



Ausarbeitung

Merit Order

Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse

Merit Order

Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 – 111 - 22
Abschluss der Arbeit: 31.10.2022
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	Preisbildung als Teil des Strommarktdesigns	4
3.	Preisbildung für Strom und das Merit-Order-Prinzip	5
3.1.	Strompreise	5
3.2.	Aufbau des Stromgroßhandels	6
3.3.	Preisbildung durch die Merit Order an den Strombörsen	8
4.	Merit Order: Grenzen und Kritik	10
5.	Alternativen Preisbildungsmechanismen an der Strombörse	12
5.1.	Gebotsverfahren (Pay-as-Bid) statt Markträumungspreis	12
5.2.	Merit Order nur für „On-Demand“-Kraftwerke	14
5.3.	Locational Marginal Pricing (Nodal-Pricing)	16
6.	Veränderungen am Strommarktdesign	17
6.1.	Strommärkte in der EU	17
6.2.	Strommarkt in Großbritannien	20

1. Einleitung

Diese Ausarbeitung behandelt die Frage, wie das Merit-Order-Prinzip am Strommarkt funktioniert, welche Alternativen es dazu gibt und über welche anderen Mechanismen in anderen Ländern Strompreise gebildet werden.

Dazu ist es notwendig, den Systemaufbau des Strommarkts und das Strommarktdesign als Ganzes zu betrachten. Bei „Strommarkt(design)“ handelt es sich um einen Überbegriff für ein komplexes und vielschichtiges Gebilde, bei welchem die mit dem Merit-Order-Prinzip beschriebene Preisbildung an den Spotmärkten nur eine von vielen Stellschrauben ist, die auf den Strompreis und den Handel von Strommengen wirken. Entgegen dem Eindruck, der sich aktuell in der öffentlichen Debatte ergibt, handelt es sich beim Merit-Order-Prinzip nicht um eine regulatorische Vorgabe, sondern um ein ökonomisches Modell, das beschreibt, wie sich Akteure an einem freien Markt mit den besonderen Eigenschaften von Strom als Gut, sowie bei der Stromerzeugung und -verteilung verhalten. Im Zuge der Erklärungen fokussiert sich die Arbeit auf die Preisbildung, mit gelegentlichem Bezug auf andere Teile des Strommarktes. Die Analyse geht auf die wesentlichen Aspekte ein, sodass identifizierte Alternativen im Grundsatz kenntlich und verständlich werden.

Als mögliche Modifizierungen und Alternativen zum Preisbildungsmechanismus diskutiert diese Arbeit insbesondere:

- Ein Wechsel des Auktionsdesigns an der Strombörse vom Einheitspreisverfahren (Pay-as-Clear) zum Gebotsverfahren (Pay-as-Bid), wobei sich auch bei letzterem das Marktverhalten der Akteure mit dem Merit-Order-Modell beschreiben lässt.
- Eine Marktaufspaltung zwischen Kraftwerken mit hohen und niedrigen Grenzkosten.
- Eine stärkere Berücksichtigung lokaler Signale durch Aufteilung des Marktes in mehrere Gebotszonen beziehungsweise Nodal-Pricing (separate Preisbildung an jedem Netzknotenpunkt).

Darüber hinaus fasst diese Arbeit die Diskussion um die Notwendigkeit von Veränderungen an den Strommarktdesigns in Europa und Großbritannien zusammen.

2. Preisbildung als Teil des Strommarktdesigns

Das Merit-Order-Prinzip beschreibt einen Preisbildungsmechanismus, der sich aus transparentem Handel in wettbewerblichen Märkten ergibt.¹ Die Merit Order ist ein Teilaspekt des Strommarktdesigns. Entgegen der derzeit geführten Diskussion ist die Merit Order weder ein Synonym für das Strommarktdesign noch dessen alleinige Ausprägung. Das Strommarktdesign umfasst vielmehr die Gesamtheit ineinandergreifender Regeln und Maßnahmen, welche die Produktion, den

1 Ockenfels, A. (2022), Optionen und Herausforderungen für ein neues Strommarktdesign in der Krise, Wissenschaftsdienst, Heft 10, S. 766-769, <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2022/heft/10/beitrag/optionen-und-herausforderungen-fuer-ein-neues-strommarktdesign-in-der-krise.html>.

Handel und den Verbrauch von Strom marktlich organisieren. Das Strommarktdesign erstreckt sich dabei auf folgende Aspekte:²

- Regulierung (politisch zu setzenden Rahmenbedingungen und Anreize),
- Markt und Preise (Strommärkte, Preise, Preisbildung, Handel, Kosten oder Entgelte),
- Investitionen in neue Technologien (Anreize und Planbarkeit),
- Akteure (Marktzugang und Interaktion der Akteure),
- Umgang mit Flexibilitäten (durch erneuerbare Energien),
- (De)Zentralität und Regionalität.

Eine Änderung des Strommarktdesigns kann damit immer eine Auswirkung auf die durch das Merit-Order-Prinzip beschriebene Preisbildung haben. Umgekehrt kann eine Modifikation des Preisbildungsmechanismus an der Strombörse ebenso Auswirkungen auf die anderen Teile des Marktdesigns haben, was daher bei der Frage nach möglich Alternativen zur Merit Order mitbedacht werden muss.

3. Preisbildung für Strom und das Merit-Order-Prinzip

3.1. Strompreise

Generell ist zwischen zwei Strompreisen zu unterscheiden:³ Neben dem Großhandelsstrompreis gibt es einen **Endverbraucherpreis**, den Endkunden an den Stromlieferanten bezahlen.⁴ Dieser setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen und ist in einem Stromtarifvertrag zwischen Stromkunden und einem Stromversorger festgelegt. Stromtarife bestehen in der Regel aus einem monatlichen **Grundpreis** und einem **Arbeitspreis** pro verbrauchter Kilowattstunde (kWh). Beide Komponenten sind mit einer Vertragslaufzeit und gegebenenfalls mit einer Laufzeit für eine Preisgarantie verbunden (eine Zeit, in der keine Preiserhöhung durchgeführt wird). Wesentlicher Bestandteil des Endverbraucherpreises sind neben Steuern, Abgaben und Netzentgelt (51 Prozent), die Kosten für die **Energiebeschaffung**, sowie für Vertrieb (und Marge). Diese Kosten hatten im Juli 2022 im Durchschnitt einen Anteil von ca. **49 Prozent** an dem durchschnittlichen

2 Reiner Lemoine Stiftung (2022), Leitplanken für die Gestaltung des Klimaneutralen Stromsystems: Erkenntnisse aus einer Expert*innen-Umfrage, https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_2022_Leitplanken_für_die_Gestaltung_des_Klimaneutralen_Stromsystems.pdf, S. 14.

3 Die folgenden drei Unterkapitel sind überwiegend dieser Ausarbeitungen entnommen: Wissenschaftliche Dienste (2022), Energiepreisdeckel und die Koppelung von Strom- und Gaspreisen, WD 5 - 3000 - 119/22.

4 Siehe dazu: Wissenschaftliche Dienste (2021), Stromtarife bei Grundversorgern und anderen Stromlieferanten – Entwicklung und Ursachen, WD 5 - 3000 - 076/21, <https://www.bundestag.de/re-source/blob/873694/a711374d5f52dd1c03ef38f66ea1f0da/WD-5-076-21-pdf-data.pdf>.

