklung alternativer Stromquellen (insbesondere der Kurzfristmärkte) ist auch die Entwicklung des eigenen abzusichernden Strombedarfs für viele Abnehmer:innen mit Unsicherheiten behaftet. Kann zum Beispiel die Schließung, Verlagerung oder Verkleinerung eines Unternehmensstandorts in den kommenden Jahren nicht ausgeschlossen werden, bedeutet ein langfristiger Abnahmevertrag eine potenziell ungewünschte, einschränkende Verpflichtung. Dies gilt insbesondere für Unternehmen kleinerer bis mittlerer Größe und einer geringeren Anzahl von Standorten.

Die im aktuellen EU-Gesetzesvorschlag genannten möglichen staatlichen Garantien für PPAs umfassen mutmaßlich vor allem staatliche Garantien im Falle des Ausfalls eines abnehmenden Unternehmens, das heißt eine Senkung des Risikos des Verkäufers eines PPA. Dies kann Hemmnisse bezüglich des Abschlusses von PPAs verringern.

Da PPAs sowohl für Konsument:innen und Betreiber:innen mit Preisrisiken (und auch Mengenrisiken) verbunden sind, werden aktuell in PPAs häufig Preisgleitklauseln und eine Referenz auf das Marktpreisniveau festgeschrieben. Der Vorschlag der Europäischen Kommission adressiert nicht explizit, in wie weit die Preisbildung der PPAs sich vom Markt entkoppeln kann und soll.

Allgemein ist zu beachten, dass eine weitere Verbreitung von PPAs alleine nicht per se zu einer *Senkung von Energiepreisen* führt – der Abnahmepreis des Stroms aus PPAs orientiert sich im Allgemeinen am Großhandelspreis, unabhängig davon, ob die gelieferte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt. Folglich steigen auch die Kosten des Bezugs von Strom aus PPAs, wenn die Preise des Großhandels langfristig ansteigen. Die Abnahme von Strom aus PPAs kann je nach Vertragsausgestaltung jedoch gerade in Zeiten volatiler Strompreise *preisstabilisierend* wirken. Wird diese Energie beispielsweise durch Energieversorger auf Basis jährlich angepasster Fixpreise zur Belieferung von Endkund:innen beschafft, ist durch ein deutlich geringeres Abnahmepreisrisiko des Versorgers grundsätzlich auch mit geringeren Risikoaufschlägen für Endkund:innen zu rechnen. Gleichzeitig stehen Liefermengen aus PPAs jedoch dem börsenbasierten Großhandel nicht zur Verfügung, was mit der dadurch verlorengelassenen Liquidität, insbesondere am Terminmarkt, auch zu volatileren Börsenpreisen beitragen kann.

Die Vorgabe von **CfDs** für Neuanlagen hat in der aktuellen Debatte zu einer größeren Divergenz von Positionen geführt. Während die Vorteile von CfDs insbesondere in der zielgerichteten Förderung von erneuerbaren Anlagen – bei gleichzeitiger Beschneidung von überschüssigen Gewinnen aus der direkten Stromvermarktung – liegen, wird in der Reduktion dieser Gewinne auch ein entscheidender Nachteil gesehen. Dies betrifft insbesondere die hierdurch zu erwartende Reduktion von Investitionsanreizen in erneuerbare Energien, da insbesondere die Möglichkeit einer frühzeitigen Refinanzierung von geförderten Erneuerbaren-Anlagen in Hochpreisphasen eingeschränkt wird.

Gleichzeitig führen abgeschöpfte Gewinne zu einer Verstärkung der Refinanzierungsflüsse der Betreiber:innen. Die individuelle CfD-Höhe kann hierbei ab einer gewissen Anlagengröße durch kompetitive Auktionen – z. B. nach dem Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) – bestimmt werden, sodass Investor:innen beim Zuschlag mit einer stabilen, selbst festgelegten Rendite kalkulieren können. Auch die Direktvermarktung von Energie ohne Rückzahlung eines nicht-direktgeförderten Anteils einer Neuanlage scheint nach dem vorliegenden EU-Vorschlag weiterhin möglich. Dennoch ist eine gewisse Verringerung der Attraktivität von Neuinvestitionen im Vergleich zu den bislang dominierenden Marktprämienmodellen, bei denen zusätzliche Marktgewinne in Hochpreisphasen trotz vorheriger Förderung in Niedrigpreisphasen einbehalten werden konnten, wahrscheinlich.

Des Weiteren können Überschüsse mancher Technologiegruppen zur Finanzierung anderer Technologiegruppen beziehungsweise zur Senkung der an die Endkund:innen weitergegebenen Ökostromkosten genutzt werden. Ferner ist eine direkte Rückerstattung der Erlöse aus CfDs an Endkund:innen im Falle von Überschüssen festgelegt. Der EU-Vorschlag macht auch Vorgaben hinsichtlich einer gleichmäßigen Aufteilung (in Euro pro Megawattstunde) anhand der verbrauchten Energie auf alle Verbraucher. Eine Differenzierung beispielsweise nach Netzebenen wie in der

Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung (Bundesministerin für Klimaschutz 2022) ist somit nicht vorgesehen.

Schließlich ist die sinnvolle Einbeziehung des erzeugten Stroms aus direkt geförderten Anlagen in die Stromauktionen des Großhandels, speziell die genaue Ausgestaltung der Zahlungsströme der CfDs, eine kontrovers diskutierte Fragestellung. Eine direkte Vergütung beziehungsweise Abschöpfung anhand der tatsächlich erzeugten Strommenge führt hierbei zu einem Anreiz, die Erzeugung der Anlage zu jedem Zeitpunkt und Preis, das heißt insbesondere auch in Zeiten von Erzeugungsüberschüssen und negativer Strompreise zu verkaufen. Hierdurch werden kurzfristige Preissignale verzerrt und an anderer Stelle im System Kosten für den physischen Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage induziert.

Während hier zum einen Grenzpreisregelungen (z. B. eine Nicht-Auszahlung von CfD-Förderungen bei Großhandelspreisen unter null Euro pro Megawattstunde) behelfsmäßig genutzt werden können, schlagen Energieökonom:innen als grundsätzliche Alternative vor, die Zahlungsströme zwischen Anlagenbetreiber:in und Fördergeber:in von der tatsächlichen Energieerzeugung zu entkoppeln. Als Alternativen wurden jüngst z. B. Yardstick-Modelle (Newbery 2023) oder sogenannte Financial CfDs (Schlecht, Maurer und Hirth 2023) vorgeschlagen. In diesen werden über die betriebswirtschaftlichen Lebensdauern der Anlagen, sowie die Marktwerte der Anlagen angemessene Zahlungsvolumina bestimmt, die jedoch in der kurzen Frist nicht von den tatsächlichen Erzeugungsmengen der Anlagen abhängen. Auf diese Art und Weise soll eine Gebotsabgabe gemäß den tatsächlichen Grenzkosten der Anlagen in den kurzfristigen Stromauktionen sichergestellt werden. Da es sich bei diesen Ansätzen um junge Ideen handelt, ist die wissenschaftliche Diskussion dieser Vorschläge, z. B. bezüglich möglicher kontraproduktiver Anreize, jedoch noch nicht weit fortgeschritten.

