

Brüssel, 13. Februar 2023

---

## Deutsche Industrie- und Handelskammer

---

### Öffentliche Konsultation: Überarbeitung des EU-Strommarktdesigns

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

*Grundlage dieser Stellungnahme sind die der DIHK bis zur Abgabe der Stellungnahme zugegangenen Äußerungen der IHKs sowie die wirtschaftspolitischen/europapolitischen Positionen und die DIHK-Resolution zur Energiekrise vom 21. September 2022. Sollten der DIHK noch weitere in dieser Stellungnahme noch nicht berücksichtigte relevante Äußerungen zugehen, wird die DIHK diese Stellungnahme entsprechend ergänzen.*

#### A. Das Wichtigste in Kürze

- Grundsätzlich empfiehlt die DIHK, die Vorteile von Wettbewerb, grenzüberschreitenden Energienetzen und Handelsflüssen und einem europäischen Verständnis von Versorgungssicherheit deutlich herauszuarbeiten. Dabei sollten bewährte Mechanismen des europäischen Strommarktdesigns nicht aufgrund kurzfristiger Krisen durch strukturelle Reformen leichtfertig aufgehoben werden.
- Die DIHK regt ein Strommarktdesign an, indem das marktwirtschaftlich effiziente Merit-Order-Prinzip zusammen mit einem Reservesystem gestärkt wird.
- Um die Klimafreundlichkeit der Stromerzeugung bei gleichzeitiger marktwirtschaftlicher Effizienz zu stärken, regt die DIHK einen Ausstiegspfad aus der derzeitigen direkten Förderung der erneuerbaren Energien, beispielsweise durch eine Verkürzung der Laufzeit und das Vertrauen in die Wirksamkeit des Emissionshandelssystems (ETS), an. In einigen Segmenten sind erneuerbare Energien über PPAs bereits heute im Markt.
- Als weitere Maßnahme zur Förderung der Erneuerbaren Energien empfiehlt die DIHK den Markt für Direktstromlieferverträge (PPA) zu stärken und mit Steuererleichterungen und Sonderabschreibungen für erneuerbare Energietechnologien anzureizen.
- Die DIHK setzt sich außerdem für einen schnelleren Ausbau der Grenzkuppelstellen für eine bessere Vernetzung des europäischen Stromsystems, sowie den schnelleren Ausbau der Nord-Süd Stromtrassen in Deutschland ein. Der Netzausbau ist essenziell für ein versorgungssicheres und flexibles Stromsystem.

## **B. Relevanz für die deutsche Wirtschaft**

Der europäische Strombinnenmarkt ist im Interesse aller Unternehmen, die auf eine sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Stromversorgung angewiesen sind. Er fördert den Wettbewerb, erhöht die Versorgungssicherheit und erleichtert die Integration von Strom aus volatiler, erneuerbarer Erzeugung in den Markt. Das Strommarktdesign ist dabei ein entscheidender Baustein. Die Industrie mit 44 % sowie das Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 27 % machen zusammen rund 71 % des Stromverbrauches in Deutschland aus.

Ein verändertes Strommarktdesign und eine daraus resultierende Veränderung der Strompreise hätten Auswirkungen auf alle Unternehmen und Betriebe. Hohe Stromkosten belasten die Wirtschaft in erheblichem Maße – ein weiterer Anstieg gefährdet die internationale Wettbewerbsfähigkeit erheblich und damit den Wirtschaftsstandort Deutschland. Gleichzeitig leistet die deutsche Wirtschaft einen außerordentlichen Beitrag im Strombinnenmarkt, indem sie bestmöglich zu erneuerbaren Energien wechselt und ihren Energieverbrauch anpasst. Zudem wird der weitere Ausbau erneuerbarer Energien nur mit Investitionen aus allen Teilen der Wirtschaft gelingen. Immer mehr Unternehmen werden daher zu Prosumern und nehmen dadurch direkt oder indirekt über Dienstleister am Strommarkt teil.

## **C. Details - Besonderer Teil**

Das Ziel der Weiterentwicklung und Stärkung des europäischen Binnenmarkts für Strom wird daher von der DIHK ausdrücklich unterstützt. Somit soll der Weg für die weitere Integration geebnet und die Anforderungen eines stetig steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Strommix der Mitgliedstaaten adressiert werden. Die DIHK setzt sich für eine Energiewende ein, die auf Markt, Wettbewerb und Technologieoffenheit beruht und in den europäischen Strombinnenmarkt eingebettet ist. Dies ist die beste Voraussetzung dafür, die Chancen und Risiken der Energiewende zu meistern und Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gleichermaßen sicherzustellen.