Endverbraucherpreis für Haushaltskunden und stiegen im Vergleich zu den Vorjahren stark an (siehe Abbildung 1):⁵

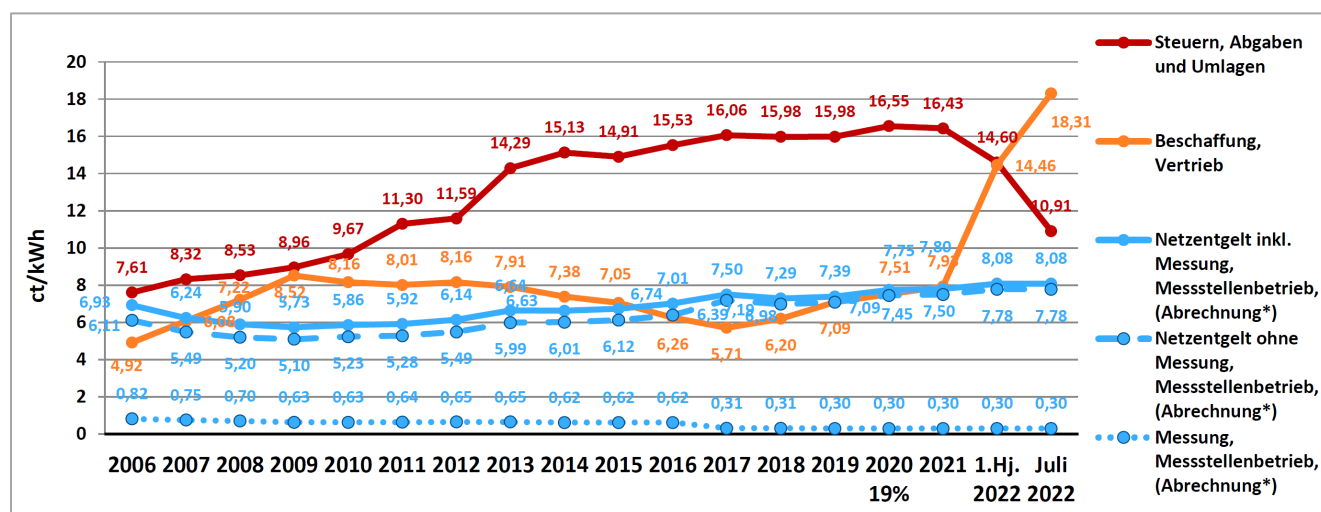


Abbildung 1: Entwicklung der Strompreisbestandteile für private Haushalte⁶

Anmerkung: Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet

Der Kostenanteil für die Energiebeschaffung ergibt sich aus dem **Großhandelspreis** für Strom (Beschaffungspreis), den die Stromversorger an der Strombörse und außerbörslich für die produzierten Strommengen zahlen.

3.2. Aufbau des Stromgroßhandels

Der Stromgroßhandel kann in zwei unterschiedliche Bereiche unterteilt werden: Den börslichen und den außerbörslichen („Over the counter“ – OTC) Großhandel.

Im **OTC-Handel** wird Strom über direkte, meist langfristige Lieferverträge verkauft. Der OTC-Handel wird über bilaterale Handelsplattformen oder Broker durchgeführt. Verglichen mit einer Strombörse ist der Handel hier aufgrund geringerer Standardisierung sehr flexibel. Gleichzeitig sinkt durch die bilaterale Verhandlungssituation die Transparenz, womit erhöhte Transaktionsrisiken für die Marktteilnehmer einhergehen.⁷

Die übrigen Strommengen werden mit unterschiedlichen Zeithorizonten an den **Strombörsen** gehandelt (siehe folgende Abbildung 2). Mittel- und langfristige Verträge werden am Terminmarkt geschlossen, während kurzfristiger Handel am Spotmarkt stattfindet, welcher sich wiederum in

⁵ https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf.

⁶ https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf, S. 16.

⁷ Linnemann (2020), Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger, S. 135.

einen Day-Ahead-Markt und einen Intraday-Markt aufteilt. Der größte Teil des Spotmarkthandels erfolgt über die European Power Exchange (EPEX) in Paris. An den Day-Ahead-Märkten wird der Strom für den Folgetag gehandelt. Bis 12 Uhr ist die Abgabe von Geboten möglich, wonach die Börse „den Großhandelspreis für jede Stunde des nächsten Tages ermittelt und den Zuschlag für die zum Zuge kommenden Gebote erteilt“. ⁸ Auf dem Intraday-Markt findet der Handel rund um die Uhr statt, so dass sich hier Stromlieferungen in besonders kurzen Zeithorizonten realisieren lassen.

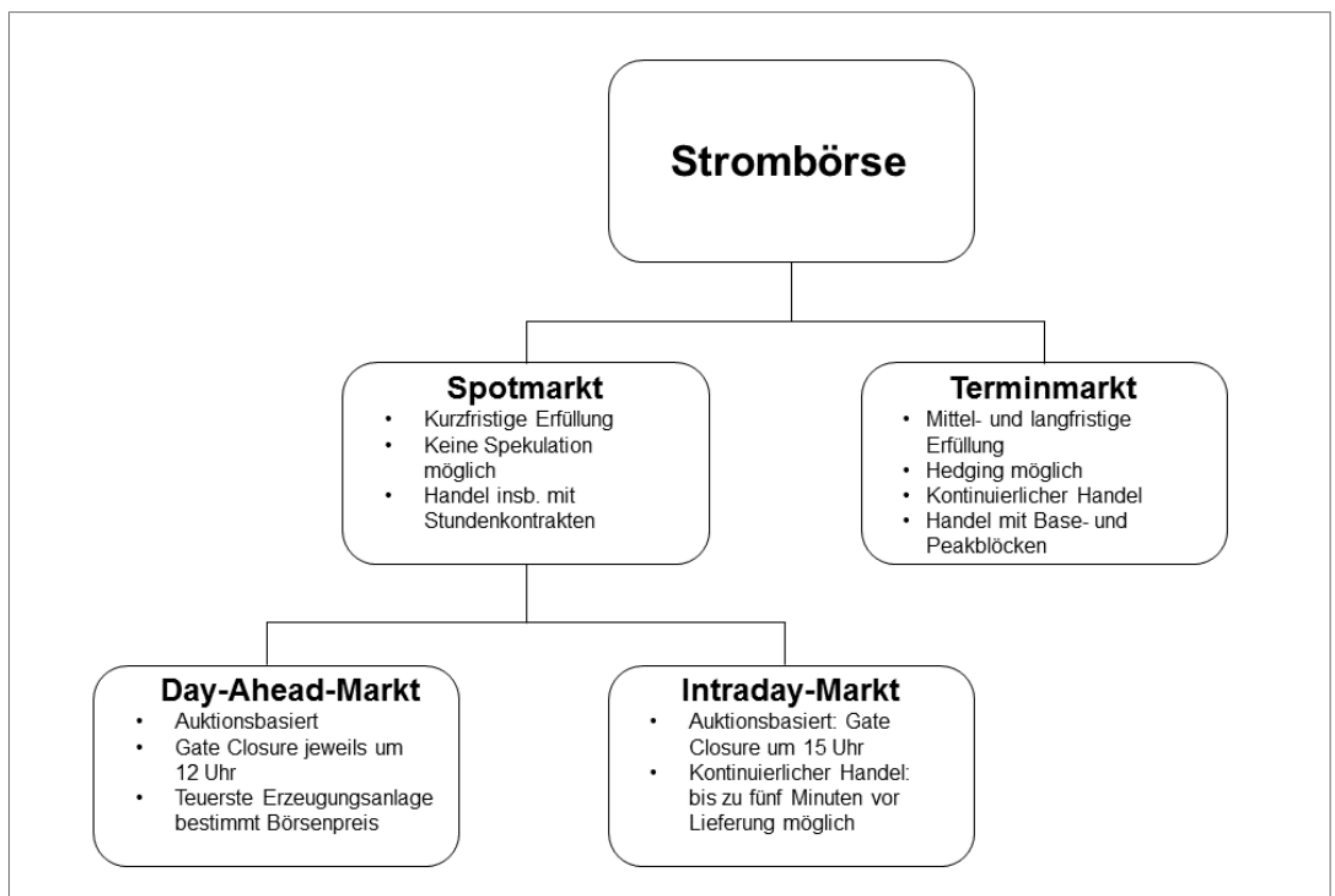


Abbildung 2: Aufbau der Strombörse⁹

Abbildung 3 zeigt den Strompreisverlauf der letzten Monate (sowie den für die Jahre 2019 und 2020 im unteren Teil der Abbildung):

⁸ <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/384>.