Schließlich wurde auch die Auswahl von durch CfD förderbaren Technologien und die Anwendung auf Neuanlagen oder auch auf Bestandsanlagen bereits vor Bekanntwerden des Vorschlags der EU-Kommission kontrovers diskutiert - insbesondere auch durch die in Kapitel 2.2 präsentierten Non-Paper. Die Möglichkeit der rückwirkenden Begrenzung der Erlöse von Technologien mit geringen Erzeugungskosten bei mangelnden Potenzialen für wirtschaftliche Neuinvestitionen wurde insbesondere für große Laufwasserkraftwerke und Kernenergie durch das spanische Non-Paper thematisiert. Kritik daran rief insbesondere hervor, dass rückwirkend in die Erlösstruktur bereits erfolgter Investitionen eingegriffen würde. Gleichzeitig liegen die initialen Investitionen in die betroffenen Kraftwerke jedoch meist schon einige Jahrzehnte zurück, sodass auch die Refinanzierung beziehungsweise Abschreibung dieser Anlagen bereits lange erfolgt ist. Insbesondere die Möglichkeit der Förderung der Investitionen in Laufzeitverlängerungen bestehender Kernkraftwerke stellt einen Verhandlungserfolg europäischer Staaten mit entsprechenden Plänen (z. B. Frankreich) dar und ist umstritten.

3.2 Reform des kurzfristigen Stromgroßhandelsmarktes

Gerade zum Zeitpunkt der größten Strompreisausschläge im Jahr 2022 wurden grundlegendere Reformen des kurzfristigen Strommarktdesigns – häufig unter der Zielsetzung einer schnellen Preissenkung – diskutiert. Eine Übersicht über diese Eingriffsmöglichkeiten wurde bereits im eingangs dieses Papiers genannten Papier der Österreichischen Energieagentur (Österreichische Energieagentur 2022) gegeben, weswegen diese damals diskutierten Optionen an dieser Stelle nicht wiederholt werden. Ein zentrales Beispiel einer sehr grundlegenden Reformidee (*Rebuild*) war der griechische Vorschlag aus dem Juli 2022, der eine **Zweiteilung des kurzfristigen Strommarktes** vorschlug. In Abbildung 6 ist die Wirkungsweise der vorgeschlagenen Marktteilung nach diesem Vorschlag schematisch abgebildet.

Im ersten Teil des Großhandelsmarkts werden die grenzkostentechnisch günstigsten Kraftwerke zusammengefasst, das heißt insbesondere erneuerbare Energien, Kernenergie und andere Kraftwerke, die günstig in den Markt bieten. Im zweiten Teil des Großhandelsmarktes wären teurere Kraftwerke, das sind insbesondere thermische Kraftwerke mit den Brennstoffen Kohle, Gas oder Öl zusammengefasst. Außerdem würden flexible Lasten und Speicherkraftwerke, die nicht direkt mit einer erneuerbaren Anlage gekoppelt sind, in diese Kategorie fallen.

Der Aspekt, der den griechischen Vorschlag von anderen CfD-basierten Vorschlägen wie in Kapitel 3.1 unterscheidet ist, dass die Zielpreise der CfDs günstiger Erzeugungstechnologien direkt bei der Berechnung des durch Konsument:innen zu zahlenden Marktpreises miteinbezogen werden. Somit ergibt sich ein günstigerer Preis für die Konsument:innen, der sich näher an den Erzeugungskosten orientiert.

Dieser Vorschlag wurde bereits zu einem frühen Zeitpunkt stark kritisiert. Ein zentraler Grund hierfür liegt in der faktischen Herauslösung günstiger Erzeugungstechnologien aus dem Markt, wodurch zugleich die Attraktivität der Investition in erneuerbare Energien sich stark reduzieren und eine Verzerrung von kurzfristigen Preissignalen eintreten würde. Ferner wäre hierzu auch eine Kategorisierung von Stromgeboten nach Erzeugungstechnologie innerhalb des Stromhandels vonnöten – die Vermarktung eines Gesamtportfolios von Anlagen wäre nur noch zweigeteilt innerhalb der beiden jeweiligen Marktsegmente möglich. Dieser Vorschlag wurde in den letzten Monaten nicht mehr breit rezipiert, wohingegen CfDs als Designelement prominenten Eingang in den schlussendlichen Vorschlag der EU gefunden haben.

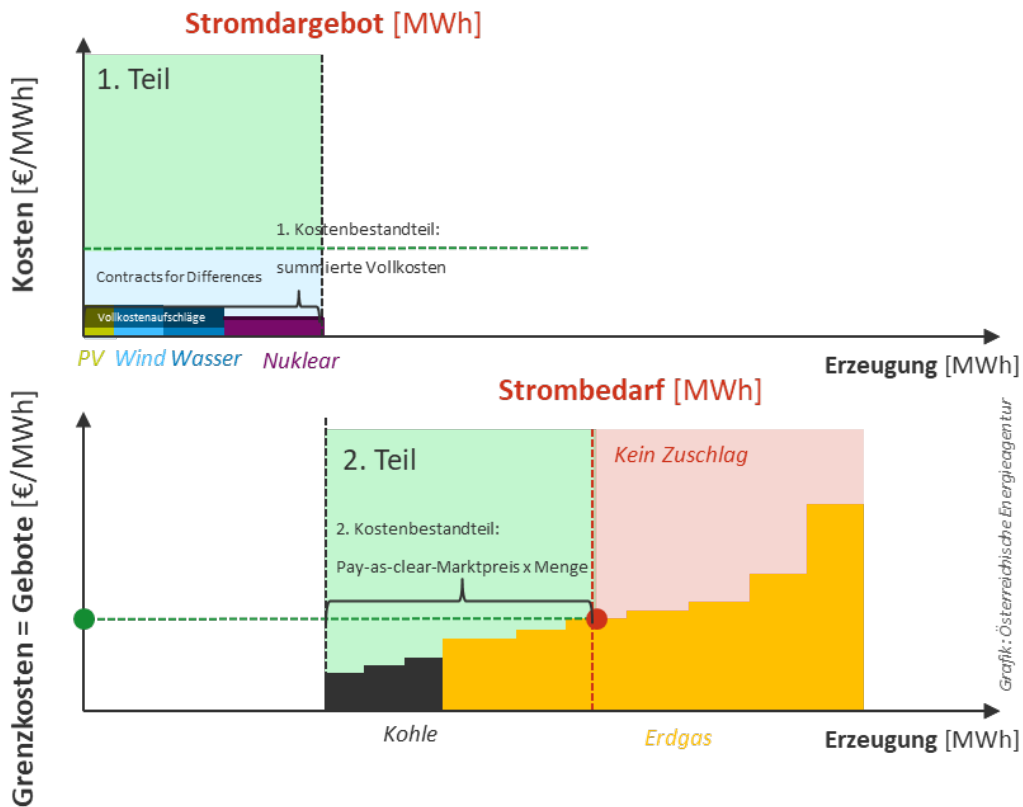


Abbildung 6: Griechischer Vorschlag zur Zweiteilung des Strommarkts

Quelle: Österreichische Energieagentur

Auch der inhärente Aspekt einer Entkopplung des Einsatzes von erneuerbaren Energien von den – geringer werdenden – flexiblen, meist noch fossilen Erzeugungstechnologien des Stromsystems und daraus folgende Ineffizienzen des europäischen Energieeinsatzes sind hierbei kritisch zu betrachten.

Die Kurzfristmärkte haben auch in der Krise ihrer Spezifikation folgend funktioniert – ein Aspekt, der von vielen Expert:innen, die eine **Beibehaltung des aktuellen (Energy-Only-)Marktdesigns** bevorzugen (gemäß der oben genannten Kategorisierung eine *Preserve*-Haltung), herausgestellt wird. Das Energy-Only-Marktdesign setzt im Großen und Ganzen auf kurzfristige, zeitlich fein aufgelöste Stromkontrakte, um die Nachfrage und das Angebot an Strom bestmöglich abzubilden. Es existieren jedoch trotz der üblichen Bezeichnung als „Energy-only-Märkte“ auch Marktsegmente, die bereitgestellte Leistung (und nicht nur Energie) vergüten. Bestes Beispiel hierfür sind komplementäre Systemdienstleistungsmärkte wie die Regelleistungsmärkte, die den physikalischen Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot durch Bereithaltung von kurzfristig flexiblen Kraftwerken sicherstellen.

