

Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?

OKTOBER 2025

IMPRESSUM

TITEL

Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?

HERAUSGEBER

Agora Energiewende,

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2, 10178 Berlin

Tel: +49 30 700 1435-0

E-Mail: info@agora-energiewende.de, Internet: www.agora-energiewende.de

EPICO KlimInnovation

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V., Hausvogteiplatz 12, 10117 Berlin

E-Mail: office@epico.org, Internet: www.epico.org

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestraße 128 a, 10115 Berlin

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Tel: +49 30 66 777-0, Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de, Internet: www.dena.de

AUTOREN: Die Nennung erfolgt in alphabetischer Reihenfolge.

Nicolas Eschenbruch, dena

Tibor Fischer, dena

Fabian Huneke, Agora Energiewende

Joachim Schmitz-Brieber, EPICO KlimInnovation

ZITATANGABE

Agora Energiewende, EPICO KlimInnovation, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2025):

Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?

Alle Rechte sind vorbehalten.

GESTALTUNG UND UMSETZUNG

Nicolas Höfer

INHALTSVERZEICHNIS

EINFÜHRUNG UND KERNBOTSCHAFTEN.....	4
1. INDUSTRIESTROMPREIS: DISKUSSIONSSTAND IN DEUTSCHLAND UND EUROPA.....	10
2. EINE ZUKUNFTSFRAGE: WIE SCHAFFEN WIR EINEN TRANSFORMATIVEN UND MARKTLICHEN INDUSTRIESTROMPREIS?.....	14
3. STROMPREISE FÜR DIE INDUSTRIE: ABGABEN UND UMLAGEINTENSITÄT BESTIMMEN DEN PREIS.....	15
4. DAS AKTUELLE PREISNIVEAU FÜR INDUSTRIEUNTERNEHMEN: EIN HETEROGENES BILD.....	17
5. ERGEBNISSE DES WORKSHOPS.....	19
6. EMPFEHLUNGEN: EINE INTEGRIERTE STRATEGIE FÜR EINEN TRANSFORMATIVEN INDUSTRIESTROMPREIS ENTWICKELN UND EINZELMASSNAHMEN DARAN AUSRICHTEN.....	24
7. AUSBLICK.....	39
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	40

EINFÜHRUNG UND KERNBOTSCHAFTEN

Ende Mai 2025 haben Agora Energiewende, EPICO Klimainnovation und die Marktoffensive Erneuerbare Energien einen ganztägigen Stakeholder-Workshop mit Vertreterinnen und Vertretern aus Energiewirtschaft und Industrie organisiert. Ausgehend von der Leitfrage „Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?“ reflektierten Vertreterinnen und Vertreter von industriellen Abnehmern aus unterschiedlichen Branchen und von Energieversorgern bzw. -händlern gemeinsam ihre Perspektiven und diskutierten gemeinsame Ansätze für ein tragfähiges Zukunftskonzept.

Es wurde deutlich, dass eine politische Industriestrompreis-Strategie bei den strukturellen Herausforderungen und Kosteneffizienz ansetzen muss und nicht nur Symptome lindern sollte. Die Gaskrise hat Industrieproduktion und Strompreise strukturell zu teuer für den Weltmarkt gemacht. Um stattdessen günstigen Strom aus erneuerbaren Energien für den Industriebezug zu nutzen, muss das Angebot am Strommarkt deutlich steigen. Der systemisch eigentlich kostensenkende flexible Strombezug ist bisher betriebswirtschaftlich zu teuer. Dieses Papier möchte einen Beitrag dazu leisten, dass die Industriestrompreis-Strategie hier ansetzt.

Das vorliegende Impulspapier setzt dafür die einzelnen Elemente der Industriestrompreis-Debatte¹ in einen gemeinsamen Kontext. Dabei kann zwischen grundlegender Bewertung und Ausrichtung einerseits sowie kurzfristigen und mittelfristigen strukturellen Maßnahmen andererseits unterschieden werden:

¹ Wir fassen unter dem Terminus „Industriestrompreis“ zentrale politische Maßnahmen und Strategien zusammen, die auf günstige Strompreise für die Industrie und energieintensive Gewerbeunternehmen abzielen. „Strompreise“ sind hingegen die tatsächlich zu zahlenden Endkundenpreise.