⁹ <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>, S. 11.

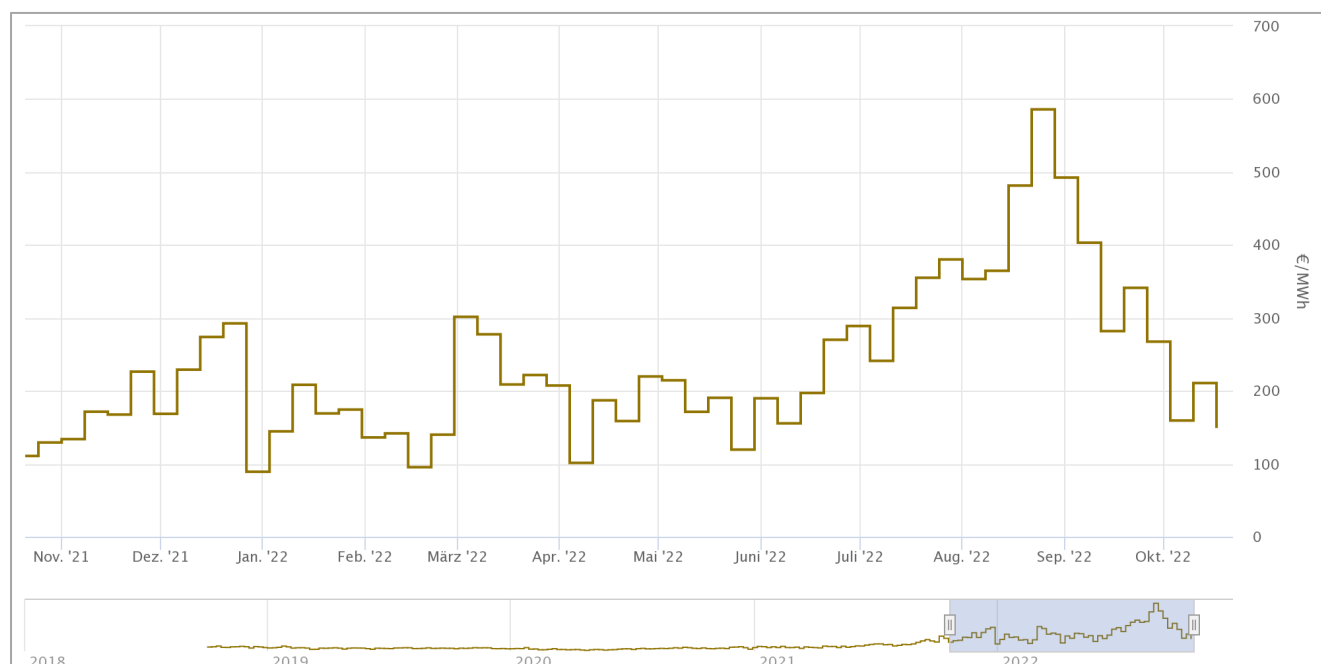


Abbildung 3: Gewichteter Strompreis Day-Ahead je Stunde für Deutschland/Luxemburg (zum Stand 24.10.2022)¹⁰

3.3. Preisbildung durch die Merit Order an den Strombörsen

Das Merit-Order-Prinzip beruht auf den Interessen und rational handelnden Akteuren auf dem Energiemarkt unter der Berücksichtigung der Besonderheiten des Handelsguts Strom.¹¹

Die Strombörse funktioniert als **Auktion**. Käufer und Verkäufer reichen ihre Angebote in bestimmten Zeitintervallen verbindlich ein und bleiben dabei untereinander anonym. Das Angebot der Verkäufer basiert auf deren „Grenzkosten (...), also den entstehenden Kosten je erzeugter elektrischer MWh. Hierbei sind nur die direkt durch die Stromproduktion entstehenden Kosten enthalten, Fixkosten werden nicht berücksichtigt.“¹² Die Grenzkosten basieren auf den variablen Kosten im Kraftwerksbetrieb und sind überwiegend Kosten für Brennstoffen. Die Strombörse führt die Angebote und Nachfragen zusammen. Die Höhe des Preises liegt an der Schnittstelle, an der Angebot und Nachfrage zur Deckung kommen. Fragt ein Käufer eine Anzahl Megawattstunden zu einem Höchstpreis nach, dann können zunächst günstige Erzeuger (z. B. von erneuerbaren

¹⁰ Daten von smard.de.

¹¹ Eine jüngere Veröffentlichung des Wissenschaftlichen Dienstes beschreibt anhand eines einfach gewählten Beispiels die Marktlogik und das Verhalten von Anbietern und Käufern von Strommengen: Wissenschaftliche Dienste (2022), „Merit Order“ – Grundlage der Strompreisbildung, <https://www.bundestag.de/resource/blob/915340/85084966b30e1cd8e9f7753cecedfdcb/-Merit-Order-Grundlage-der-Strompreisbildung-data.pdf>.

¹² Ganz, K. et al. (2022), Veränderungen der Merit Order und deren Auswirkungen auf den Strompreis, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/veraenderungen-der-merit-order-und-deren-auswirkungen-auf-den-strompreis/>.

Energien) diese Nachfrage decken. Reicht deren Kapazität nicht aus, um die Nachfrage zu Zeitpunkten hoher Netzlast zu decken (z. B. Morgenstunden), bringt die Börse Anbieter zum Zug, die ihren Strom zu einem höheren Preis anbieten (z. B. Gaskraftwerke).

In der Reihenfolge haben zunächst immer die erneuerbaren Energien Vorrang, da ihre variablen Kosten gegen Null tendieren (keine Kosten für Brennstoffmaterialien). Danach springen entsprechend der Höhe ihrer variablen Kosten Kraftwerke mit Kernenergie, Kohle, Öl und Erdgas ein (siehe folgende Abbildung 4). Das letzte Kraftwerk, welches zum Decken des Strombedarfs zum Einsatz kommt (auf Höhe der senkrechten blauen Linie), definiert den geltenden Börsenpreis für alle Kraftwerke, die diese Nachfrage decken (zu den sogenannten Grenzkosten). Da alle Anbieter diesen Preis erhalten, wird dieser auch „Einheits-“ oder „Markträumungspreis“ (im Englischen daher **„Pay as Clear“**) genannt.¹³

Dies gewährleistet, dass immer die Kraftwerke zum Zuge kommen, die Strom zu niedrigen variablen Kosten produzieren. Ferner werden Effizienzanreize gesetzt, Strom immer günstiger anzubieten. So entsteht eine „Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit“ oder **Merit Order**.

13 Vgl. BT-Drucksache 20/602 vom 04.02.2022, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/006/2000602.pdf>, S. 10 f.; siehe auch Fn. **Fehler! Textmarke nicht definiert.**; <https://www.epexspot.com/en/basicpowermarket>; „There is an overall executed buy volume that is equal to an overall executed sell volume for each delivery period“.