Das entstehende zeitveränderliche Preissignal des Marktes ist bei der Beibehaltung des aktuellen Marktdesigns das zentrale Steuerungselement für (Re-)Investitionen in Erzeugungsanlagen, Energieeffizienz und Flexibilität auf Angebot- und Nachfrageseite.

Gleichzeitig waren in den letzten Jahren die Preisspitzen im Strommarkt nicht ausreichend, um breite Neuinvestitionen in flexible Kraftwerke oder Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung hervorzurufen. Die zentrale Herausforderung bei der Bewertung der Effizienz des Marktes liegt hierbei in der Kontrastierung der statischen und dynamischen Effizienz des Designs. Das aktuelle Strommarktdesign ist sehr gut geeignet, die statische Effizienz – damit gemeint ist die optimale Ressourcenverteilung in den Kurzfristmärkten – zu gewährleisten. Zur Wahrung der dynamischen Effizienz (der Optimalität der Marktergebnisse über einen langen Zeitraum) – das betrifft insbesondere die Signalwirkung für Kraftwerk- und Netzausbau – sind weitere Verbesserungen notwendig.

Die aktuelle Krise hat insbesondere gezeigt, dass sowohl politische Akteure, als auch Endkund:innen hohe Energiepreise, die durch eine Knappheit von Strom- oder Brennstoffangebot entstehen, nicht so einfach akzeptieren wollen oder können. Der zur Entstehung von zur Refinanzierung notwendigen Knappheitspreisen im Energy-Only-Markt notwendige Mangel an Energieerzeugungsanlagen in einigen Stunden des Jahres, würde von Akteuren außerhalb des Energiemarktes als Ausdruck einer Dysfunktionalität (Einschränkung der Versorgungssicherheit) interpretiert. Ähnliches gilt für temporäre hohe Strompreise aufgrund von marktbeherrschenden Stellungen in Knappheitsphasen. Hier sind Initiativen und Gegenhandlungen durch politische Akteure zu erwarten, die die Sinnhaftigkeit eines Sich-Verlassens auf das Marktdesignelement „hohe Preise“ zur Anreizsetzung für Neuinvestitionen in Kraftwerksleistung im Energy-Only-Markt in Frage stellen. Nicht zuletzt deshalb wurde von manchen Staaten die **verbreitete Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Spitzenlastabdeckung** gefordert. Bereits heute gibt es einige Länder in Europa, die auf nationaler Ebene zusätzliche Kapazitätsmechanismen oder strategische Reserven zur Sicherstellung ausreichender Kraftwerksleistungen betreiben. Daher handelt es sich beim *gesamteuropäischen* Strommarkt bereits heute nicht um einen reinen Energy-Only-Markt. Die Diskussion über die Sinnhaftigkeit von zusätzlichen Kapazitätsmechanismen wird dabei bereits seit mehr als zehn Jahren kontrovers geführt, ohne dass bislang eine europäische Einigkeit erzielt werden konnte. Die Debatte war hierbei lange von den zum heutigen Niveau vergleichsweise niedrigen Strompreisen geprägt, die keine ausreichenden Margen zur Refinanzierung neuer Spitzenlastkraftwerke bieten konnten. Unabhängig vom sich einstellenden Preisniveau liegt hierbei nahe, dass das bislang unkoordinierte Vorgehen der EU-Länder zu länderübergreifend betrachtet suboptimalen Kapazitäts- und Kostenverteilungseffekten führt.

Allgemein ist die **bessere Abbildung der Nachfrageseite des Marktes** durch die Marktteilnehmer in der aktuellen Diskussion um das Strommarktdesign – welche sich in sehr vielen Diskussionen um die Angebotsseite des Marktes dreht – ein meist vernachlässigtes Thema. Viele Energieabnehmer:innen, sowohl in der Industrie als auch bei den Haushalten, haben nicht-unterbrechbare Tarife häufig auf Fixpreisbasis abgeschlossen. Die Energieversorger müssen diese Nachfragepositionen im Kurzfristhandel beschaffen, insofern sie keine langfristigen physischen Stromlieferungen beziehen oder diese durch Eigenerzeugung bedienen können. Dies führt in den Day-Ahead-Gebotskurven zu hohen inflexiblen Nachfrageanteilen, die zu einem durch Marktregeln vorgegebenen maximalen Reservationspreis (momentan 4.000 Euro pro Megawattstunde, also 4 Euro pro Kilowattstunde, in

der Day-Ahead-Auktion der EPEXSPOT) beschafft werden. Die bessere Abbildung der tatsächlichen Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite des Marktes im Kurzfristhandel ist daher eine naheliegende Ergänzung des Strommarktdesigns. Ansatzpunkte hierfür könnten eine direktere Anbindung großer Verbraucher und flexibler Lastanteile an den Großhandel liefern, z. B. durch eine größere Verbreitung zeitvariabler oder unterbrechbarer Tarife.

Ein weiterer Aspekt, der sich im Kontext verschiedener diskutierter Maßnahmen in den letzten Monaten gezeigt hat, jedoch nicht als eigenständiger Reformvorschlag geäußert wurde, ist die Möglichkeit einer verpflichtenden **Einführung blockscharfer oder zumindest technologiescharfer Gebote**. In den meisten zentraleuropäischen Ländern sind Gebote des Strommarktes nicht an eine konkrete physische Erzeugungsanlage oder -technologie gebunden, sondern es kann durchgängig portfolioübergreifend gehandelt werden. Dies ermöglicht Unternehmen die leichtere gemeinsame Vermarktung zusammenhängender Assets (z. B. aller stromproduzierenden KWK-Anlagen, die gleichzeitig auch Fernwärme in einem zusammenhängenden Wärmenetz bereitstellen), verringert gleichzeitig jedoch auch die Transparenz abgegebener Gebote. In manchen Ländern Südeuropas sind daher auch blockscharfe beziehungsweise technologiespezifische Gebote durch die nationale Energiemarktgesetzgebung vorgesehen (im Beispiel Spanien in Artikel 8 der nationalen Elektrizitätsverordnung (Ministerio de Industria y Energía 1997)).

Dies wurde insbesondere in der Diskussion um die Umsetzung der inframarginalen Erlösabschöpfung in der EU-Notfallverordnung (Rat der Europäischen Union 2022) deutlich, da die Zuweisung von gehandelten Kontrakten zu einzelnen Erzeugungstechnologien nur durch die Bilanzierung der Energieunternehmen selbst vorgenommen werden konnte. Auch die oben genannte Umsetzung des griechischen Vorschlags oder andere diskutierte kurzfristige Reformvorschläge wie das sogenannte EUPHEMIA-Modell implizieren eine Identifizierbarkeit von Erzeugungsanlagen anhand von Technologie-Bezeichnern (Tags). Eine Beschreibung dieses Vorschlags ist zu finden unter Österreichische Energieagentur 2022, für allgemeine Informationen zum europäischen Marktkopplungsalgorithmus siehe Österreichische Energieagentur 2020.