Wichtig ist jedoch auch die vollumfängliche Umsetzung der bereits bestehenden Regelungen des vierten Binnenmarktpakets, denn die Integration des Binnenmarktes ist noch nicht abgeschlossen: Staatliche Strompreisregulierungen, Widerstände gegen den Netzausbau und das Streben nach Autarkie prägen weiterhin das Bild einer zersplitterten europäischen Energielandschaft und führen im internationalen Vergleich zu hohen Preisen für die deutsche Wirtschaft.

Eine Strommarktreform sollte keine überstürzte Handlung, als eine Reaktion auf Gasknappheit, darstellen. Um alle Betriebe – von industriellen Großverbrauchern bis hin zu KMU – besser vor übermäßigen Preisschwankungen zu schützen, Strom langfristig zu wettbewerbsfähigen Preisen erzeugen zu können, Energieversorgungssicherheit aus sauberen Quellen zu gewährleisten und die Marktresilienz zu stärken, bedarf es gut austarierten Änderungen und

Anpassungen. Daher sollte dringend eine Unterscheidung zwischen kurz- und langfristigen Maßnahmen getroffen werden und ihr Einfluss auf den Strombinnenmarkt abgewogen werden. Eine grundlegende Strommarktreform darf daher nicht die Antwort auf kurzfristige Effekte sein. Dies könnte das Vertrauen in den Strombinnenmarkt gefährden und Investitionen aufgrund von Planungsunsicherheiten zurückhalten.

### **Abschnitt 1: Strompreise unabhängig von kurzfristigen Märkten machen:**

#### **Terminmärkte (Forward Markets)**

Die freie Preisbildung ist für die Effizienz des Terminmarkts von großer Bedeutung, damit die europaweit wirtschaftlichsten Kapazitäten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei Erzeugern, Nachfragern und durch Speicher zum Einsatz kommen. Die Terminmärkte sind ein zukunftsgerichtetes Absicherungsinstrument und sollten in ihrer Rolle weiter gestärkt werden, um Unternehmen vor unerwarteten Preissprüngen zu schützen. Mit dem Zugang zum Terminmarkt stehen der Wirtschaft Instrumente zur Verfügung, die eine Absicherung von Preisen für die Stromlieferungen ermöglichen. Die DIHK begrüßt daher die Ausrichtung eines Strommarktdesigns, das langfristiges, marktbasierendes Hedging unterstützt. Die Bedeutung liquider Terminmärkte zeigt sich derzeit in der Energiekrise. Unternehmen, die sich langfristig abgesichert haben, waren den kurzfristigen Preissprüngen nicht oder nur zu einem Teil ausgesetzt.

Während in Deutschland der Terminmarkt bereits eine sehr prägnante Rolle einnimmt, weisen andere europäische Staaten ein deutlich geringeres Handelsvolumen auf. 67,8 % des Handelsvolumens an den europäischen Stromterminmärkten der EEX kam 2021 von deutschen Stromfutures<sup>1</sup>. Dabei ist die Liquidität eine Grundvoraussetzung, damit Handelsgeschäfte überhaupt zu Stande kommen. Kurzfristig angekündigte strukturelle Änderungen im Marktdesign hingegen konterkarieren das Vertrauen in langfristig angelegte Investitionsentscheidungen der Akteure und vermindern in Folge die Liquidität am Handelsplatz sowie den Ausbau von erneuerbaren Energien. Geringe Planungssicherheit durch häufige Gesetzesänderungen – wie in dem Jahr 2022 – können demzufolge zu Risikoaufschlägen bei Investitionen führen.

#### **Power Purchase Agreements**

Es ist richtig, dass ein Fokus des zukünftigen Strommarktdesigns auf Direktstromlieferverträge (PPAs) gelegt wird. Diese fördern den Bau und die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Sie werden über eine Laufzeit von wenigen bis hin zu 30 Jahren geschlossen und bieten damit Erzeugern wie Abnehmern Planungssicherheit. Sie führen zu einer Ausweitung des Stromangebots aus erneuerbaren Energien auch jenseits der Förderung und reduzieren damit die Stromkosten für alle Verbraucher.