Grundlegende Bewertung und Ausrichtung:

1. Die langfristige Gewährung günstiger Strompreise für die Industrie ist eine wirtschaftspolitische Herausforderung.

Die Höhe der Strompreise ist für alle Industrie- und Gewerbeunternehmen relevant, für stromintensive Branchen entscheidet sie maßgeblich über die Standortattraktivität Deutschlands. Stromkostenintensive Güter aus Deutschland sind durch im internationalen Vergleich hohe Preise zwischen 7 und 15 ct/kWh einerseits und schwer prognostizierbare zukünftige Preisentwicklungen andererseits wenig wettbewerbsfähig. Dabei haben der Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine und die damit einhergehende Preiskrise gezeigt, wie wichtig eine Stärkung der langfristigen Absicherung an den Märkten ist, um künftige Preisschocks zu vermeiden.

2. Hohe Strompreise bremsen Investitionen in die Elektrifizierung.

Das gilt in besonderem Maße für die mittelständische Industrie, die mit rund 15 ct/kWh einen höheren Anteil an den Gemeinkosten des Stromsystems zahlt. Besonders für die Grundstoffindustrie, in der Energiekosten 40 Prozent und mehr des Produktionswerts ausmachen,² sind hohe Strompreise eine existenzielle Bedrohung. Anstelle einer Elektrifizierung drohen hier eine weitere Verstärkung der Abwendung vom Strombezug beispielsweise hin zu gasbasierten autarken Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und/oder auch die Abwanderung ins Ausland.

Zur Entlastung der Strompreise hat die Bundesregierung angekündigt, die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2026 durch einen Zuschuss von 6,5 Milliarden Euro aus dem Klimafonds um rund 57 Prozent zu senken. Zudem wurde die Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe ab 2026 verstetigt. Für energieintensive Industrien, die bereits weitgehend von Abgaben auf den Strombezug befreit sind, ergibt sich aus dieser Maßnahme jedoch nur eine begrenzte zusätzliche Entlastung.

² https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/BSt/Publikationen/GrauePublikationen/W_Focus_Paper__27_Industriestrompreise_in_Deutschland.pdf

3. Nur ein Zielbild ist zukunftsfest: ein marktlicher und auf erneuerbaren Energien basierender Industriestrompreis.

Ein zukünftiger Industriestrompreis muss auf erneuerbare Energien abstellen und die Marktrealität der erneuerbaren Energien als dominierende Energieträger reflektieren.

Dabei sollte ein Rahmen gesetzt werden,

- der den Bedürfnissen der Energiewirtschaft nach Refinanzierbarkeit,
- dem Wunsch der Industrie nach günstigen Strompreisen und
- den Anforderungen des Strommarktdesigns an möglichst systemdienliche Lösungen sowie
- der Anforderung von angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitäten gleichermaßen gerecht wird.

Dabei kommt dem Staat die Rolle zu, diese vier Leitplanken bereits heute als Zielbild zu etablieren und auch kurzfristige Maßnahmen so auszurichten, dass das mittel- bis langfristige Ziel nicht aus dem Blick verloren geht.

Der heutige Strommarkt ist von diesem Ziel weit entfernt, denn seit 2024 sinkt die Liquidität des Marktes für Power Purchase Agreements (PPAs), das Börsenpreisniveau stagniert, der Bandlastbezug lohnt sich häufig mehr als ein flexibler Strombezug und die Nutzung von Erdgas ist wirtschaftlicher als die Elektrifizierung.

Effizient verbessern lässt sich diese Situation mit einer gezielten Stärkung marktlicher Strukturen, in der Preissignale der erneuerbaren Energien wirken und die langfristige Refinanzierung von erneuerbaren Energien Projekten gestärkt wird („So viel Markt wie möglich, so viel Staat wie nötig“). Dies ermöglicht eine stärkere Allokation von privaten Mitteln im Markt, um die erforderliche Geschwindigkeit des Ausbaus zu halten. Gleichzeitig kann sich die Industrie über neue Geschäftsmodelle günstige Strompreise am Markt sichern. Eine dauerhafte staatliche Subvention steht diesem Zielbild entgegen, denn sie würde marktliche Strukturen unterminieren und wäre zudem auch nicht mit den Beihilfeleitlinien der EU vereinbar.