Diese Identifizierbarkeit ist im aktuellen System nicht gegeben. Die Einführung dieser Bezeichner würde die portfolioübergreifenden Handelsmöglichkeiten von Unternehmen einschränken, gleichzeitig jedoch die Transparenz der Identität kurzfristig vermarkteter Kraftwerkskapazitäten und der gebotenen Technologien in der kurzfristigen Angebotskurve des Marktes deutlich erhöhen. Insbesondere mit Bezug auf Gebotsstrategien von Energiespeichern stehen Außenstehenden und Aufsichtsbehörden bislang nur sehr eingeschränkte Informationen zur Verfügung. Die mangelnde Interpretierbarkeit der zugrundeliegenden Gebote erschwert daher beispielsweise den Nachweis von Marktmanipulationen erheblich.

Der technische Umsetzungsaufwand wäre vermutlich begrenzt. Diese Möglichkeit ist allerdings aufgrund der weitreichenden Implikationen für den Handel wohl als grundlegendere *Rebuild*-Maßnahme einzuordnen.

Die Optionen von **Flexibilitätsunterstützungsmaßnahmen und Nachfragereduktionsprodukten** (als freiwillige Zusatzmaßnahmen zum bestehenden Strommarktdesign jeweils als *Repair*-Initiative

einzuordnen), sollen die die bislang ungenutzten Flexibilitätspotenziale von Großverbrauchern auf der Nachfrageseite des Strommarktes besser abbilden. Dies könnte als Anreiz wirken, damit zukünftig die Produktion in Industrieunternehmen frühzeitig vermehrt dahin verschoben wird, wenn mehr Energie von Erneuerbaren zur Verfügung steht.

Während die grundsätzliche Idee der Schaffung eines flexibleren Marktumfeldes allgemein positiv aufgenommen wird, herrscht bezüglich der Notwendigkeit dieser zusätzlichen Anreizsysteme Uneinigkeit, da solche preisgetriebenen Anreize zur zeitlichen Nachfrageverlagerung auch im bestehenden Kurzfristmarktdesign per Definition bereits vorhanden sind. Gegen dieses grundsätzliche Argument scheint jedoch der aktuell weiterhin schleppende Ausbau entsprechender Technologien (z. B. neben Demand Response auch von Speichertechnologien) trotz bestehender hoher Preisdifferenzen in den kurzfristigen Strommärkten zu sprechen.

Auch hier zeigt sich eine Diskrepanz zwischen der statischen und dynamischen Effizienz des aktuellen Marktdesigns: Durch den Zeitverzug zwischen der Investitionsentscheidung und die Nutzbarkeit der geschaffenen Kapazitäten führen aktuelle Investitionssignale erst mit signifikanter Verzögerung zu einer Anpassung von Preisen und Marktgleichgewichten. Hierdurch entstehen enorme Unsicherheiten bezüglich des zu erwartenden Marktumfeldes, sowie der Rentabilität einer getätigten Investition. Gezielte Unterstützungsmechanismen wie Kapazitätsauktionen können initial zur Identifikation und Nutzung von Potenzialen beitragen, aber auch zum Aufbau von Überkapazitäten führen.

Schließlich ist auch eine leichtere **Verständlichkeit** und größere **Einheitlichkeit von Marktregeln** ein weiteres Potenzial, welches das effizientere Management des europäischen Stromhandels unterstützen könnte. Der europäische Stromhandel zeichnet sich durch eine hohe Komplexität aus – dies äußert sich beispielsweise in vielen handelbaren Blockprodukten, nationalen Sonderregeln, sowie einer methodisch komplexen Kopplung der europäischen Marktzone durch den Algorithmus EUPHEMIA (z. B. die lastflussbasierte Marktkopplung, „Flow-Based Market Coupling“). Diese Komplexität trägt, neben monetären Markteintrittsbarrieren wie Marktzugangsgebühren oder anderen Transaktionskosten, dazu bei, dass kleinere Marktteilnehmer nicht selbstständig im kurzfristigen und langfristigen Märkten agieren, sondern langfristige Bezugsverträge mit größeren Unternehmen außerhalb des Börsenhandels eingehen.

3.3 Reform des langfristigen Stromgroßhandelsmarktes

Es hat sich zunehmend auch ein Problembewusstsein bezüglich mangelnder langfristiger Absicherungsgeschäfte entwickelt, wie bereits in Kapitel 2.3 beschrieben. Ein Mangel an langfristiger Absicherung hat für belieferte Konsument:innen eine große Abhängigkeit von kurzfristigen Preisbewegungen zur Folge. Eine höhere Liquidität des langfristigen Stromhandels hätte folglich langfristig im Schnitt nicht niedrigere, aber geringere Schwankungen der durch Konsument:innen zu zahlenden Strompreise zur Folge. Diese grundlegende Feststellung gleicher resultierender Preisniveaus bezieht sich allerdings nicht auf den Aspekt von Fixpreisbindungen auf der Endabnahmeseite und damit verbundenen Risikoprämien: Bei Garantie eines fixen Abnahmepreises

für Verbraucher:innen führen langfristige Preisabsicherungsmaßnahmen auf Beschaffungsseite zu niedrigeren Risikoprämien für die Abnehmer:innen. Insofern kann eine langfristige Absicherung auch preissenkend, da risikoprämienminimierend wirken.

Im Zuge der Konsultationsphase wurde durch südeuropäische Staaten die stärkere staatliche Kontrolle angemessener Preisabsicherungsstrategien (insbesondere im portugiesischen Non-Paper), bis hin zu einer (z. B. prozentualen) **Mindestvorgabe für preislich abzusichernde Handelsmengen** angemahnt. Im schlussendlichen Vorschlag der europäischen Kommission wurde die Definition einer „angemessenen“ Hedging-Strategie den nationalen Aufsichtsbehörden überlassen – die Interpretation dieser Vorgabe kann folglich national in unterschiedlichem Detailgrad und Strenge erfolgen. Explizit genannt wird das Recht von Mitgliedsstaaten, einen Anteil der Abdeckung des Preisrisikos über PPAs vorzuschreiben, solange hierdurch das europäische Wettbewerbsrecht eingehalten wird.

Eine **striktere Vorgabe von Hedging-Strategien** durch zentrale staatliche Stellen ist generell als starke ordnungspolitische Einschränkung einzustufen. Der regelmäßige Zukauf von Energie hat direkte Auswirkungen auf die Beschaffungskosten – für die beschafften Energiemengen werden aktuelle Preisniveaus fixiert. Im Gegenzug wird eine grundlegende Nachfrage nach langfristiger Absicherung geschaffen, die zu einer besseren Liquidität der Langfristmärkte führen soll. Auch eine weichere Auslegung, z. B. lediglich die Vorgabe eines standardisierten Reportings durch nationale Aufsichtsbehörden gibt Strukturen vor (was genau zählt alles als Hedging?), die sich in der Zukunft aufgrund neuer Produkte oder Optionen als zu einschränkend herausstellen könnten.

Die grundsätzliche Idee einer **Schaffung von Leitmärkten mit hoher Liquidität**, wie sie durch ACER in Form der Schaffung von **Virtual Hubs** vorgeschlagen wurde, wird grundsätzlich nur von wenigen Seiten abgelehnt. Konsens ist jedoch, dass auch eine ausreichende überbleibende Liquidität der Kurzfristmärkte zur Findung sinnvoller Strompreise und eines sinnvollen Marktergebnisses gewünscht ist. Der konkret durch ACER vorgebrachte Vorschlag von Virtual Hubs hatte in der Diskussion durch Netzbetreiber, Marktteilnehmer:innen und Marktbetreiber jedoch bislang große Skepsis ausgelöst. Dies wurde prototypisch im Präsentationsworkshop des Vorschlags durch ACER am 13. März 2023 deutlich, in welchem teils sehr deutliche Kritik an diesem Vorstoß geäußert wurde. Ein im Zuge des Stakeholder-Feedbacks eingeladenener Kommentator der europäischen Händlervereinigung EFET bezeichnete den Vorschlag als „Revolution“, dem eine „Evolution“ des bestehenden Handels vorzuziehen sei (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2023).