---

<sup>1</sup> [https://www.eex.com/de/newsroom/news/detail?tx\\_news\\_pi1%5Baction%5D=detail&tx\\_news\\_pi1%5Bcontrol%5D=News&tx\\_news\\_pi1%5Bnews%5D=4180&cHash=6601a1aa9b443aa4d7dc7bc129c94463](https://www.eex.com/de/newsroom/news/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontrol%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=4180&cHash=6601a1aa9b443aa4d7dc7bc129c94463)

Damit leisten PPAs eine effiziente Möglichkeit, sich nachhaltig gegen die Auswirkungen kurzfristiger Preisschwankungen auf den Energiemärkten abzusichern und treibhausgasneutral Strom zu beziehen.

Gleichwohl ist der PPA-Markt in Deutschland immer noch relativ klein, weil der Ausbau erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren insbesondere durch auskömmliche staatlich garantierte Vergütungen im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) organisiert wurde. Darüber hinaus hemmt das deutsche Doppelvermarktungsverbot einen dynamischen Übergang aus einer staatlichen EEG-Förderung in den PPA-Markt, weil Abnehmer in diesen Fällen keine Herkunftsnachweise (HKN) beziehen können, wenn sie Strom aus geförderten Anlagen kaufen. Damit neu geförderte Anlagen der Grünstrombeschaffung von Unternehmen auch zur Verfügung stehen, sollten diese Herkunftsnachweise erhalten und – wie europarechtlich heute bereits zulässig – das Doppelvermarktungsverbot aufgehoben werden. Dies verbessert die Wirtschaftlichkeit der Anlagen, stärkt damit den Zubau und hilft gleichzeitig vielen Betrieben auf ihrem Weg Richtung Klimaneutralität.

Ebenfalls fehlen in Deutschland bisher geeignete Instrumente wie beispielsweise staatliche Garantien vorwiegend für kleine und mittlere Unternehmen, um finanzielle Risiken langfristiger Investitionen abzusichern. Dies gilt auch für Varianten des Abnehmerpoolings, bei welchen sich mehrere Unternehmen gemeinsam an einem PPA beteiligen, aber keine gemeinschaftliche Haftung eingehen möchten, wenn beispielsweise ein Unternehmen aufgrund einer unerwarteten Insolvenz aus dem Bezugspool entfällt. Letztlich muss der bezogene Strom aus einem PPA vom Ort der Bereitstellung zum Verbrauchsort geliefert werden, wodurch die Beschaffungskosten durch Umlagen, Netzentgelte und Steuern zusätzlich belastet werden. Dies schließt die vergleichsweise kostspielige Strombeschaffung von Grundlast- und Ausgleichsenergie ein, da beispielsweise Solar-PPA Strom nicht für eine durchgehende Produktion bereitstellen können.

Zusätzlich sollten Flächen im Ausland durch virtuelle PPAs erleichtert Unternehmen zur Verfügung stehen. Hierfür sollten PPAs in Deutschland nicht als Finanzderivat behandelt und Ausnahmen im Kreditwesengesetz festgeschrieben werden, wie dies bereits in anderen europäischen Staaten der Fall ist.

Um den Zugang insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen zum PPA-Markt zu erleichtern, sollte eine staatliche Risikoabsicherung, etwa über die KfW-Bank angeboten werden, wie es bereits in vergleichbarer Weise in Norwegen der Fall ist. Darüber hinaus werden PPAs auf oder nahe dem Betriebsgelände bisher gehemmt, weil die Weitergabe von Strom ab der ersten Kilowattstunde in Deutschland der Registrierung als Stromlieferant bedarf. Hier sollte eine Bagatellgrenze oder ein stark vergünstigter Netztarif insbesondere für PPAs ermöglicht und grenzüberschreitende PPA erleichtert werden. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass Sonderabschreibungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen von PPA-Projekten einen weiteren Anreiz für dringend benötigte private Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien schaffen würden.

Die dargelegten Maßnahmen sollten einen starken Anreiz für langfristige Direktstromlieferverträge ermöglichen. Eine verpflichtende Beteiligung industrieller Abnehmer am PPA-Markt lehnt die DIHK hingegen ab.