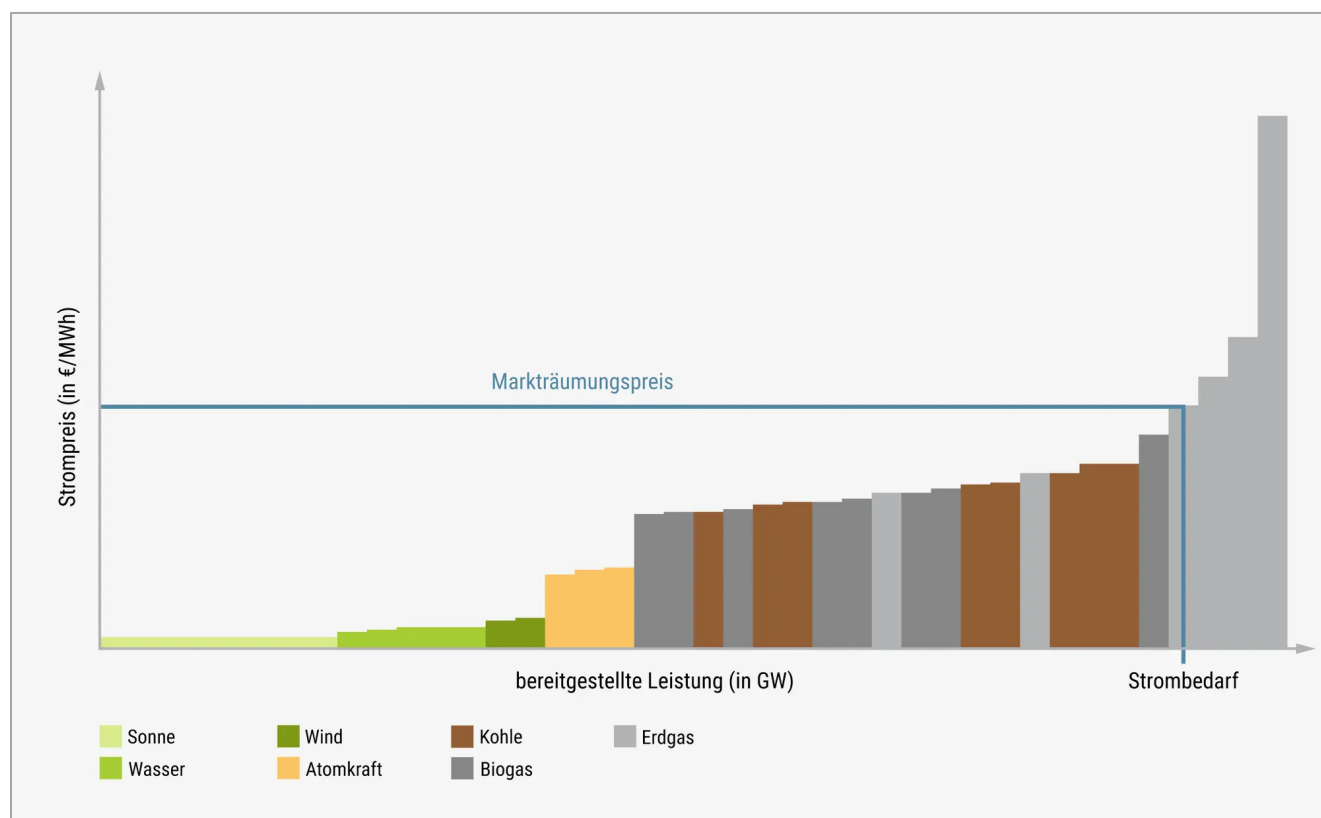


Abbildung 4: Merit-Order-Prinzip vor dem Jahr 2020 (schematische Darstellung)¹⁴

Anmerkung: Gezeigt sind die verschiedenen Energieträger, die an der Strombörse gehandelt werden, aufsteigend geordnet nach Angebotspreis. Das letzte Kraftwerk, das noch gebraucht wird, um den Strombedarf zu decken, bestimmt den Strompreis, den alle Anbieter der betreffenden Handelsperiode pro Megawattstunde erhalten.

4. Merit Order: Grenzen und Kritik

Aktuell wird der Preismechanismus aufgrund der hohen Gaspreise und dem damit ebenfalls stark angestiegenen Markträumungspreis hinterfragt.¹⁵

Ohne die derzeitigen extremen Rohstoffpreise vor allem für Gas **belohnt** die Preisfindung diejenigen Produzenten, die Energie **günstiger produzieren** können. Die letzten Kraftwerke in der „Merit

14 Grüter, T. (2022), Merit-Order-Prinzip: Warum das teure Gas auch den Strompreis mit nach oben reißt, Spektrum der Wissenschaft, <https://www.spektrum.de/news/merit-order-prinzip-warum-der-strompreis-nach-oben-schnellt/2051949>.

15 Siehe hierzu im Detail: Wissenschaftlicher Dienst (2022), Energiepreisdeckel und die Koppelung von Strom- und Gaspreisen, WD 5 - 3000 - 119/22, <https://www.bundestag.de/re-source/blob/918592/db3d23d1af0740f28e5b9c0c6bcfd50d/WD-5-119-22-pdf-data.pdf>.

Order“ sind häufig **Gaskraftwerke**, die in 10-15 Minuten auf Volllast hochgefahren werden können und kurzfristige Schwankungen auffangen.¹⁶ Aufgrund der aktuellen Gasverknappung treibt der hohe Gaspreis die variablen Kosten der Gaskraftwerke nach oben. Der hohe Gaspreis hat eine Erhöhung des Markträumungspreises zur Folge (siehe folgende Abbildung 5). Infolgedessen profitieren Betreiber von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien, Kohle und Kernkraftwerke ebenfalls von den hohen Gaspreisen, obwohl deren variable Kosten gleichgeblieben sind:

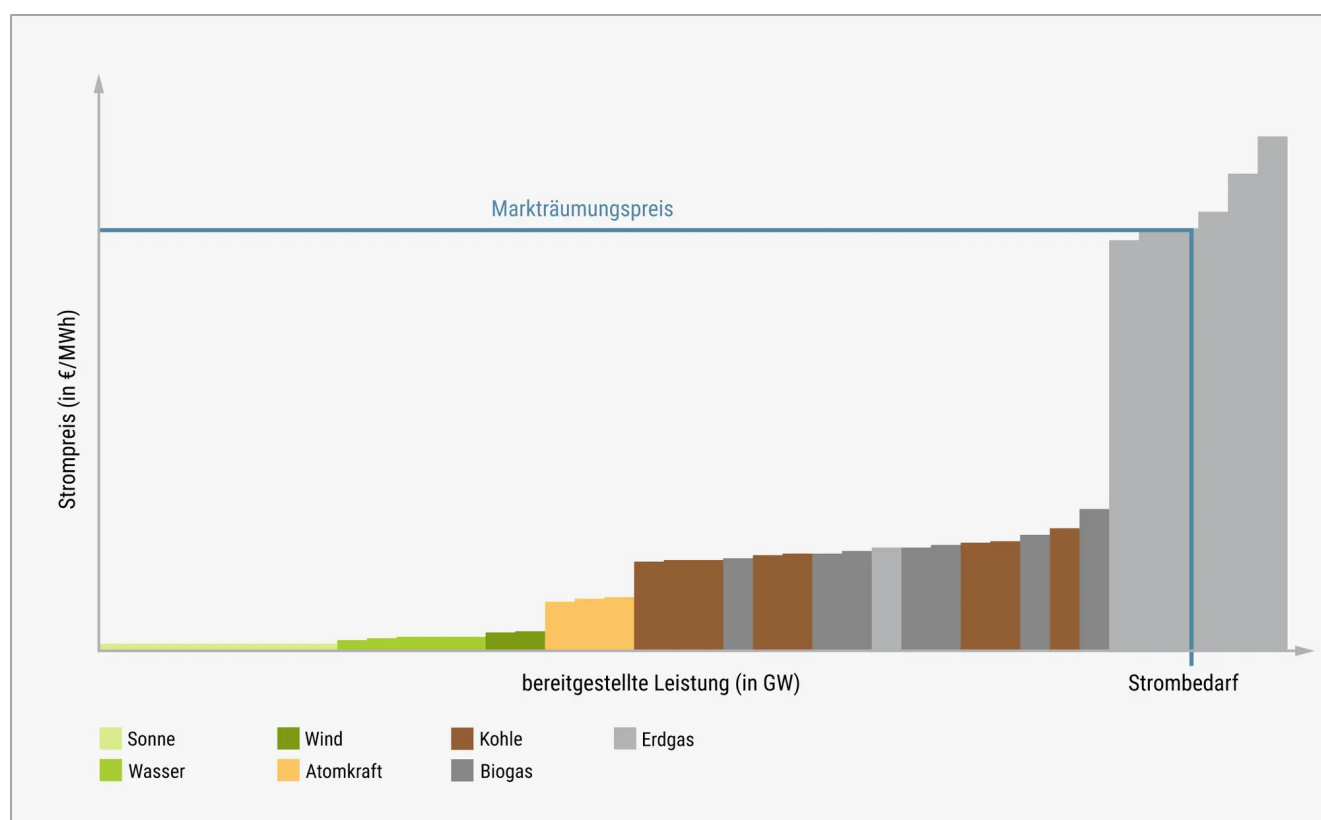


Abbildung 5: Merit-Order-Prinzip seit dem Jahr 2022 (schematische Darstellung)¹⁷

Anmerkung: Die Abbildung illustriert die Auswirkung des zuletzt massiv gestiegenen Gaspreises auf das Stromangebot der Gaskraftwerke und wiederum deren Auswirkung auf den Markträumungspreis.