Konkret sollten folgende Handlungsfelder für ein Industriestrompreis-Konzept adressiert werden:

Mittelfristig wirkende Maßnahmen

- **Erstens: Strom aus erneuerbaren Energien für die langfristige Strombeschaffung der Industrie über PPAs und Stromhandel verfügbar machen.** Günstiger Strom aus erneuerbaren Energien (EE) soll für die langfristige industrielle und gewerbliche Strombeschaffung am Strommarkt und über PPAs verfügbar werden. Dafür braucht es eine generelle Stärkung des marktlichen Ausbaus erneuerbarer Energien, um EE-Strom für die Industrie verfügbar zu machen und die langfristige Absicherung gegen steigende Preise zu befördern. Dabei sollte das Marktdesign so ausgestaltet sein, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einen starken Anreiz setzt, den Strom zunächst bevorzugt über Lieferverträge mit Energieversorgern und der Industrie zu vermarkten. Die Einführung einer staatlichen Garantie für die Finanzierung langfristiger PPAs, Wechselmöglichkeiten und eine serielle Kombination von Contracts for Difference (CfDs) und PPAs im EEG sowie die Stärkung von regionalen Bezugsmodellen sind hier zentrale Ansätze.
- **Zweitens: Ausbaugeschwindigkeit bei erneuerbaren Energien halten, um Großhandelspreise zu senken und Systemkosten zu minimieren.** Das Potenzial für niedrigere Strombörsenpreise und mehr Planungssicherheit durch ein hohes Tempo beim EE-Ausbau muss voll genutzt werden, um günstige Beschaffungspreise für alle Verbrauchergruppen zu gewährleisten. Vor allem für die energieintensive Industrie entsteht hier eine besonders hoher relativer Entlastungseffekt. Gleichzeitig müssen beim EE-Ausbau geringe Systemkosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur erreicht werden. Das sogenannte Energiewendemonitoring schafft eine gute Entscheidungsgrundlage hierfür, insbesondere die Handlungsoptionen zur besseren Verzahnung von Netz- und EE-Ausbau – nicht im Sinne einer Drosselung des EE-Ausbaus, sondern im Sinne der besseren Verzahnung von Planungsverfahren. Ein weiteres Beispiel ist die Überbauung von Netzanschlusskapazitäten, um Kosten soweit technisch zulässig zu senken. Gleichzeitig müssen Ausnahme- und Fördertatbestände für die Industrie konsequent an den Bezug von erneuerbaren Energien und die Schaffung von nachfrageseitiger Flexibilität gekoppelt werden, um die Nachfrage und Integration erneuerbarer Energien zu stärken. Einheitliche Zugangsvoraussetzungen senken gleichzeitig die Transaktionskosten für Unternehmen und Verwaltung.

- **Drittens: Veredlungs- und Netzkosten für Großabnehmer von EE-Strom senken, Flexibilitäten stärken.** Flexibilitäten gehen für abnehmende Unternehmen mit erheblichen Preissenkungspotenzialen einher. Anwendungen wie Batteriespeicher, Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher in industriellen Prozessen sowie neue flexible Handels- und Absicherungsprodukte für die Strombeschaffung sind hier zentral. Dabei können auch Branchen profitieren, bei denen ein Bandlastbezug für die Wettbewerbsfähigkeit wichtig bleibt. Während die Standardisierung von Finanz- und Terminmarktprodukten zur Erhöhung der Flexibilität auf Erzeuger- und Abnehmerseite eine Aufgabe von Energieversorgern, Handelsplätzen, Industrie und der Finanzbranche ist, sollte geprüft werden, inwiefern Abnehmer bei den Mehrkosten für die Einbindung verbrauchs- und angebotsseitiger Flexibilitäten und die Integration von hohen fluktuierenden EE-Anteilen über entsprechende Förderprogramme im Sinne einer initialen Marktbereitung unterstützt werden können.
- **Viertens: Marktzugang für Abnehmer erleichtern.** Der Zugang des energieintensiven Mittelstands insbesondere zu den klassischen Terminmarktprodukten und darüber hinauswirkenden Instrumenten wie PPAs muss weiter gestärkt werden. Der Zusammenschluss von Abnehmern in Verbrauchsgemeinschaften über Pooling-Modelle kann die Transaktionskosten für Unternehmen am Markt senken und sollte regulatorisch unterstützt werden. Gleichzeitig sollten Plattformen den Wissenstransfer fördern, um mehr Unternehmen an den Einkauf erneuerbarer Energien über einen gezielten Know-how-Transfer heranzuführen.