### Zweiseitige Differenzkontrakte (Two-sided Contracts for Difference)

Die von der Kommission vorgeschlagene Förderung von sogenannten „inframarginalen“ Technologien durch Differenzkontrakte (CfD) sieht die DIHK kritisch<sup>2</sup>. Aus Sicht des überwiegenden Teils der Wirtschaft sollte darüber nachgedacht werden, wie der Ausstieg aus der Förderung gelingen und die Förderung bei marktreifen Technologien schnell beendet werden kann<sup>3</sup>. Für die DIHK stellen CfD eine Reihe von Nachteilen dar<sup>4</sup>:

- CfD könnten Stromkosten für Verbraucher steigern: Es ist davon auszugehen, dass rational agierende Bieter die Unsicherheiten und Risiken einer Rückzahlung als Opportunitätskosten in die Ausschreibungsgebote einpreisen, wodurch sich die Gestehungskosten erhöhen. Hinzu kommen Transaktionskosten zum Aufbau und zur Abwicklung eines neuen, komplexen Förder-systems.
- CfD haben negative Auswirkungen auf den Strommarkt: Da CfD im Grunde einem staatlich abgesicherten Futures-Kontrakt entsprechen, ist eine marktbasierende Absicherung gegen Preisrisiken nicht nötig. Die Folge ist, dass dem Stromterminmarkt Strommengen entzogen werden und die fehlenden Mengen auf der Angebotsseite zu eingeschränkten oder gar fehlenden Absicherungsmengen für die Nachfrageseite führen.
- CfD erschweren die Marktintegration erneuerbarer Energien: Durch die Rückzahlungsverpflichtung entfallen Anreize, sich wirtschaftlich optimiert im Markt zu behaupten und dafür die Anlagen bestmöglich auf Marktintegration auszulegen und ggf. besser als der Markt den Strom zu verkaufen. Sie können sogar zu Fehlanreizen beim Dispatch führen, z. B. dem Abregeln von Anlagen zur Vermeidung von Rückzahlungen.
- CfD unterdrücken Innovationen: Der starre Mechanismus und fehlende wirtschaftliche Anreize führen dazu, dass Flexibilität nicht erschlossen und mithin Anlagen gebaut werden, die nach Ablauf der Förderperiode ggf. nicht marktfähig sind. Zudem besteht für solche Anlagen kein Anreiz, die Stromvermarktung mit Speichern, anderen Erzeugungsanlagen oder der Nachfrageseite direkt zu koppeln. Hier gehen dem Strommarkt Innovationen und Flexibilität verloren.
- CfD bremsen den förderfreien Erneuerbaren-Zubau aus: Sollten CfDs verpflichtend eingeführt werden, wird aufgrund der fehlenden Wechselmöglichkeit in die sonstige

---

<sup>2</sup> Ein Teil der Unternehmen aus dem Bereich erneuerbare Energien sieht die Einführung von CfD weniger skeptisch.

<sup>3</sup> Vgl. [Wirtschaftspolitische Positionen der IHK-Organisation \(dihk.de\)](#)

<sup>4</sup> Vgl. DIHK-Stellungnahme zum „Osterpaket“ der deutschen Bundesregierung, 13. Mai 2022: [007\\_2007\\_Stellungnahme\\_EEG \(dihk.de\)](#)

Direktvermarktung die Dynamik von förderfreien Grünstromabnahmeverträgen (PPA) gebremst. Zudem fehlen dem Grünstrommarkt Herkunftsnachweise vor allem für industrielle Verbraucher, die diese für die Erfüllung ihrer Nachhaltigkeitsanforderungen benötigen.

Schaut man in die Nachbarländer und auch auf Deutschland, hat der Zubau von erneuerbaren Energien ohne Förderung rasant an Fahrt aufgenommen. So wurden in Dänemark z. B. im vergangenen Jahr 94 Prozent des PV-Zubaus förderfrei realisiert<sup>5</sup> und in Polen, trotz ausgeschriebenen Mengen für CfD, 60 Prozent ohne Förderung vergeben.<sup>6</sup> Auch bei Wind auf See zeichnet sich europaweit eine Zahlungsbereitschaft für Flächen aus, wie das dänische Beispiel des Windparks Thor zeigt.