Ein grundlegendes Argument gegen die Schaffung neuer regionaler Hubs ist hierbei insbesondere das anscheinend fehlende Interesse der Marktteilnehmer – die Möglichkeit der Aufsetzung eines mehrere Grenzen überschreitenden Produkts durch Strommarktbetreiber war schon zuvor gegeben. Auch der parallele Erwerb von Übertragungsrechten und ausländischen Terminprodukten war bisher schon üblich, wodurch sich der deutsche Future bereits als liquider Handlungspunkt für Zentraleuropa – und somit als eine Art inoffizieller Hub – etabliert hat. Die drohende Aufspaltung der deutschen

Gebotszone könnte die Liquidität dieses inoffiziellen Hubs zukünftig jedoch mindern, wodurch die Attraktivität eines regionalen Hubs deutlich ansteigen würde.

Ginge die heutige Liquidität der deutschen Strompreiszone vollumfänglich auf den Hub über oder verbliebe sämtliche Liquidität in den bestehenden Strompreiszonen, wären die Auswirkungen einer solchen Reform für Marktteilnehmer der österreichischen Gebotszone mutmaßlich begrenzt. Ergäbe sich eine Aufteilung der Liquidität zwischen deutscher Gebotszone und dem neuen Hub würde sich das potenziell negativ auf die vorhandene Marktliquidität und somit auch auf österreichische Marktteilnehmer auswirken.

Die letztgenannte Reformoption greift zwar im Großen und Ganzen bestehende Elemente des Marktdesigns auf, hätte durch mögliche grundlegende Veränderungen der Marktstruktur jedoch den Charakter eines grundlegenden Umbaus (*Rebuild*) des Marktdesigns. Die anderen vorgenannten Maßnahmen, obwohl potenziell folgenreich, würden bestehende Marktdesignelemente unberührt lassen und sind daher eher als *Repair*-Maßnahmen zu bewerten. Analog zur Diskussion um das kurzfristige Marktdesign gibt es auch Stimmen, die sich für eine komplette Beibehaltung der aktuellen Marktausgestaltung aussprechen und keine Veränderung der langfristigen Absicherungsmittel des Marktes anstreben (*Preserve*).

3.4 Weitere Handlungsfelder jenseits des Großhandels

Neben gezielten Reformen von kurzfristigen und langfristigen Großhandelsmärkten gibt es zahlreiche weitere Faktoren, die zur Umsetzung eines möglichst kostengünstigen, effektiven und konsumentenfreundlichen Marktdesigns beitragen können. Abgesehen von den im EU-Proposal adressierten Punkten wie einer **Stärkung von Konsumentenrechten** und **Preisabfederungsmechanismen im Endkundenhandel** soll dieser Abschnitt vor allem einen Überblick über Aspekte geben, die nicht bereits in Kapitel 2.3 adressiert wurden, das heißt keine beziehungsweise keine übergeordnete Rolle im Gesetzesvorschlag spielen.

Beim weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien sind nicht nur Investitionskosten und Förderungen relevante Stellschrauben, sondern auch die **Schaffung günstigerer administrativer Rahmenbedingungen**. Hier sind insbesondere die Beschleunigung von lokalen Genehmigungsverfahren und die Erleichterung von Verfahren des Netzausbaus als wichtige Hebel zu nennen. Da diese administrativen Prozesse in der Hand der EU-Staaten liegen, waren zusätzliche gesetzliche Vorgaben der EU im Vorfeld der Reform nicht erwartet worden. Dennoch existieren auch in der europäischen Zusammenarbeit weitere Möglichkeiten, den Erneuerbaren-Ausbau weiter voranzutreiben. So könnte eine Erleichterung beziehungsweise ein Streamlining des Zugangs zu Kompensationsmitteln für den zur Integration von erneuerbaren Energien notwendigen Netzausbaus die Zahl beziehungsweise Dauer juristischer Auseinandersetzungen verringern.

Eine weitere Möglichkeit wären europäische (oder nationale) Solidaritätsmechanismen, da die Kosten des Netzausbaus im Allgemeinen den lokalen Konsument:innen vor Ort aufgebürdet werden. Das benachteiligt Konsument:innen in Stromtransitländern und -regionen beziehungsweise in

erneuerbaren Ausbauregionen strukturell, und das wiederum senkt die Akzeptanz des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Netzen.

Schließlich ist auch der Mangel an Fachkräften, z. B. für Netz- und Erneuerbaren-Ausbau ein großes europaweites Hindernis. Mit EU-weit koordinierten Ausbildungs- und Schulungsprogrammen sowie einer erleichterten europaweiten Mobilität von Facharbeiter:innen könnten vorhandene Ressourcen vergrößert und effizienter verteilt werden.

Ein weiteres Handlungsfeld stellen Maßnahmen zur **Erzielung einer besseren Markttransparenz** dar. Neben der oben genannten Dimension zusätzlicher zu übermittelnder Informationen bei der Abgabe von Geboten in Strommärkten, z. B. im Sinne von blockscharfen Geboten, gibt es auch bei den bereits vorhandenen Marktinformationen noch signifikante Potenziale zur Erhöhung der Transparenz. So werden Transparenzdaten durch verschiedene Akteure des Energiemarktes (z. B. Marktbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Single Allocation-Plattformen) bislang dezentral und in Teilen nur entgeltlich auf verschiedenen Plattformen und in verschiedenen Formaten zur Verfügung gestellt.

Die Umsetzung einer umfassenden transparenten und nicht-entgeltlichen Veröffentlichung von Daten für die europäische Marktintegrität für Marktakteure und Forschung in Übereinstimmung mit der Transparenzrichtlinie REMIT, ist durch sogenannte unabhängige Informationsplattformen (IIPs) vorgesehen. Die Umsetzung dieser Plattformen ist dezentral, das heißt z. B. in nationalen Kontexten geplant. Eine zentrale Datenzugangsplattform ist nicht vorgesehen – die EU-Agentur ACER veröffentlicht jedoch in regelmäßigen Abständen zusammenfassende Marktberichte und einzelne Statistiken. Eine umfassende Transparenz, die gerade auch kleineren Marktteilnehmer:innen den möglichst barrierearmen Zugang zu relevanten Marktinformationen erleichtern soll, ist daher bislang nicht gewährleistet.

Schließlich ist auch eine **Fortsetzung der europäischen Kooperation im Bereich der Gasversorgung** ein wichtiges Handlungsfeld, welches starke Auswirkungen auf den Stromsektor hat. Durch eine Fortsetzung des koordinierten Gaseinkaufs und eine abgestimmte Gasspeicherbefüllung zwischen den EU-Staaten in den kommenden Jahren können so weitere gaspreisgetriebene Strompreisspitzen in den kommenden Sommern limitiert werden – und damit die Notwendigkeit weiterer krisenbedingter Preissenkungsmechanismen im Stromgroßhandel deutlich verringern.