Kurzfristig wirkende Entlastungen

- **Kurzfristige Entlastung für die energieintensive Industrie über einen CISAF-Industriestrompreis nicht ohne Konditionalitäten.** Die kurzfristige Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit stromkostenintensiver Güter kann durch eine auf drei Jahre befristete Produktionssubvention für ausgewählte stromintensive Prozesse im Rahmen der europäischen Beihilfeleitlinien des Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) adressiert werden³. Ein solches Instrument käme der Idee eines "Brückenstrompreises" aus der letzten Legislaturperiode nah. Zentral ist hier die genaue Ausgestaltung: Referenz- und Zielpreis sollten durch die Verwendung

³ Die tatsächliche Entlastungswirkung eines solches Instrument wird vermutlich begrenzt sein, zumindest für solche Unternehmen, die bereits von der Strompreiskompensation (SPK) profitieren. Siehe auch Kapitel 6 zum Zusammenwirken von CISAF-Industriestrompreis und SPK.

von betont langfristigen Terminmarktindizes den marktwirtschaftlichen Absicherungsprozess unterstützen und die Strommengenregelung sollte das Preissignal am Strommarkt nicht stören. Die EU-rechtlich vorgesehenen Bedingungen bzw. Konditionalitäten zum Erhalt der Subvention sollten eine marktliche EE-Beschaffung über PPAs und Flexibilitäten anreizen.

- **Mittelständische Industrie: Entlastung über Reduktion der Netzentgelte und Investitionszuschüsse bei Investitionen in PPAs oder verbraucherseitige Flexibilitäten.** Die mittelständische Industrie zahlt bisher mehr staatlich induzierte Strompreisbestandteile als die energieintensive Industrie. Weitere Maßnahmen bei Entgelten, Abgaben und Umlagen würden sie daher stärker entlasten, müssten aber gleichzeitig gegenfinanziert werden. Entlastungen sollten auch hier als Investitionsanreize verstanden werden und gleichzeitig direkte Investitionen in erneuerbare Energien stärken. So sollten Investitionen in regionale PPAs über die Netzentgeltsystematik und einen Investitionszuschuss unterstützt werden.

Kurzfristige und mittelfristige Maßnahmen eines marktlichen und erneuerbaren Industriestrompreises

Kurzfristige Entlastung nicht ohne Konditionalitäten	1. Energieintensive Industrie: zusätzliche, direkte Subvention des Strompreises nicht ohne anteiligen PPA-Bezug und/oder Schaffung von Flexibilitäten 2. Mittelständische Industrie: Entlastung über geringe Netzkosten sowie den Anreiz geringer Netzentgelte bei regional flexiblem EE-Bezug über PPAs
Strom aus erneuerbaren Energien für die langfristige Strombeschaffung der Industrie über PPAs und Stromhandel verfügbar machen	1. Stärkung des marktlichen Ausbaus im Strommarktdesign 2. Mit Garantien den Zugang zu langfristigen PPAs stärken 3. Serielle Finanzierung / Wechselmöglichkeiten zwischen CfDs und PPAs schaffen 4. Zugang zu EE für den Mittelstand über klassische Terminmarktprodukte erleichtern 5. Regionale Bezugsmodelle stärken und Rechtssicherheit beim Eigenverbrauch herstellen
Ausbaugeschwindigkeit Erneuerbarer halten, Großhandelspreise und Systemkosten senken	1. Senkung der Großhandelspreise durch kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien nutzen und Systemkosten senken 2. Zugangskriterien zu Förder- und Ausnahmetatbeständen an EE-Bezug koppeln und harmonisieren
Veredelungs- und Netzkosten für Großabnehmer von EE-Strom senken, Flexibilitäten stärken	1. Veredelungskosten über Lastflexibilitäten und eine neue Netzentgeltsystematik reduzieren 2. Veredelungskosten über Handelsprodukte adressieren 3. Industrie-Förderprogramme für Flex-Investitionen einführen
Marktzugang für Abnehmer erleichtern	1. Zusammenschluss von Abnehmern in der Strombeschaffung im Markt stärken 2. Plattformen für den Austausch unterstützen

1. INDUSTRIESTROMPREIS: DISKUSSIONSSTAND IN DEUTSCHLAND UND EUROPA

Die Diskussion um den Industriestrompreis hat sich seit 2023 von einer innerdeutschen Debatte über Ausnahmeregelungen hin zu einem weitreichenden politischen Projekt entwickelt, das sowohl nationale als auch europäische Weichenstellungen erfordert.