Die DIHK plädiert daher dafür, dass auf die Einführung von CfD verzichtet wird. Sollte die Kommission dennoch das Instrument in die Strommarkt-Reform aufnehmen, so sollten CfD auf einer rein freiwilligen Basis beruhen und nicht verpflichtend für Betreiber von EE-Anlagen sein. Des Weiteren sollten CfD, wenn überhaupt, mengenmäßig begrenzt sein (z. B. für weniger windhöfliche Standorte oder Bürgerenergieprojekte) und noch nicht marktreife Technologien fördern. Besser wären stattdessen jedoch staatliche Ausfallgarantien für eine begrenzte, kurze Übergangszeit. Dadurch können Projekte günstiger finanziert werden und der Markt für förderfreie Projekte kann sich schneller entwickeln. Da dieses Instrument nur vorübergehend benötigt würde, ist ein klares Enddatum sinnvoll. Dieses würde auch für CfD benötigt und sollte nicht länger als notwendig, jedoch deutlich geringer als 20 Jahre betragen. Dadurch müssten Anlagenbetreiber bereits von Anfang an Strategien über mögliche Vermarktungskonzepte entwickeln<sup>7</sup>.

Keine Option stellt für die DIHK eine Einführung von CfD ex-post für bereits bestehende Anlagen dar. Auf der einen Seite würde dies zu der von der Kommission bereits aufgeführten Verunsicherung der Investoren in erneuerbare Energien und Schädigung des Investitionsklimas führen. Auf der anderen Seite sind die Finanzierungsbedingungen bereits geklärt und das Risiko bereits eingepreist worden. Nachträgliche Änderungen würden die Opportunitätskosten einer Abschöpfung nicht wahrheitsgemäß widerspiegeln.

### Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Accelerating the deployment of renewables)

Unternehmen sind auf eine sichere und wettbewerbsfähige Versorgung mit erneuerbaren Energien angewiesen. Nur wenn in den kommenden Jahren ausreichende Mengen an erneuerbarem Strom sowie Folgeprodukte zur Verfügung stehen, kann die klimafreundliche Umstellung der Energieversorgung und Produktionsverfahren in der EU gelingen.

---

<sup>5</sup> <https://www.pv-magazine.de/2022/03/02/foerderfreie-photovoltaik-kraftwerke-veraendern-gestalt-des-daenischen-marktes/>

<sup>6</sup> <https://www.pv-magazine.de/2022/02/14/juengste-erneuerbaren-ausschreibung-in-polen-zeigt-grosse-attraktivitaet-von-foerderfreien-photovoltaik-projekten/>

<sup>7</sup> Vgl. DIHK-Stellungnahme zur EEG 2021 Novelle: [Microsoft Word - 025\\_20201113\\_EEG2021.docx \(dihk.de\)](#)

Der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und der Stromnetze, aber auch von flexiblen grundlastfähigen Kraftwerkskapazitäten inkl. der erforderlichen Carbon-Capture- und Wasserstoffinfrastruktur hat daher höchste Priorität und sollte von der Politik als Anliegen im öffentlichen Interesse noch entschlossener vorangetrieben werden<sup>8</sup>.

Naturschutzrechtliche Vorgaben, die ihren Ursprung in der EU-Gesetzgebung haben, sollten vereinfacht werden, auch um daraus resultierende Hürden, wie lange Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu beseitigen. Staatliche Förderung sollte es nur geben, wenn der Zubau über den Markt nicht funktioniert bzw. nicht ausreichend ist.

#### Begrenzung der Einnahmen inframarginaler Erzeuger: Erlösobergrenze (Limiting revenues of inframarginal generators: revenue cap)

Eingriffe in den Markt sollten möglichst gering ausfallen, EU-weit koordiniert werden sowie zeitlich begrenzt sein<sup>9</sup>. Dies gilt besonders auch für Preisobergrenzen und die Abschöpfung der Einnahmen von sogenannten inframarginalen Erzeugern. Die langfristige Implementierung der Maßnahme könnte erhebliche negative Folgen für den Terminmarkt nach sich ziehen: Eine dauerhafte Erlösobergrenze würde Nachfragern keinen Anreiz bieten, mehr als die festgesetzte Erlösobergrenze an Stromproduzenten zu zahlen. Ebenso hätten letztere keinen Anreiz mehr, Preise oberhalb der Grenze zu verlangen. Infolgedessen könnte der Strommarkt weitreichend gestört werden, da die Preisbildung am Terminmarkt künstlich gemindert wird. Die Konsequenz wäre ein massiver Vertrauensverlust in den Markt und damit die Schwächung von neuen Technologien sowie dem Ausbau von erneuerbaren Energien.