Dass die derzeitigen Preisentwicklungen der Brennstoffe das Merit-Order-Prinzip verzerren, stellt einen Extremfall dar, den das System, das den Ausbau erneuerbarer Energien und die Versorgungssicherheit sicherstellen sollte, schwer ausbalancieren kann.

Das Merit-Order-Prinzip bevorteilt die Stromerzeuger mit geringen variablen Kosten (zumeist aus erneuerbaren Energien) und unterstützt damit die Wettbewerbsfähigkeit dieser. Experten sehen

¹⁶ <https://gas.info/strom-aus-gas/versorgungssicherheit/gas-kraftwerke>.

¹⁷ Grüter, T. (2022), Merit-Order-Prinzip: Warum das teure Gas auch den Strompreis mit nach oben reißt, Spektrum der Wissenschaft, <https://www.spektrum.de/news/merit-order-prinzip-warum-der-strompreis-nach-oben-schnellt/2051949>.

jedoch Probleme bei einem zunehmenden Anteil fluktuierender Energieerzeugung im Netz und möglichen fehlenden, planbaren Anreizen für die Grundlasterzeugung: Um Netzstabilität und CO₂-neutrale Energieerzeugung erreichen zu können, bedarf es eines modifizierten Modells, das langfristige Effekte berücksichtigt, die Einsatz-, Zubau- und Stilllegungsentscheidungen der Anlagenbetreiber mit einbezieht und die Fixkosten berücksichtigt. Schließlich wird kein Betreiber Kraftwerke bauen, wenn mit dem Stromverkauf nur die Grenzkosten gedeckt werden können, womit sich bei hohen Fixkosten durch die geringen variablen Kosten langfristig nur ein zu geringer Deckungsbeitrag erwirtschaften ließe.¹⁸

Weiterhin wird kritisiert, dass momentan „im europäischen Kontext nicht der Markt, sondern die Politik die zentrale Rolle für Markteintritt und -austritt bei Kohle, Kernkraft und teils auch bei erneuerbaren Energien“ spielt.¹⁹

Bei aller Kritik muss mitbedacht werden, „dass es sich bei der Merit Order nicht um eine vom Gesetzgeber vorgegebene Preisanordnung, sondern um eine **ökonomische** Beschreibung des Marktes handelt. Die Preisbildung nach dem Merit-Order-Prinzip ist **keine** Ausformung einer spezifischen staatlichen **Regulierung**, sondern vielmehr Folge der Liberalisierung der nationalen Strommärkte, in Deutschland durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Umsetzung der EU-Richtlinien zum Strom- und Erdgasbinnenmarkt.“²⁰

Untersuchungen an der Merit Order oder Eingriffe in das Marktdesign, die wiederum den Preismechanismus der Merit Order verändern, finden fortlaufend statt. Einerseits, um die Rolle der erneuerbaren Energien zu stärken und zugleich die Netzstabilität zu gewährleisten, oder aber um (wie jüngst) die Entstehung von Extrempreisen abzufedern. Dabei setzen die vorgeschlagenen Änderungen an verschiedenen Punkten des Strommarktdesigns an.

5. Alternativen Preisbildungsmechanismen an der Strombörse

5.1. Gebotsverfahren (Pay-as-Bid) statt Markträumungspreis

Eine diskutierte Alternative zum einheitlichen Markträumungspreis (Pay-as-Clear) auf Basis der marginalen Kosten ist das Gebotsverfahren (Pay-as-Bid). Hier ist der Ansatz, dass Stromerzeuger zu einem Preis bieten, der nicht nur die variablen Kosten, sondern auch einen Deckungsbeitrag inklusive eines Risikoaufschlags in die Gebotshöhe einrechnet. Die Anzahl der Erzeuger mit den günstigsten Geboten soll dann den Zuschlag erhalten, bis die nachgefragte Strommenge erreicht ist. Im Durchschnitt – so die Einschätzung der Befürworter – liege dann der gehandelte Strompreis an der Börse niedriger als der Markträumungspreis (siehe folgende Abbildung 6).

18 http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf S. 127 f.

19 Ockenfels, A. (2022), Optionen und Herausforderungen für ein neues Strommarktdesign in der Krise, Wissenschaftsdienst, Heft 10, S. 766-769, <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2022/heft/10/beitrag/optionen-und-herausforderungen-fuer-ein-neues-strommarktdesign-in-der-krise.html>.

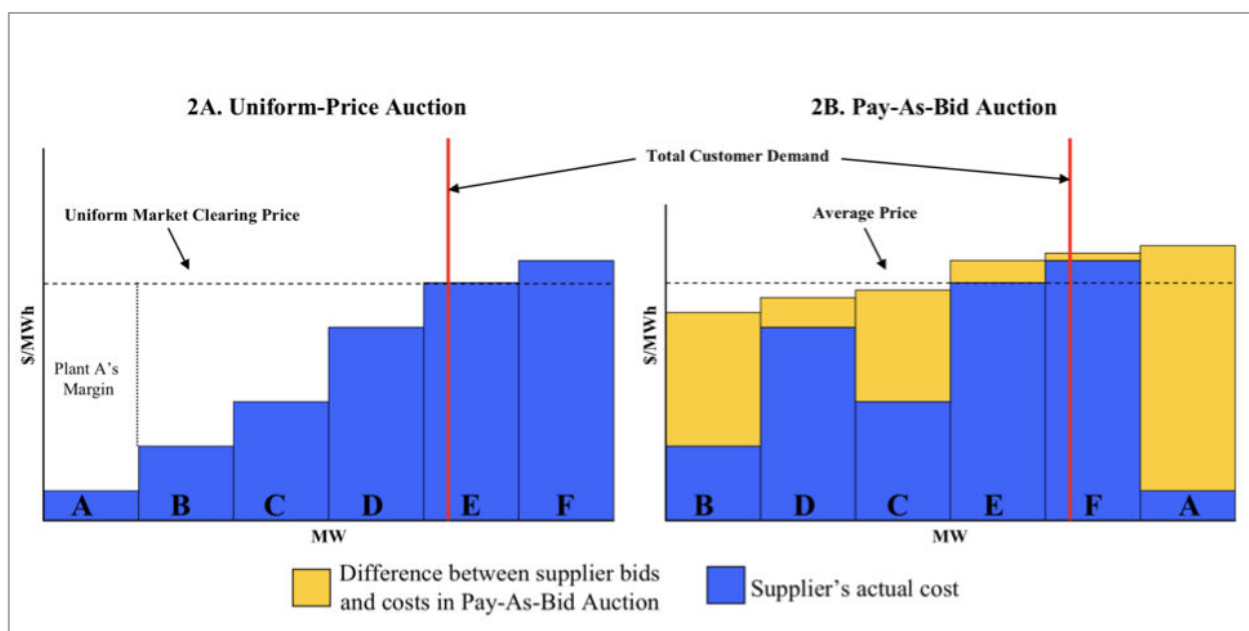
20 Wissenschaftliche Dienste (2022), Merit-Order-Modell am Strommarkt – Regulatorische Eingriffsmöglichkeiten. WD 5 - 3000 - 121/22, S. 8.