Das Ringen um einen Industriestrompreis in der vergangenen Legislatur

In der letzten Legislaturperiode brachte die „Ampel“-Koalition das Thema eines „Industriestrompreises“ erstmalig in die Debatte ein. Der Vorstoß war zum einen eine Reaktion auf die fossile Energiepreiskrise. Langfristig sollte aber auch die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gestärkt und gleichzeitig der Weg in Richtung Elektrifizierung und Dekarbonisierung beschleunigt werden. Die Diskussion verlief entlang drei zentraler Achsen: Welche Verwerfungen würde ein solcher Eingriff am Strommarkt nach sich ziehen? Wie groß wäre die Belastung für die öffentlichen Haushalte? Und welche Spielräume erlaubt das europäische Beihilferecht?

Das Konzept sah vor, dass ein „Brückenstrompreis“ industrielle Verbraucher kurzfristig über den Haushalt entlasten sollte. Ein daran anschließender „Transformationsstrompreis“ bestand aus mehreren Elementen, von denen zumindest einige stärker auf eine marktliche Absicherung (insbesondere durch PPA-Garantien) abzielten⁴.

Die öffentliche Debatte fokussierte sich erwartungsgemäß auf die kurzfristige Entlastung über den Brückenstrompreis und seinen Effekt auf den Bundeshaushalt.

Ende 2023 wurde dann das Strompreispaket als Kompromiss eingeführt. Es setzte auf eine zunächst befristete Absenkung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf das europäische Mindestmaß sowie auf Verbesserungen bei der Strompreiskompensation⁵. Parallel – teilweise losgelöst von der Industriestrompreis-Diskussion wurde der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten zurückgenommen und die Überarbeitung der Regeln zur industriellen Netzentgeltbefreiung begann. Außerdem stieg in der letzten Legislaturperiode – ohne politisches Eingreifen – die Entlastungswirkung der Strompreiskompensation deutlich an.

Begrenzte Wirkung des Strompreispakets

Rückblickend kann festgehalten werden, dass die in die Wege geleiteten Entlastungen durch Belastungen an anderer Stelle je nach Branche mehr oder weniger aufgewogen wurden. Das Ziel der Preissicherheit wurde für einige Branchen erreicht, doch ein Impuls zur Belebung der Wirtschaft etwa durch Investitionen in Power-to-Heat-Anlagen oder DRI-Anlagen (Direktreduktionsanlagen)⁶ durch niedrige Strompreise wurde nicht gesetzt.

⁴ Das Konzept bestand aus zwei Teilen: 1. CfDs für die Industrie und 2. Unterstützung von PPAs für die Industrie als marktliche Absicherung.

⁵ Die aktuelle Bundesregierung hat im Rahmen ihrer Entlastungsmaßnahmen für die Wirtschaft mittlerweile einen Gesetzesvorschlag eingebracht, um diese Entlastung bei der Stromsteuer zu verstetigen.

⁶ DRI-Anlagen sind eine Schlüsseltechnologie zur Herstellung von grünem Stahl. Statt Koks wird hier Wasserstoff genutzt und über den Einsatz von Konvertern oder Elektrolichtbogenöfen in Rohstahl umgewandelt.

Parallel zu diesen politischen Diskussionen verlief die Entwicklung auf dem Strommarkt selbst. In 2022 und 2023 kam es dort, unter anderem infolge der Preissprünge bei Gas, zu erheblichen Preisspitzen. In der jüngeren Vergangenheit hat sich unter anderem durch den Rückgang bei den Erdgaspreisen der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt auf ein „New Normal“ eingependelt, das sich je nach Beschaffungsstrategie der Unternehmen jedoch unterschiedlich stark in den tatsächlichen Bezugskosten widerspiegelt. Das erreichte Niveau ist deutlich niedriger als zur Hochzeit der Krise; gleichzeitig ist der Strom am Großhandelsmarkt teurer als in der Zeit vor 2020.⁷