### **Abschnitt 2: Alternativen zu Gas, um das Stromsystem im Gleichgewicht zu halten**

#### Anreize für die Entwicklung von Flexibilitäten (Incentivising the development of flexibility assets)

##### *Spotmarkt, Energy-Only-Markt*

Während der Terminmarkt einen erheblichen Beitrag zur Planungssicherheit für die Wirtschaft leistet, können auf dem Spotmarkt sehr kurzfristig Strommengen ge- oder verkauft werden. Unternehmen haben somit die Möglichkeit auf dem Day-Ahead- und Intraday-Markt ihre Versorgungslücken zu schließen oder Überschüsse abzustoßen und somit schnell und effizient auf Angebot und Nachfrage zu reagieren. Dabei sollte eine Teilnahme am Spotmarkt stets freiwillig erfolgen, um die individuellen Unternehmensbedarfe zu decken.

Die enge Verflechtung der europäischen Strommärkte trägt zudem zur effizienten Versorgungssicherheit bei, da nicht nur auf die nationalen Kapazitäten zurückgegriffen werden muss. Zugleich senkt dies die Gesamtkosten des Systems, weil nationale Kapazitäten nicht

---

<sup>8</sup> Vgl. [Wirtschaftspolitische Positionen der IHK-Organisation \(dihk.de\)](https://www.dihk.de)

<sup>9</sup> Vgl. [Europapolitische Positionen der IHK-Organisation 2019](#)

vorgehalten werden müssen und Kraftwerke höher ausgelastet werden können. Somit werden die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung optimiert<sup>10</sup>. Der Stärkung des „Energy Only“-Marktes sollte daher stets Priorität eingeräumt werden<sup>11</sup>. Mechanismen zum Aufbau eines Kapazitätsmarktes sollten hingegen nur die letzte Option sein und müssten in ein europäisches Gesamtsystem eingebettet sein.

### *Netzausbau und Flexibilisierungsoptionen*

Der europäische Strommarkt wird durch den Ausbau der Netzkapazitäten effizienter, weil Unternehmen über Landesgrenzen hinweg leichter mit Strom handeln können. Fehlende Netze in Deutschland führen zu steigenden Redispatchmaßnahmen, deren Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden. Die derzeitige Netzstruktur ist noch von fossilen Kraftwerken geprägt, die sich historisch primär in der Nähe von industriellen Verbrauchsschwerpunkten angesiedelt haben. Vor diesem Hintergrund muss aus Sicht der Wirtschaft eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und eine Anpassung der Netzinfrastruktur eine Priorität darstellen. Hierbei ist es wichtig, dass im Sinne der gesamtdeutschen Energiewende Netzausbauprojekte rasch umgesetzt werden<sup>12</sup>.

Ohne ausreichende Netzkapazitäten innerhalb Deutschlands besteht auch weiter das Risiko höherer Strompreise in unterschiedlichen Teilen des Landes durch eine Aufspaltung der deutschen Strompreiszone. In der Folge würden viele Unternehmen eine höhere Stromrechnung bezahlen müssen, weil Preissignale weniger effizient gebildet würden. Gleichzeitig führt der Ausbau der Erneuerbaren Energien zu verstärkten Volatilitäten und damit einhergehend zu größerer Preisdynamik. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, muss die Entwicklung und Nutzung von Speichertechnologien eine essenzielle Rolle einnehmen und sollte parallel zur Anpassung des Strommarktes vorangetrieben werden. Dies könnte beispielsweise durch bürokratische Vereinfachungen für Speicherbauten sowie einen frühzeitigen Bürgereinbezug umgesetzt werden.