4 Analyse

Auf Basis der in Kapitel 3 diskutierten Ausgestaltungsoptionen des Strommarktdesigns lassen sich einige Handlungsfelder ableiten, in denen die aktuell vorgeschlagene Strommarktreform bereits aktiv langfristige Änderungen in der Dynamik der Energiemärkte bewirkt. Hierzu gehört insbesondere die Reform des Fördersystems erneuerbarer Energien mithilfe von CfDs. Dadurch wird eine langfristige Einbindung neuer Anlagen in das Energiesystem auf Vollkostenbasis sichergestellt und gleichzeitig die Wertschöpfung durch diese Anlage den Stromkunden in Teilen zurückerstattet. Die Steigerung der Attraktivität von langfristigen Absicherungsgeschäften durch eine attraktivere Gestaltung von PPAs erscheint hierbei sinnvoll. Die Möglichkeit der Kombination von Förderungen wie CfDs mit einer Vermarktung aus PPAs oder anderen marktbasieren Handelsgeschäften schafft hierbei neue Optionen des Risikomanagements für Anlagenbetreiber:innen.

In einem Energiesystem, in dem der Anteil erneuerbarer Anlagen stark zunimmt, ist die Absicherung von Reinvestitionen in neue Erzeugungskapazitäten gemäß der Energy-Only-Marktlogik zunehmend herausfordernd, wenn hohe Preisspitzen eine niedrige Akzeptanz durch Endkund:innen erfahren. Der zunehmende Fokus auf die Verfügbarkeit und Förderung flexibler Technologien, der durch den vorliegenden Reformvorschlag verfolgt wird, ist daher ebenfalls nachvollziehbar. Eine Komplementierung des Marktes durch einen europaweit einheitlichen, verpflichtenden Kapazitätsmechanismus ist jedoch weder bei Flexibilitätsoptionen, noch bei Spitzenlastkraftwerken vorgesehen. Sollten auch nur geringe Investitionen in diese Technologien die Folge sein, sind hohe Preisvolatilitäten und steigende Strompreisspitzen auch in der Zukunft wahrscheinlich – unabhängig von der Verfügbarkeit von Erdgas oder anderen fossilen Brennstoffen.

Der aktuell vorliegende Vorschlag kann und sollte somit als punktuelle Weiterentwicklung, jedoch nicht als grundlegender Umbruch des Strommarktdesigns interpretiert werden. Als solcher offenbart der Vorschlag blinde Flecken, die durch die aktuelle Version der Reform noch nicht umfassend adressiert werden.

Bezüglich einer stärkeren Teilhabe an Power Purchase Agreements gibt es zwar Ansätze im Vorschlag, jedoch mit einem starken Fokus auf produzierende Unternehmen und Energieversorger als primär angesprochene Zielgruppe. Eine leichtere direkte Teilhabe an PPAs für Energiekund:innen und Bürger:innen an bislang häufig privatwirtschaftlich organisierten erneuerbaren Projekten könnte hier sowohl für stabilere Endkund:innenpreise, als auch für gesicherte Liquidität sorgen. Mögliche Beispiele dazu sind Energiegemeinschaften oder die Beteiligung von Gemeinden an erneuerbaren Ausbauprojekten. Auch der EU-weit vereinfachte Zugang zu Kompensationsmitteln für betroffene Bürger:innen beim Netzausbau wäre ein hilfreiches Instrument zur Reduktion von Widerständen gegen Ausbauprojekte von Erneuerbaren und Netzen. Beide Maßnahmen könnten in Kombination einen Abbau von Not-in-my-backyard (NIMBY)-Haltungen in der Bevölkerung begünstigen.

Auch der vereinfachte Zugang zum Großhandelsmarkt für kleinere Anbieter könnte hinsichtlich der Liquiditätssteigerung und Aussagekraft von Großhandelsergebnissen vorteilhaft sein. Mögliche Schritte bestehen hierbei in der aktiven Überwachung von Transaktions- und Verwaltungskosten großer Strombörsen, ohne die kein Zugang zu diesen Märkten möglich ist. Viele Marktplätze sind als digitale Plattformen national in dominierenden, teils monopolistischen Positionen, sodass Gebühren für die Marktteilnahme und IT-Anbindung verpflichtende Marktzugangskosten darstellen. Weitere Markteintrittsbarrieren könnten in der wahrgenommenen und tatsächlichen Komplexität des Marktes und der teils schwierigen Interpretation von Marktergebnissen begründet sein. Damit könnte hier auch weitere Vereinfachung des Marktdesigns (z. B. die Abschaffung nationaler Sonderregeln und kritisches Monitoring des Nutzens komplexer Marktelemente wie Blockgebote) einen positiven Einfluss haben.

Schließlich ist in diesem Kontext ein höheres Augenmerk auf die Transparenz des Marktes zielführend. Zwar existieren bereits zahlreiche Portale, auf denen Marktergebnisse, Anlagenlisten und Erzeugungsmengen eingesehen werden können, die sinnvolle Kombination dieser Informationen in stimmige Entscheidungsgrundlagen für Marktakteure und Regulatoren ist jedoch hochanspruchsvoll. Soll eine echte Transparenz und nicht nur eine Scheintransparenz gewährleistet sein, müssen Informationen nicht nur verfügbar, sondern auch auffindbar sein. Sinnvolle Schritte zur Verbesserung wären ein formattechnisch standardisierter One-Stop-Shop für Transparenzdaten (anstatt verschiedene Plattformen von Übertragungsnetzbetreibern wie Entso-E, Single Allocation Plattformen wie JAO ...), sowie der Ausbau von Dashboards mit Schlüsselindikatoren zur Information von Marktteilnehmer:innen. Ferner sollte ein konsolidiertes Rechtsdokumentportal (ergänzend zu EUR-LEX oder darin integriert) für auf EU-Verordnungen basierende rechtsverbindliche Energiemarktdokumente geschaffen werden, um letztgültige Dokumentversionen (z. B. für Deliverables der CACM-Verordnung) leichter auffindbar und lesbar zu gestalten. Viele weiterhin gültige Empfehlungen der Österreichischen Energieagentur zur Verbesserung der Markttransparenz können in einer [Studie](#) für Oesterreichs Energie aus dem Jahr 2020 nachgelesen werden.

Langfristig sollten weitere Änderungen, passend zu einem europäischen Strommarkt mit einem zu 100 % erneuerbaren Erzeugungsmix nach 2030 erwogen werden. Hierzu sollten geeignetere Ansätze zur besseren Integration von Kapitalkosten in die Vergütung von Neuinvestitionen gefunden werden. Als Beispiel dienen hier die CfDs für Neuanlagen. Hier sind solche Kapitalkostenvergütungen für manche erneuerbaren Technologien und Kernkraft vorgesehen. Eine weitere Fokussierung auf Preissignale des Energy-Only-Marktes sollte aufgrund der Lektionen der aktuellen Energiepreiskrise bezüglich der Akzeptanz und Auswirkungen von Hochpreisphasen kritisch hinterfragt werden.

Diese Diskussion und Entscheidungsfindung für das Marktdesign nach 2030 muss angesichts langwieriger Umsetzungsfristen von strukturellen Reformen schon jetzt gestartet werden – denn kein Markt kann langfristig gut funktionieren, wenn die regulatorische Zukunft unbekannt ist.

5 Reflexion: „If it ain't broke, don't fix it?“

In diesem Papier wurden die diskutierten und schlussendlich durch die EU vorgeschlagenen Elemente einer Strommarktdesignreform analysiert und eingeordnet. Dabei wurden insbesondere auch Reformoptionen identifiziert, welche vom aktuellen Vorschlag nicht umfasst sind.

Gleichzeitig wurden die vorgeschlagenen Optionen vor dem Hintergrund ihrer Intensitätsgrade in drei Kategorien (*Rebuild, Repair, Preserve*) unterteilt – die grundlegende Haltung bezüglich der Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit umfassender Reformen des Strommarktes differiert stark. In den letzten Monaten ließ sich insbesondere in den zentraleuropäischen Mitgliedsstaaten und von Energieökonom:innen des deutschsprachigen Raums eine große Zurückhaltung bezüglich Änderungen des Strommarktdesigns beobachten.