Der Industriestrompreis im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung

Der Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung sieht eine pauschale Entlastung aller Stromverbraucher, Industrie wie Haushalte, um 5 ct/kWh vor. Im Fokus stehen dabei die Absenkung der Stromsteuer und Entlastungen bei den Netzentgelten. Mit Blick auf die großen, energieintensiven Unternehmen sieht der Vertrag gleichzeitig einen „Auffang-Industriestrompreis“ als ergänzendes Sonderinstrument vor, um Branchen und Unternehmen, die bereits stark von Entlastungen bei Steuern, Abgaben und Umlagen profitieren, zusätzlich zu entlasten. All diese Maßnahmen stehen unter dem Finanzierungsvorbehalt und damit im gegenseitigen fiskalischen Wettbewerb.

Anfang September hat das Kabinett ein erstes Gesetzesvorhaben auf den Weg gebracht. Über einen Zuschuss von 6,5 Milliarden Euro sollen die Netzentgelte zunächst bis Ende 2026 reduziert werden. Gleichzeitig wird die Stromsteuer dauerhaft auf das europäische Mindestmaß gesenkt. Aufgrund fehlender Haushaltsmittel wurde der Kreis der Begünstigten jedoch nicht wie im Koalitionsvertrag vorgesehen auf alle Stromverbraucher ausgeweitet.

Neue Dynamik durch den neuen EU-Beihilferahmen für die Industrie

Parallel zu der erneuten Diskussion in Deutschland hat die Europäische Kommission mit dem im Sommer 2025 vorgelegten CISAF (Clean Industrial Deal State Aid Framework) den rechtlichen Rahmen für staatliche Beihilfen an die Industrie weitgehend geöffnet. Erstmals ist eine Förderung grundsätzlich und ohne Verletzung des EU-Beihilferechts denkbar.⁸ Konkret erlaubt das CISAF den Mitgliedstaaten eine Subventionierung auf den Großhandelsstrompreis, sofern die Maßnahmen temporär sind und mit klaren „Klima-Gegenleistungen“ der Unternehmen (z. B. Investitionen in EE-Anlagen) verknüpft werden.⁹

Diese neuen Handlungsspielräume sind, zumindest gemessen an dem, was der europäische Beihilferahmen bislang zuließ, unerwartet.¹⁰ Es ist davon auszugehen, dass die Bundesregierung aktiv auf die Europäische Kommission eingewirkt hat, um sie zu ermöglichen.

⁷ Siehe auch Kapitel 4

⁸ Zu Möglichkeiten, die der neue Beihilferahmen zulässt, siehe Kapitel 6

⁹ Wie sichergestellt werden kann, dass diese Verknüpfung mit Vorbedingungen (Konditionalitäten) möglichst effektiv ist, siehe Kapitel 6, Abschnitt „Energieintensive Industrie: CISAF-konformer Industriestrompreis zur kurzfristigen Entlastung“

¹⁰ Bisher ließ der europäische Beihilferahmen Subventionen für Betriebskosten, wie im Falle des Brückenstrompreises, nur unter sehr engen Bedingungen zu.

Durch diesen europäischen Impuls verschärft sich in Deutschland der politische Druck, zügig ein entsprechendes Modell für die Ausgestaltung festzulegen. Mit Blick auf die beihilfekonforme Umsetzung stellen sich zwei zentrale Fragen: Welche Vorbedingungen bzw. Konditionalitäten werden für einen Preisabschlag definiert und welche Wechselwirkung mit anderen bestehenden Instrumenten (Anrechnung der Strompreiskompensation, mögliche Ausweitung des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) auf indirekte Emissionen) bestehen.