Weitere Flexibilisierungsoptionen liegen zudem in der Ausweitung von Elektrolysekapazitäten zur Erzeugung von Wasserstoff. Aber auch auf der Nachfrageseite sollte variabel auf schwankende Einspeisekapazitäten reagiert werden können. Ein sehr effektives Instrument stellt die Abschaltung regelbarer Lasten dar. Bis zum Juni 2022 ergänzten abschaltbare Lasten der Industrie die Stabilität der Übertragungsnetze. Insgesamt konnten die Übertragungsnetzbetreiber auf etwa 1.750 MW flexibler Nachfrage aus der Industrie im Rahmen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zurückgreifen, um nicht nur auf der

---

<sup>10</sup> Laut ACER beträgt der durchschnittliche jährliche Nutzen des integrierten Strommarktes für die europäischen Verbraucher auf etwa 34 Mrd. EUR (ACER's Final Assessment of the EU Wholesale electricity market design, April 2022)

<sup>11</sup> Vgl. Europapolitische Positionen der IHK-Organisation 2019 ([EuPos\\_2019\\_gesamt.indd \(dihk.de\)](#))

<sup>12</sup> Insbesondere in Norddeutschland gibt es Stimmen, die sich für einheitliche Netzentgelte in Deutschland - also auch inklusive der Verteilnetzentgelte - einsetzen.



Angebotsseite, sondern auch nachfrageseitig die Balance des Übertragungsnetzes sicherzustellen. Obgleich eine Verlängerung der AbLaV als nützliches Flexibilitäts-Instrument mit Blick auf die Versorgungssicherheit von allen Seiten betont wurde, ist die Verordnung ohne eine Nachfolgeregelung im Sommer 2022 ausgelaufen. Eine Neueinführung ist aus Sicht der deutschen Wirtschaft äußerst sinnvoll. Zudem kann die Stärkung des Eigenverbrauchs und Contracting-Anlagen die Netzbelastung reduzieren und sollte interessierten Unternehmen leichter ermöglicht werden.

### *Merit-Order*

Neben diesen langfristigen Herausforderungen für den Strommarkt, sind mit dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine neue, kurzfristige Problemstellungen erwachsen. Das verknappte Gasangebot sowie der Mangel an alternativen Strombezugsquellen haben u. a. die Strompreise insbesondere im Sommer 2022 auf Extremniveaus ansteigen lassen. Dabei ist jedoch festzuhalten: Eine Kopplung zwischen dem Gas- und dem Strompreis besteht nicht, weder aufgrund des Strommarktdesigns noch aufgrund der Merit-Order. Denn der Großhandelspreis für Strom ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Gemäß der Merit-Order kommen am Strommarkt zur Deckung der Nachfrage zuerst die Erzeugungsanlagen mit den geringsten variablen Kosten zum Einsatz und steigert sich, bis das letzte Kraftwerk die Nachfrage decken kann. Dadurch werden die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromversorgung minimiert, weil Kraftwerksbetreiber einen Anreiz haben, das preisgünstigste Kraftwerk einzusetzen und in die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien zu investieren. Während erneuerbare Energien (exkl. Biomasse) und Kernkraft sehr geringe variable Kosten aufweisen und daher am Anfang der Merit-Order stehen, stellen Gaskraftwerke meistens das Grenzkraftwerk, welches die Strompreise an der Börse bestimmt (*marginal pricing*). Allerdings bestimmen Änderungen in deren Bereitstellungskosten, insbesondere Änderungen in den Gasbeschaffungspreisen, die Zusammensetzung und Entwicklungen der Strompreise mit. Zukünftig können daher auch wieder andere Technologien den Grenzpreis setzen. Von anderen Bepreisungsmechanismen neben der Merit-Order ist abzusehen, da diese das Preissignal am Markt stark verfälschen und neben Effizienzverlusten auch die Versorgungssicherheit der EU nachhaltig gefährden könnten.

### *Emissionshandelssystem*

Das europäische Emissionshandelssystem (ETS) ist aus Sicht der Wirtschaft ein wirkungsvolles Klimaschutzinstrument, welches ebenso den Stromsektor umfasst. Die variablen Kosten von fossilen Energieträgern hängen dabei von den CO<sub>2</sub>-Preisen ab, neben den Beschaffungs- und Transportkosten. Am stärksten davon betroffen ist die Verstromung von Braunkohle. Das ETS trägt weitreichend zu den Klimaschutzzielen der EU bei<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Vgl. DIHK-Stellungnahme zur Reform des Europäischen Emissionshandelssystems ([DIHK Stellungnahme Berlin](#))

Insbesondere im Stromsektor bestehen durch die erhebliche Kostendegression bei Wind auf See und an Land sowie bei der Photovoltaik Minderungspotenziale, die gehoben werden können. Ein wirksamer europäischer Emissionshandel unterstützt den Ausbau erneuerbarer Energien und ist damit ein wirksames Instrument für eine klimafreundliche Energieversorgung. Aus Sicht der Wirtschaft ist entscheidend, dass hierbei Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit gewährleistet sowie nationale Alleingänge vermieden werden.