Diese Zurückhaltung basiert auf einer Reihe nachvollziehbarer Argumente. Die grundlegenden Mechanismen der Strommarktgestaltung haben auch im Krisenjahr 2022 eine kurzfristig effiziente Nutzung des knappen verfügbaren Energieangebots ermöglicht. Trotz anderweitiger Befürchtungen wurde zu jedem Zeitpunkt ein Marktergebnis gefunden, kontrollierte Knappheitsbedingte Zwangsabschaltungen konnten vermieden werden. Die entstandenen Marktpreise haben zugrundeliegende Preise anderer Märkte reflektiert und durch die resultierenden hohen Strompreise waren auch Investitionsanreize in Energieeffizienz und den Ausbau von erneuerbaren Energien so groß wie nie zuvor. Kurz gesagt: So kontrovers die Verteilungseffekte dieses Systems sind, die Preisfindung nach dem „Merit-Order-Modell“ hat grundsätzlich auch unter großem Stress funktioniert. Im Gegensatz zum Gasmarkt, in dem ein staatlicher Akteur durch die politisch motivierte Zurückhaltung von Liefermengen und die Verweigerung der saisonalen Einspeicherung in Gasspeichern den Gesamtmarkt in Schieflage brachte, ist es im Strom-Großhandelsmarkt (trotz der Auswirkungen hoher Preise von Brennstoffen auf die Stromproduktionskosten aus Kohle, Öl, Erdgas) zu keinem Marktversagen gekommen.

Es ist hierbei zu beachten, dass das oft zitierte „Merit-Order-Modell“ keine willkürlich vorgeschriebene Regel zur Preisfindung bezeichnet, sondern ein auf Energiemärkte zugeschnittenes, Standardmodell zur Beschreibung der Grenzpreisfindung in Märkten darstellt. Preise homogener Güter ergeben sich aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve, das heißt, der Preis ergibt sich aus der Kombination von Handelsgeboten, an dem alle Nachfragenden des Marktes mindestens zu viel zu zahlen bereit sind, wie die Anbietenden des Marktes mindestens Erlösen wollen (ökonomisches Gleichgewicht). Dies heißt jedoch nicht, dass das gewählte Marktdesign (z. B. die Wahl von „pay-as-cleared“ als Zuschlagsregel für die europäischen Stromhandelsplätze) keinen Einfluss auf das realisierte Ergebnis des Marktes hat.

Ein weiterer Blick über die Organisation und die Effizienz der kurzfristigen Strommärkte hinaus offenbart jedoch, dass aus den Ergebnissen des Marktes eine Vielzahl von Problemen resultieren, die die gesamtwirtschaftliche Effizienz zumindest in Zweifel ziehen. So wurden in der Energiekrise Milliarden Euro aus Steuermitteln in europaweit unkoordinierten nationalen Krisenmaßnahmen zur Dämpfung negativer Preiseffekte eingesetzt. Dies war eine direkte Folge daraus, dass die Endverbraucher:innen in der Krisenzeit nur als Preisnehmer:innen agieren konnten – die einzige Alternative war die Reduktion des Konsums eines in der heutigen Zeit zur Teilnahme an der modernen Gesellschaft essenziellen Gutes. Viele Haushalte konnten und können ihre Rechnung trotz signifikanter Stromeinsparungen nicht mehr bezahlen. Durch eine verzögerte Verrechnung der Preise (z. B. aufgrund zuvor abgeschlossener Fixpreistarife) setzt sich dieser Effekt trotz gesunkener Großhandelspreise an den Endkundenmärkten bis heute weiter fort. Dies deutet insbesondere darauf hin, dass die Nachfrageseite des Marktes von den kurzfristigen Großhandelsmärkten in verschiedenen Dimensionen (z. B. zeitliche Verzögerungswirkung, Mangel an flexiblen Preissignalen, fehlende Berücksichtigung dauerhafter Zahlungsbereitschaften von Endkund:innen) nur unzureichend abgebildet wird. Es ist daher zumindest fraglich, ob der momentane enorme gesamtwirtschaftliche Inflationsschock durch bestehende Marktstrukturen so gering wie möglich gehalten wurde.

Neben den bereits skizzierten negativen Effekten für Haushalte liegt daher außerdem nahe, dass energieintensive Industrien nach Möglichkeit ihren Standort aus der EU heraus verlagern werden oder die Produktion auf Dauer einstellen, wenn eine Wiederholung von Preismustern der aktuellen Krise als wahrscheinlich betrachtet wird. Sehr hohe temporäre Preisniveaus sind im aktuellen Marktdesign jedoch faktisch „Part of the Deal“. Das Konzept der Knappheitspreise, also zeitweise sehr hoher Strompreise soll Investitionsanreize in neue Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise zur Verlagerung von Nachfrage in Zeiten mit hohem Angebot von Erneuerbaren setzen. Als Absicherung von Endkundertarifen gegen die Auswirkungen dieser temporären Preisspitzen wäre ein liquider EU-weiter Terminmarkt ein wichtiger Faktor – dieser besteht jedoch in weiten Teilen Europas momentan nicht.

Auch die dynamische Effizienz des Marktes, insbesondere der Aspekt der Anreizsetzung in Investitionen durch Preissignale, scheint in der Praxis geringer zu sein als durch die ökonomische Theorie nahegelegt. Trotz enormer Preisdifferentiale und einer gestiegenen Volatilität der Marktpreise scheinen Investitionsanreize in Flexibilität nur unzureichend gewährleistet zu sein. Als Reaktion sind im aktuellen EU-Reformvorschlag neue freiwillige Kapazitätsmechanismen für Speicher und flexible Nachfrage, sowie Spitzenlast enthalten, um die Investitionsunsicherheit in diese Technologien zu senken. Das soll auch einen zeitigen Zubau dieser Technologien, die in einem erneuerbar dominierten System voraussichtlich schnell an Wichtigkeit gewinnen werden, gewährleisten. Ob eine freiwillige Anwendung dieser Maßnahmen durch die Mitgliedsstaaten der EU zu gesamtwirtschaftlich optimalen Ergebnissen führen kann, ist fraglich – denn der Strommarkt ist kein nationaler Markt.

Die aktuelle Krise hat gezeigt, dass auch in einem etablierten System unerwartete Effekte eintreten können und nicht jede theoretisch nachweisbare Eigenschaft von Märkten sich auch zeitnah im Verhalten von Marktteilnehmer:innen und den Ergebnissen des Marktes widerspiegelt. Die aktuelle Krise und die sie begleitende politische und ökonomische Diskussion hat die Notwendigkeit aufgezeigt, ein ganzheitlicheres Verständnis für das Zusammenspiel der Energiemärkte und ihrer Akteure zu entwickeln. Die aktuelle Reform des EU-Strommarktes wird zur Sicherstellung der langfristigen „Fitness-for-Purpose“ nicht die letzte gewesen sein.