Strategien für eine wettbewerbsfähige Industrie prägen die aktuelle politische Diskussion

Die Produktionsindizes des verarbeitenden Gewerbes und der energieintensiven Industrie haben sich mit Stand Mai 2025 nicht vom Erdgas- und Strompreisschock nach dem Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine erholt. Deutschland hat, neben anderen strukturellen Defiziten, auch durch hohe Energiepreise an industrieller Substanz eingebüßt, die Erholung steht noch aus. Gleichzeitig hat sich die EU mit dem „Clean Industrial Deal“ und dem „Action Plan for Affordable Energy“ in der Abwägung zwischen anspruchsvoller Energie- und Klimapolitik einerseits und der Sorge um die industrielle Wettbewerbsfähigkeit andererseits teilweise neu positioniert. Der „Draghi-Bericht“¹¹ zur europäischen Wettbewerbsfähigkeit mahnt, dass eine konsequente Klimapolitik nur

erfolgreich sein kann, wenn gleichzeitig die Produktionsstandorte in Europa erhalten bleiben. Die Frage einer global wettbewerbsfähigen Produktion von industriellen Grundstoffen in Europa wird seither zunehmend auch im geopolitischen Kontext unter dem Schlagwort der „Resilienz“ diskutiert. Auch der „Monitoringprozess“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zur Energiewende kann teilweise unter diesem Prisma gesehen werden. In diesem Kontext sehen die Befürworter den Industriestrompreis als einen Baustein, um geopolitische Resilienz und ökonomische Stabilität zu stärken.

Missing Link in der Politik: ein flexibler und starker Strommarkt als Garant für günstige Preise

Gerade weil der Industriestrompreis gemäß EU-Beihilfeleitlinien auf drei Jahre befristet ist, muss er die Weichen für die Zeit nach der Subvention jetzt bereits stellen. Gleichzeitig spielt die Strombeschaffung ausgehend von Preisrisiken und der notwendigen Dekarbonisierung bereits heute eine immer größere Rolle in der unternehmerischen Daseinsvorsorge. Viele Geschäftsführungen von energieintensiven Unternehmen verstehen die Absicherung über langfristige Lieferverträge und die Diversifikation der Energiequellen inzwischen als Kernaufgabe ihrer Strategie, um sich gegen Preisspitzen am Strommarkt zu wappnen und den CO₂-Fußabdruck ihrer Produkte zu reduzieren.

¹¹ Vgl. The Draghi report on EU competitiveness. EU-Kommission (2025): https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en

Während klassische Terminmarktprodukte an den Strombörsen eine Absicherung von bis zu fünf Jahren ermöglichen, bieten Over-the-Counter-Produkte (Futures, Forwards, Optionen) oder langfristige PPAs eine noch längerfristige Möglichkeit, das Strompreinsniveau abzusichern. Auch wenn handelbare Produkte (etwa weiterentwickelte Fahrplangeschäfte oder Cap-Produkte) und die Anpassung industrieller Prozesse zur Absicherung gegen einzelne Preisspitzen noch in den Kinderschuhen stecken, gewinnen sie zunehmend an Relevanz für eine höhere Wettbewerbsfähigkeit. Das eröffnet Chancen

für flexible Verbraucher in der Industrie, auch wenn hier aktuell vor allem konstante Lastprofile vorherrschen. Auch die europäische Richtlinie 2024/1747 vom Juni 2024 zum Strommarktdesign¹² sieht vor, die Absicherung von Großverbrauchern am Markt zu stärken und gleichzeitig erneuerbare Energien stärker in den Markt zu integrieren und zeitvariable Preissignale weiterzuentwickeln. Hinzu kommt: In der globalen Konkurrenz um Resilienz und Produktionskapazitäten buhlen Regionen mit günstigem grünen Strom um Investoren.

Fazit: Bei der Diskussion um einen Industriestrompreis darf es nicht ausschließlich um kurzfristige Entlastungen gehen.

Mittelfristig entscheidend ist, wie Unternehmen über einen EU-konformen Industriestrompreis hinaus in einem auf erneuerbaren Energien fußenden Strommarkt aus eigener Kraft wettbewerbliche Strompreise realisieren können. Für die Politik bedeutet dies, dass sie im künftigen Strommarktdesign einen starken Fokus auf die Stärkung des Strommarktes legen und mit Blick auf die Zukunft Anreize für die Entwicklung neuer Strommarktprodukte setzen muss. Die Ausgestaltung kurzfristiger Entlastungen darf diesem Zielbild nicht entgegenstehen.