Die Umstellung würde zu einem anderen Bieterverhalten der Erzeuger führen, um die nun entstehende größere Marktunsicherheit einzupreisen.²¹ So kann nun trotz niedriger marginaler Grenzkosten ein höherer Verkaufswert angesetzt werden. Es besteht aber die Gefahr, dass Erzeuger mit günstigen Produktionskosten nicht zum Zuge kommen. Kritiker von „Pay-as-Bid“ argumentieren, dass diese Marktunsicherheit die Durchschnittspreise ansteigen ließe. Mit dem Ansatz der variablen Grenzkosten gäbe es zumindest eine Sicherheit, dass Erzeugerkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten in jedem Fall zu Einsatz kommen, was die Investitionssicherheit solcher Projekte erhöhe. Der Wechsel von Pay-as-Clear zu Pay-as-Bid würde eines der bisherigen Hauptziele der Strommarktgestaltung – den Ausbau erneuerbarer Energien – aufweichen, da garantierte, hohe Deckungsbeiträge für „erneuerbare-Energien-Kraftwerke“ damit wegfallen. Kritiker argumentieren, dass bei Pay-as-Bid höhere Fördervolumina für erneuerbare Energien greifen müssten.

Im Grunde basieren die unterschiedlichen Standpunkte auf unterschiedlichen Sichtweisen, inwieweit „erneuerbare Energien“-Kraftwerke und die dafür notwendigen Technologien bereits marktreif und wettbewerbsfähig sind und wie die verschiedenen Energieerzeuger untereinander konkurrieren und agieren sollten, um die Umbauziele, wie Netzstabilität, Bezahlbarkeit und Dekarbonisierung zu erreichen. Des Weiteren ist schwer abzuschätzen, wie sich die Marktteilnehmer bei den geänderten Regeln verhalten würden.²²

21 <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/electricity-market>.

22 Für eine tiefergehende Diskussion um die Vor- und Nachteile siehe Tierney, S. et al (2008), Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?, <https://kyle-woodward.com/blog-data/pdfs/references/tierney+schatzki+mukerji-new-york-iso-2008A.pdf>; Kahn, A. E. et al. (2001), Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, The Electricity Journal, <http://www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/kahn-cramton-porter-tabors-uniform-or-pay-as-bid-pricing-ej.pdf>.

Abbildung 6: Modellvergleich „Pay-as-Clear“ und „Pay-as-Bid“²³

5.2. Merit Order nur für „On-Demand“-Kraftwerke

Ein Änderungsvorschlag des Marktdesigns wurde von der griechischen Regierung²⁴ eingebracht und von Italien, Zypern und Frankreich unterstützt. Dem Änderungsvorschlag liegen folgende Entwicklungen zugrunde:

„Power generation from natural gas in EU Member States (MS) represents less than 20% of the total, nonetheless, natural gas constitutes the main marginal price setter. Since gas-based generation is necessary most of the time to balance the system and to provide ancillary services, the most expensive generator (hence the price setter) depends on natural gas. Thus, in more than 2/3 of cases, the wholesale electricity market clearing price reflects the natural gas cost. [...] However, the real total average cost of electricity is significantly lower. Nuclear, renewables and hydro, producing almost two-thirds of the total power in EU MS, have a total levelized cost, including capital costs, below 100 EUR/MWh. Any revenue above such total costs constitutes an extra profit, which would not have been paid in a well-functioning market. In other words, the total average cost of power generation is systematically roughly 50-60% less than the marginal cost. Nonetheless, it is the latter that drives market clearing prices and final customer payments. [...] The ‘low or zero marginal cost power resources’ cover the largest part of power generation already today and this situation will considerably increase in

23 Tierney, S. et al (2008), Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?, <https://kylewoodward.com/blog-data/pdfs/references/tierney+schatzki+mukerji-new-york-iso-2008A.pdf>, S. 8.

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

the coming years. These resources cannot generate power on demand, i.e. they generate power when they are available, and cannot respond to market signals.“

Der neue Marktdesignvorschlag basiert auf der Aufspaltung von Erzeugungstechnologien, die sich nach Verfügbarkeit und Kostenstruktur unterscheiden. Auf der **einen Seite** befinden sich Kraftwerke, die Strom aus erneuerbare Energien und Kernkraft erzeugen. Deren Stromerzeugung beruht auf folgenden Prinzipien:

- Bei fluktuierenden erneuerbaren Energien: Betrieb nach Verfügbarkeit, abhängig von technischen und ressourcenbezogenen Merkmalen, und nicht nach Bedarf (on-demand),
- Investitionsausgaben dominieren die Kostenstruktur,
- Die Stückkosten ändern sich nicht, wenn der Betrieb erhöht oder verringert wird.

Daher sollen sie überwiegend über festgelegte Preise pro Kilowattstunde refinanziert werden („Contracts for Differences“ – CfD). CfDs funktionieren als zweiseitig gleitende Marktpremie: Liegt der erzielt Preis über oder unter einem festgelegten Wert, wird dies sowohl **nach oben** als auch **nach unten** durch eine positive oder negative Prämie ausgeglichen. Ein solches Fördermodell käme festen Einspeisevergütungen (wie beim EEG) sehr nahe mit dem wichtigsten Unterschied, dass die Marktpremien über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt werden. Derart gestaltete Prämien werden beispielsweise in Großbritannien häufig angewendet,²⁵ um einerseits Investitionsrisiken für Betreiber zu minimieren und Planungssicherheit zu gewährleisten und andererseits Preisspitzen abzuschöpfen. Gleichzeitig liegt in der Loslösung von marktwirtschaftlichen Preissignalen eine erhebliche potenzielle Gefahrenquelle für Fehlanreize, weshalb zweiseitig gleitende Prämien in Deutschland nicht angewendet werden.²⁶ Befürworter sehen jedoch einen großen Hebel, um den Ausbau erneuerbarer Energien bei gleichzeitig sinkenden Strompreisen umzusetzen.²⁷

Auf der **anderen Seite** befinden sich Erzeugertechnologien, deren Betriebskosten maßgeblich von **Brennstoffen** (variablen Kosten) abhängig, dafür aber bei Bedarf steuer- und zuschaltbar sind. Dies umfasst Kraftwerke für fossile Brennstoffe, Pumpspeicherwasserkraftwerke, die zu Spitzenlastzeiten betrieben werden, sowie Reservekraftwerke und Stromspeicher (entkoppelt von erneuerbaren Energien). Deren Strommengen werden auf den kurzfristigen Spotmärkten platziert, die weiter nach dem Marginalkostenprinzip der Merit Order arbeiten.

Der Vorschlag wurde allerdings u.a. aufgrund der Notwendigkeit von Marktpremien (Contracts for Difference), aufgrund fehlender Anreize zur Reinvestition in erneuerbare Energien-Anlagen, aufgrund fehlender Anreize für eine an das Angebot angepasste Stromnachfrage zur Glättung von

25 <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

26 https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2022_ESYS_Impuls_Strommarktdesign_2030.pdf

27 Kröger, Neuhoﬀ & Richstein (2022), Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreissrisiken, DIW Wochenbericht Nr. 35/2022, https://doi.org/10.18723/diw_wb:2022-35-1.