6 Literatur

- Bundesministerin für Klimaschutz. „498. Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie über die Bestimmung des Erneuerbaren-Förderbeitrags für das Kalenderjahr 2023 (Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung 2023).“ 27. Dezember 2022.
https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_498/BGBLA_2022_II_498.html (Zugriff am 4. April 2023).
- „Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Gewährung von Marktprämien nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz für die Jahre 2022 und 2023 (EAG-Marktprämienverordnung 2022 – EAG-MPV 2022).“ 4. Oktober 2022.
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029> (Zugriff am 21. März 2023).
- EEX AG | EPEXSPOT SE. „Investing ourselves out of the energy crisis with market-oriented solutions.“ *Recommendations for a sound long-term EU Electricity Market Design reform*. 21. Dezember 2022. https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/20221221_EEX-EPEX_Policy_Paper_%20Market_Design_EPEX_final_0.pdf (Zugriff am 7. März 2023).
- EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). „ACER Policy Paper on the Further Development of the EU Electricity Forward Market.“ Februar 2023.
https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/Electricity_Forward_Market_PolicyPaper.pdf (Zugriff am 16. März 2023).
- „ACER workshop on the further development of the EU electricity forward market.“ 13. März 2023. <https://www.youtube.com/watch?v=Zc5xOg-Rg2U> (Zugriff am 22. März 2023).
- „ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.“ April 2022.
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf (Zugriff am 3. März 2023).
- EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators. „Decision No. 11/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.“ 8. August 2022.
<https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf> (Zugriff am 16. März 2023).
- Europäische Kommission. „2023/007 Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council.“ *amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design*. 14. März

2023. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_148_1_EN_ACT_part1_v6.pdf (Zugriff am 14. März 2023).

—. „2023/0076 Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council.“ *amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union’s protection against market manipulation in the wholesale energy market*. 14. März 2023. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_147_1_EN_ACT_part1_v5.pdf (Zugriff am 14. März 2023).

—. *REPowerEU: erschwingliche, sichere und nachhaltige Energie für Europa*. 17. Mai 2022. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowerEU-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de#finanzierung-von-repowerEU (Zugriff am 3. März 2023).

Europarat. „Council Regulation (EU) 2022/2578 of 22 December 2022 establishing a market correction mechanism to protect Union citizens and the economy against excessively high prices.“ 22. Dezember 2022. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?toc=OJ%3AL%3A2022%3A335%3ATOC&uri=uriserv%3AOJ.L_.2022.335.01.0045.01.ENG (Zugriff am 20. März 2023).

European Court of Auditors. „Special Report 03/2023: Internal electricity market integration.“ *Complex legal architecture, delays, weaknesses in governance and incomplete market surveillance hamper full achievement of the ambitious objective*. 31. Jänner 2023. https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR23_03/SR_Energy_Union_EN.pdf (Zugriff am 7. März 2023).

European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E). *Entso-E Transparency Platform*. 2023. <https://transparency.entsoe.eu/> (Zugriff am 2. März 2023).

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). „ACER Market Monitoring Report 2020 – Electricity Wholesale Market Volume.“ 12. Jänner 2022. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf (Zugriff am 10. März 2023).

Ministerio de Industria y Energía. „Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.“ 27. Dezember 1997. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-27817> (Zugriff am 4. April 2023).

Nationalrat. „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG).“ *Änderung*. 30. Dezember 2022. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619> (Zugriff am 20. März 2023).

—. „Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich.“ 156. *Bundesgesetz über die befristete Einführung eines Stromkostenzuschusses für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden*

- (*Stromkostenzuschutzgesetz - SKZG*). 24. Oktober 2022.
https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_I_156/BGBLA_2022_I_156.pdf
 fsig (Zugriff am 17. März 2023).
- . *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - ElWOG 2010*. 2010.
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> (Zugriff am 17. März 2023).
- . „Stromverbrauchsreduktionsgesetz – SVRG (3022/A).“ *Bundesgesetz über Maßnahmen zur Stromverbrauchsreduktion in Spitzenzeiten*. 22. November 2022.
https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/A/3022/fname_1483841.pdf (Zugriff am 10. März 2023).
- Newbery, David. „Efficient Renewable Electricity Support: Designing an Incentive-compatible Support Scheme.“ *The Energy Journal*, 2023.
- Österreichische Energieagentur. „Empirical Analysis of the Iberian Electricity Price Cap (Version II/II) - Lessons Learned from the Price Reduction Mechanism in Spain and Portugal and Implications for an EU-wide Application.“ Wien, 2022.
- . „Mehr Transparenz für den Stromhandel im Flow-Based Market Coupling.“ *Barrieren, Lösungen und Schlüsselindikatoren*. Juli 2020.
https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2020/Mehr_Transparenz_f%C3%BCr_den_Stromhandel_im_FBMC_2020.pdf
 f (Zugriff am 31. März 2023).
- Österreichische Energieagentur. „Preissenkungsmechanismen im Stromgroßhandel und ihre Auswirkungen im europäischen Kontext.“ Policy Paper, Wien, 2022.
- Rat der Europäischen Union. „Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise.“ *EUR-Lex: Der Zugang zum EU-Recht*. 7. Oktober 2022. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32022R1854&qid=1677851368145> (Zugriff am 3. März 2023).
- Schlecht, Ingmar, Christoph Maurer, und Lion Hirth. „Financial Contracts for Differences (Working Paper).“ 2023. https://www.econstor.eu/bitstream/10419/268370/1/Financial_CfD.pdf
 (Zugriff am 21. März 2023).
- von der Leyen, Ursula. *Debates - Conclusions of the special European Council meeting of 30-31 May 2022 (debate)*. 8. Juni 2022. https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/CRE-9-2022-06-08-INT-3-051-0000_EN.html (Zugriff am 3. März 2023).

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einordnung von Designelementen des Vorschlags der EU-Kommission anhand ihrer Intensitätsgrade	5
Abbildung 2: Wochenmittelwerte, sowie minimale und maximale stündliche Preise der Day-Ahead-Auktionen für Österreich seit 2021.....	1
Abbildung 3: Überblick über relevante Ereignisse der Strommarktdiskussion der letzten zwei Jahre. Weiter sind die wöchentliche Preisentwicklung und die stündlichen Day-Ahead-Großhandelspreise abgebildet.	3
Abbildung 4: Beispielhafte Wirkung eines zweiseitigen CfDs mit einem Zuschlagspreis von 79,80 Euro pro Megawattstunde. Berücksichtigt wurde die stündliche Preisentwicklung in Österreich zwischen dem 15.12.2022 und dem 15.01.2023.....	13
Abbildung 5: Links: summierte Churn Rates über Börsenhandel und OTC-Kontrakte von EU-Langfristmärkten im Jahr 2020, alle Langfristmarktsegmente. Rechts: nur börslicher Handel. Daten nach (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2022). Die Daten des nordischen Marktgebiets (Dänemark, Schweden, Finnland, baltische Staaten) liegen nur als Gesamtdurchschnitt und nicht auf Landesbasis vor.	17
Abbildung 6: Griechischer Vorschlag zur Zweiteilung des Strommarkts	26

Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEA	Austrian Energy Agency
APG	Austrian Power Grid
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CfD	Contracts-for-Differences
DSO	Distribution System Operator
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
Entso-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEXSPOT	European Power Exchange Spot
EU	Europäische Union / European Union
EUPHEMIA	EU Pan-european Hybrid Electricity Market Integration Algorithm
FBMC	Flow-Based Market Coupling
IIP	Independent Information Platform
JAO	Joint Allocation Office
kWh	Kilowattstunde (= 1.000 Wh)
LNG	Liquified Natural Gas
MW	Megawatt (= 1.000 kW = 1.000 W)
MWh	Megawattstunde (= 1.000 kWh = 1.000.000 Wh)
NIMBY	Not in my back yard
NVO	Notfallverordnung
NS	Nordstream (genutzt in Abbildung 2)
PPA	Power Purchase Agreement
RED	Renewable Energy Directive
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RRM	Registered Reporting Mechanism
SVRG	Stromverbrauchsreduktionsgesetz

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein. Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 85 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative **klimaaktiv** um.

Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur. Weitere Informationen für Interessenten unter [energyagency.at](https://www.energyagency.at).