### **Abschnitt 3: Stärkung und Schutz der Verbraucher**

#### **Net-Metering**

Es ist grundsätzlich ein sinnvoller Ansatz, dass abnehmenden Unternehmen künftig mehr in erneuerbare Energien investieren. Ohne Investitionen aus allen Teilen der Wirtschaft werden sich die ehrgeizigen Ausbauziele nicht erreichen lassen. Daher ist die Ermöglichung von Net Metering grundsätzlich richtig. Auf der anderen Seite entstehen, wenn der Strom durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird, Kosten für den Transport und die Bilanzierung des Stroms. Um hier eine Balance hinzubekommen, sollte Net-Metering daher nur unter gewissen Voraussetzungen ermöglicht werden. Dazu könnten z. B. gleiche Spannungsebene, Kilometerumkreis, etc. zählen.

#### **Supplier of last resort und Ersatzversorgung**

Die aktuelle Energiekrise hat gezeigt, wie wichtig eine Ersatzversorgung für alle Unternehmen im Strom- und Gasbereich ist. Viele Betriebe haben keine neuen Verträge mehr erhalten, ihnen drohte deshalb die Einstellung des Geschäftsbetriebs. Durch die wieder gefallenen Strom- und Gaspreise scheint das Risiko derzeit wieder etwas geringer. Um für künftige Krisen vorzusorgen, spricht sich die DIHK für eine allgemeine Einführung einer Ersatzversorgung für alle Unternehmen auf allen Spannungsebenen und Druckstufen aus. Die Ersatzversorgung könnte z. B. über eine Belieferung zum jeweils aktuellen Spotmarktpreis umgesetzt werden.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Vgl. auch DIHK-Resolution zur Energiekrise vom 21. September 2022.

## **D. Ansprechpartner mit Kontaktdaten**

### **Dr. Sebastian Bolay**

Bereichsleiter Energie, Umwelt und Industrie  
DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammer  
Breite Straße 29, 10178 Berlin  
Telefon (030) 2 03 08 - 22 00  
bolay.sebastian@dihk.de

### **Dr. Niclas Wenz**

Leiter des Referats für Strommarkt, erneuerbare Energie  
und nationaler Klimaschutz  
DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammer  
Breite Straße 29, 10178 Berlin  
Telefon (030) 2 03 08 - 22 02  
wenz.niclas@dihk.de

### **Josephine Möslein**

Leiterin des Referats Europäische Energie- und  
Klimapolitik  
DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammer  
19 A-D, Avenue des Arts, B - 1000 Brüssel  
Telefon 0032 2286-1635  
moeslein.josephine@dihk.de

## **E. Beschreibung DIHK**

### **Wer wir sind:**

Unter dem Dach der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) sind die 79 Industrie- und Handelskammern (IHKs) zusammengeschlossen. Unser gemeinsames Ziel: Beste Bedingungen für erfolgreiches Wirtschaften.

Auf Bundes- und Europaebene setzt sich die DIHK für die Interessen der gesamten gewerblichen Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit ein.

Denn mehrere Millionen Unternehmen aus Handel, Industrie und Dienstleistung sind gesetzliche Mitglieder einer IHK - vom Kiosk-Besitzer bis zum Dax-Konzern. So sind DIHK und IHKs eine Plattform für die vielfältigen Belange der Unternehmen. Diese bündeln wir in einem verfassten Verfahren auf gesetzlicher Grundlage zu gemeinsamen Positionen der Wirtschaft und tragen so zum wirtschaftspolitischen Meinungsbildungsprozess bei.

Darüber hinaus koordiniert die DIHK das Netzwerk der 140 Auslandshandelskammern, Delegationen und Repräsentanzen der Deutschen Wirtschaft in 92 Ländern.

Sie ist im Register der Interessenvertreter der Europäischen Kommission registriert (Nr. 22400601191-42).