Angebots- und Verbrauchspitzen sowie aufgrund von Unklarheiten bei der Fortführung bestehender Lieferverträge kritisiert.²⁸

5.3. Locational Marginal Pricing (Nodal-Pricing)

Eine Modifikation des Preisbildungsmechanismus, welche insbesondere die lokale Begebenheit der einspeisenden Kraftwerke berücksichtigt, stellt das sogenannte Locational Marginal Pricing (oder auch Nodal Pricing) dar. Dieses System wird vor allem in einigen **US-Bundesstaaten** angewandt.²⁹

In diesen Bundesstaaten wird Strom in verschiedenen Zeitintervallen an der Börse gehandelt. Es existieren Day-Ahead-Märkte und Echtzeitmärkte, an denen alle fünf Minuten neue Preise ermittelt werden.³⁰ Hierbei bemisst sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke an ihrer Vorteilhaftigkeit („Merit Order“), wobei günstige Kraftwerke bevorzugt werden und das teuerste noch benötigte Kraftwerk den Preis setzt. Dies entspricht insoweit zunächst dem Preisbildungsmechanismus, wie er vom deutschen Großhandelsstrommarkt an der Börse bekannt ist.³¹

Der wesentliche Unterschied zwischen Deutschland und den USA besteht aber bei der räumlichen Strukturierung im Stromgroßhandel. Für den **deutschen** Stromgroßhandel wird in der Merit Order **nicht** gekennzeichnet, an welchem **Netzknoten** die Kraftwerke einspeisen und ob dadurch möglicherweise Effekte auf die **Netzauslastung** entstehen können.³² In der einheitlichen Preiszone, die für ganz Deutschland gilt, ist der Strompreis dementsprechend an allen Netzknoten gleich, ohne dass etwaige Übertragungskosten des Stroms Bestandteil der Börsenpreise wären.³³

28 <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/the-greek-market-design-proposal-would-be-the-end-of-electricity-markets-as-we-know-them/> oder auch <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2022/heft/10/beitrag/optionen-und-herausforderungen-fuer-ein-neues-strommarktdesign-in-der-krise.html>.

29 Da die Energieregulierung maßgeblich in der Hand der US-Bundesstaaten liegt, ergibt sich hier ein sehr heterogenes Bild. Ähnlich wie in Deutschland wurden aber auch hier in vielen Bundesstaaten Monopole durch Liberalisierung aufgebrochen und ein wettbewerblicher Strommarkt mit verschiedenen privaten Versorgern und Produzenten etabliert; Überblick über die US-Strommärkte, Andreas Jahn, Raffaele Piria, https://www.adelphi.de/en/system/files/mediathek/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf.

30 Exemplarisch am Beispiel von Pennsylvania und Texas: Strommärkte im internationalen Vergleich Von: Ecofys: Katharina Grave, Felix von Blücher Fraunhofer ISI: Dr. Barbara Breitschopf, Dr. Martin Pudlik, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Industriestrompreise_Strommaerkte.pdf, S. 51.

31 Beispielsweise der EPEX Spotmarkt mit Sitz in Paris, <https://www.epexspot.com/en>

32 Überblick über die US-Strommärkte, Andreas Jahn, Raffaele Piria, https://www.adelphi.de/en/system/files/mediathek/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf, S. 9.

33 Ambrosius, Grimm, Sölch & Zöttl (2018), Investment incentives for flexible demand options under different market designs, Energy Policy, Volume 118, Pages 372-389, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518300673>, S. 373.

Tatsächlich kommt es aber immer häufiger zu physischen Netzenspässen, zum Beispiel in den vielen Stunden, in denen Erzeuger mit niedrigen Grenzkosten in Norddeutschland (Windkraft und Kohlekraftwerke) an der Strombörse günstiger als Gaskraftwerke in Süddeutschland anbieten, aber die Übertragungskapazität von Norddeutschland nach Süddeutschland nicht hinreichend ausgebaut ist, um das Marktergebnis umzusetzen.³⁴ In solchen Fällen müssen die Netzbetreiber teilweise massiv intervenieren und es kommt zum sogenannten Redispatch (Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen).³⁵

In den USA hingegen werden die Großhandelsstrompreise in viel kleineren Preiszonen und sogar für einzelne Netzknotenpunkte mittels eines lokalen marginalen Preisansatzes (**LMP – Locational Marginal Pricing**) gebildet.³⁶ Neben den Grenzkosten der Stromerzeugung werden damit in den USA auch die Netzenspässe in einen wettbewerblichen Markt einbezogen. Auf der Basis dieser Kennzahlen wird ein Preis für jeden einzelnen Netzknoten gebildet, wobei sich je nach Engpasssituation deutliche Preisunterschiede bilden können.³⁷ Hierdurch bilden bei einem Locational Marginal Pricing System die Handelsergebnisse weitestgehend die physischen Stromflüsse ab.

Im Rahmen des Bidding Zone Reviews³⁸ wird auch innerhalb der EU untersucht, ob alternative Gebotszonen die wirtschaftliche Effizienz des Stromhandels erhöhen könnten, ohne dabei die **Betriebssicherheit** des Stromnetzes zu gefährden.

6. Veränderungen am Strommarktdesign

6.1. Strommärkte in der EU

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. führte einen ganzheitlichen Vergleich europäischer Strommarktdesigns mit Deutschland durch.³⁹ Anhand von Experteneinschätzungen wurde festgestellt, dass die Spotmärkte in Europa hinsichtlich vieler Marktdesign-Faktoren weitestgehend harmonisiert sind. Abweichungen gibt es beispielsweise hinsichtlich:

34 Jahn & Piria (2017), Überblick über die US-Strommärkte, <https://www.adelphi.de/en/system/files/media-theke/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi-RAP%202017.pdf>, S. 9.

35 <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzenspessmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>.

36 Jahn & Piria (2017), Überblick über die US-Strommärkte, <https://www.adelphi.de/en/system/files/media-theke/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi-RAP%202017.pdf>, S. 8 ff.

37 Kraft (2018), SMART MARKETS für regionale Systemdienstleistungen – Entwicklung eines Marktdesigns, <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/177818/1/1019257482.pdf>, S. 50 ff.

38 https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/.

39 Ganz, Neumann, Wasmeier & Hinterstocker (2022), Comparison of European electricity market designs, FfE, München, https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/09/GSM20_Paper_G0105_European-Electricity-Markets_Ganz.pdf.

- Der Zeitintervalle, in denen am Spotmarkt gehandelt werden kann.
- Der Zeitspanne zwischen Handel und Lieferung.
- Der Art des Erwerbs (Auktion oder laufende Ersteigerung).
- Der Anzahl von Gebotszonen.
- Der Art der Zahlungsabwicklung etc.

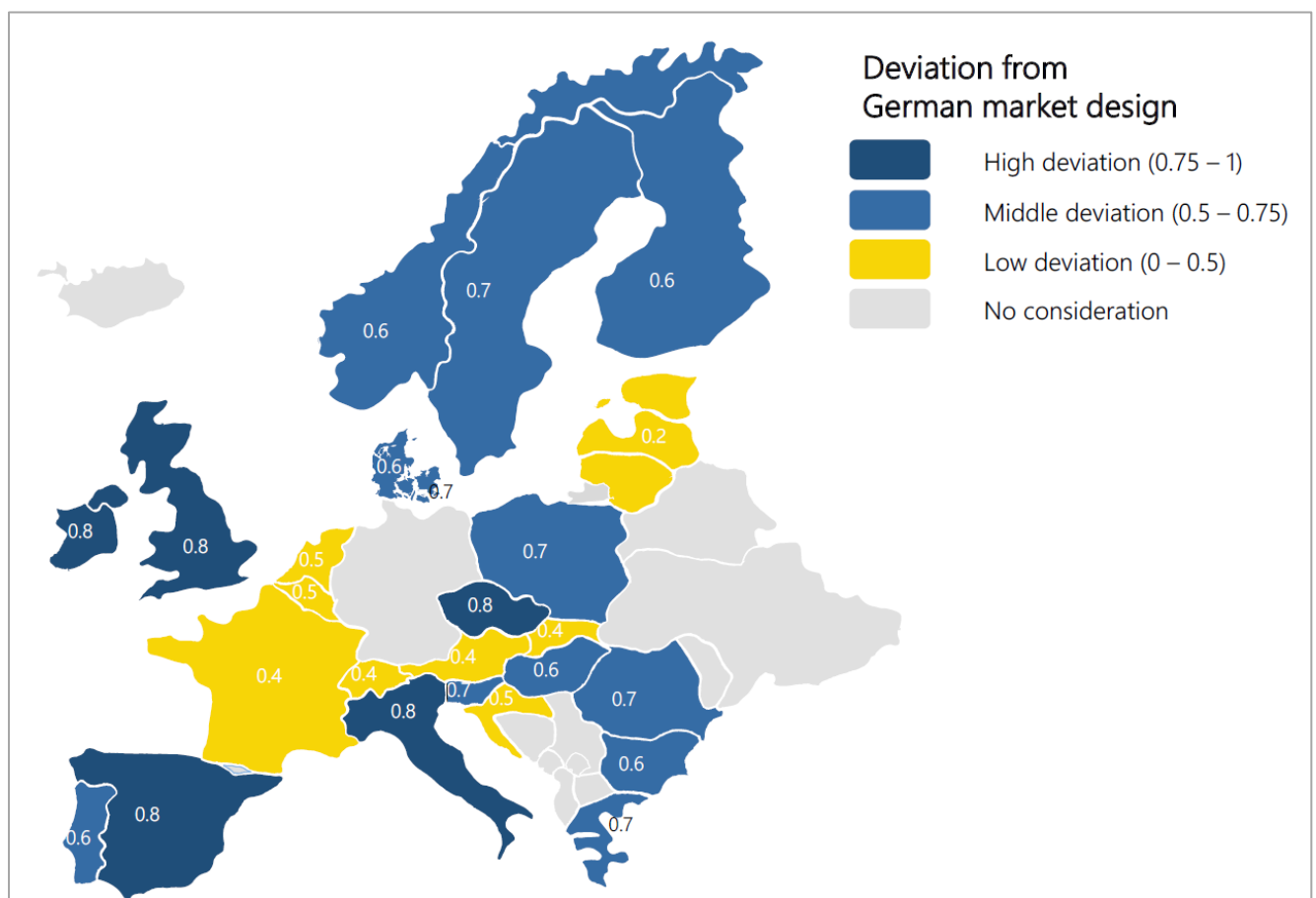


Abbildung 7 Abweichungen vom deutschen Strommarktdesign⁴⁰

In einer näherungsweisen Quantifizierung dieser Faktoren über Experteninterviews (Abweichungsgrad auf einer Skala zwischen 0 und 1) wird den Ländern Italien, Irland, Vereinigtes Königreich, Spanien und Tschechien die größte Abweichung von 0,8 vom deutschen System zuge-

40 Ganz, Neumann, Wasmeier, Hinterstocker (2022), Comparison of European electricity market designs, FfE, München, https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/09/GSM20_Paper_G0105_European-Electricity-Markets_Ganz.pdf.

schrieben. Im Falle Großbritanniens sind hierfür vor allem Unterschiede bei den Reservekapazitäten (Balancing Services; Frequency Containment Reserve) ausschlaggebend. Insgesamt lässt sich aber festhalten, dass der grundsätzliche Preisbildungsmechanismus an der Strombörse auch in Großbritannien fundamental auf dem Prinzip beruht, dass die Grenzkosten des letzten noch benötigten Kraftwerks den Preis setzen.⁴¹

Auf **europäischer Ebene** hat die ACER (EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators) das Strommarktdesign untersucht.⁴² Die Agentur kommt zum Ergebnis, dass das derzeitige Strommarktdesign effizient und sicher unter normalen Bedingungen arbeitet und beibehalten werden sollte. Das Marktdesign sei nicht an dieser Krisensituation Schuld und sei nicht dafür konzipiert worden. Dennoch gebe es für die kommenden 10-15 Jahren Verbesserungsvorschläge. Auch gibt es Möglichkeiten, Bürger künftig besser vor möglichen langanhaltenden Phasen mit hohen Preisen zu schützen. Zudem wird der derzeitige Merit-Order-Mechanismus des Pay-as-Clear mit dem Pay-as-Bid verglichen. Dabei werden Nachteile im Pay-as-Bid in Form von höheren Risiken gesehen. ACER diskutiert, wie mittels des Pay-as-Clear, z.B. durch Gaspreisdeckel für stromerzeugende Gaskraftwerke, der Strompreis gesenkt werden kann, und welche Marktverzerrungen auf Kosten der Netzstabilität und des Netzausbaus das mit sich führt. Den massivsten Markteingriff stellt für ACER die Unterteilung bzw. Ungleichbehandlung bei den Stromerzeugungstechnologien dar (siehe Kapitel 5.2):

„Broadly speaking, an important consideration of the measures briefly introduced above is how much they discriminate between generation technologies and/or among consumer segments. When a measure targets certain technologies only, it risks fragmenting the market, compromising competition and creating regulatory uncertainty about the potential for similar measures in the future. The more structurally ingrained a measure, the more likely it is to hamper innovation in future technologies and offerings, and accordingly the less likely it is to support investor confidence in new low-carbon investments. Moreover, if Member States implement such measures in a non-coordinated or non-aligned way, this might exacerbate the adverse impacts on cross-border trade and flows.“⁴³

ACER empfiehlt folgende Maßnahmen:⁴⁴

- „Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed
- Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)
- Improve the efficiency of renewable investment support schemes

41 <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/electricity-market>

42 ACER (2022), Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf.

43 Ebd., S. 55.

44 Ebd., S. 74-77.

-
- Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets
 - Better integrate forward markets
 - Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements
 - Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility
 - Shield those consumers that need protection the most from price volatility
 - Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right
 - Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is build at pace
 - Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes
 - Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks
 - Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels“

6.2. Strommarkt in Großbritannien

In **Großbritannien** werden Reformen des Strommarktes evaluiert, weshalb die Regierung eine umfassende Prüfung mit der Möglichkeit zur Stellungnahme (REMA – Review of Electricity Market Arrangements) angesetzt hat. Die Frist zur Stellungnahme war der 10. Oktober 2022 und die Ergebnisse werden derzeit ausgewertet.⁴⁵

Verschiedene Ansätze stehen zur Debatte. Ähnlich dem LMP-Ansatz (siehe oben 5.3) werden Reformen diskutiert, wonach der Strommarkt stärker lokale Begebenheiten der Kraftwerke abbilden solle.⁴⁶ Auch ein Wechsel zum Gebotsverfahren (pay-as-bid) und die Aufteilung in Marktsegmente werden diskutiert (zu beiden siehe oben 5.1 und 5.2).⁴⁷

Eine weitere Möglichkeit besteht in dem Abschließen längerfristiger Lieferverträge mit Erzeugern erneuerbarer Energien zu festgelegten Fixpreisen, um einerseits Planungssicherheit zu schaffen und andererseits Preisspitzen abzuschneiden.

45 <https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements>.

46 <https://es.catapult.org.uk/news/location-pricing-could-save-30bn/>; Pownall et al. (2021), Re-Designing GB's Electricity Market Design: A Conceptual Framework Which Recognises the Value of Distributed Energy Resources, Energies 2021, 14, <https://doi.org/10.3390/en14041124>.

47 <https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/electricity-market>.

Das Consultation Document des Department for Business, Energy & Industrial Strategy listet daher verschiedene Modifikationen des Strommarktdesigns auf zur weiteren Diskussion:

„This section sets out the main approaches we are considering for addressing these challenges. These are:

- splitting the market into separate markets for variable and firm power;
- introducing locational pricing, either zonal or nodal;
- reorienting the market towards the distribution network (‘local markets’);
- moving to pay-as-bid rather than pay-as-clear pricing; and
- maintaining the fundamentals of the status quo, with incremental reforms of parameters such as gate closure.

These options remain at a high level, with detailed further evidence-gathering and analysis required on each; for this reason, we are proposing to take all of them forward for further consideration. They are not mutually exclusive and solve different issues: we consider them separately for ease, but it is possible to envisage workable (if complex) combinations between them.

Many of these options represent fundamental redesigns of wholesale electricity markets. The wholesale market is the foundation of the electricity system as a whole; as such, these options would have signification implications across the system [...] implementing any of these options (beyond some elements of ‘evolving the status quo’) would be likely to take a number of years.”⁴⁸

48 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1098100/review-electricity-market-arrangements.pdf.