¹² Vgl. EU-Verordnung 2024/1747 des Europäischen Parlaments und Rates:
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747

2. EINE ZUKUNFTSFRAGE: WIE SCHAFFEN WIR EINEN TRANSFORMATIVEN UND MARKTLICHEN INDUSTRIESTROMPREIS?

Mit der Ankündigung von weiteren Entlastungen für Unternehmen durch die neue Bundesregierung und der Initiative für die Einführung eines Industriestrompreises hat das Thema an Bedeutung gewonnen. Dabei sind die aktuelle Diskussion und Einordnung stark von der jeweiligen Position auf dem Markt und der damit verbundenen Perspektive gekennzeichnet.

Abnehmer und Energiewirtschaft: unterschiedliche Perspektiven in einem Workshop

Für die Abnehmer aus der Wirtschaft ist ein günstiger, stabiler Strompreis ein zentrales Anliegen, um im internationalen Wettbewerb zu bestehen und gleichzeitig die Transformation zu gestalten. Aus ihrer Sicht gilt es, den Strompreis gegenüber dem Gaspreis konkurrenzfähig zu halten, auch wenn dieser in vielen Jahrestunden noch preissetzend ist, um die Sektorenkopplung dennoch wirtschaftlich zu ermöglichen.

Für die Energiewirtschaft wiederum stehen die langfristige Refinanzierung von erneuerbaren Energien über den Markt sowie die Beschaffung von fossilfreiem Strom für ihre Kunden im Fokus. Aus dieser Sicht ist es zentral, verzerrende Auswirkungen eines Industriestrompreises auf die Terminmärkte zu minimieren, Flexibilitäten stärker anzureizen und die Abhängigkeit von Gas zu reduzieren. Für die Energiewirtschaft besteht das Risiko, dass mit der Einführung eines Industriestrompreises der Terminmarkt ausgetrocknet wird.

Aus Gesamtsystemsicht ist der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien zentral, um den Umbau des Energiesystems und die Dekarbonisierung in den einzelnen Verbrauchssektoren – auch abseits der Industrie – mittels Sektorenkopplung zu befördern, den Strompreis zu senken und so den rechtlich bindenden Klimazielen Rechnung zu tragen.

Fazit: Die Stärkung der Absicherung am Strommarkt ist eine wichtige Aufgabe für die Politik.

Es wird deutlich, dass der Politik die Aufgabe zukommt, einen Rahmen zu entwickeln, um der energieintensiven Industrie und Gewerbeunternehmen einen kostengünstigen und langfristigen Zugang zu erneuerbarem Strom zu ermöglichen, und ihre aktive und eigenverantwortliche Rolle im Beschaffungsprozess auf dem europäischen Strommarkt positiv zu beeinflussen, ohne dass der Finanzierungsrahmen für erneuerbare Energien gefährdet wird. Dabei stellt sich die Frage, welche Rolle die Energieversorger, Börsen und Handelsplattformen zukünftig für den bilateralen Stromhandel übernehmen können, um die notwendige Elektrifizierung und Flexibilisierung weiter zu stärken.

3. STROMPREISE FÜR DIE INDUSTRIE: ABGABEN UND UMLAGEINTENSITÄT BESTIMMEN DEN PREIS

Grundsätzlich setzen sich die Strompreise in Deutschland aus drei großen „Blöcken“ zusammen:

- Der Preisbildung am Großhandelsmarkt und den Margen der Energieversorger für Beschaffung und Vertrieb
- Den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen (Steuern, Abgaben und Umlagen)
- Den von der Bundesnetzagentur gestalteten Grundsätzen zur Erhebung der Netzentgelte

Generell ist der Strompreis die Summe dieser Bestandteile. Im Unterschied zu Privathaushalten gelten für Industrie und Gewerbe jedoch einige strukturelle Besonderheiten, die auch innerhalb dieser Gruppe variieren.

Unterschiedliche strukturelle Voraussetzungen in der mittelständischen und energieintensiven Industrie

Die Gestaltung der Industriestrompreise ist seit jeher ein staatliches Handlungsfeld. Dabei profitieren energieintensive Industrien und die mittelständische Industrie in unterschiedlichem Maße von Ausnahmeregelungen und Privilegien. Unterschiede bestehen auch in den strukturellen Ausgangsbedingungen für große und kleinere industrielle Abnehmer.

- Höhe des Strombezugs: Der jährliche Strombezug variiert in der Industrie generell je nach Unternehmensgröße und Strombedarf der Produktion. Mittelständische Industrieunternehmen

haben typischerweise einen Stromverbrauch von 16 bis 20 GWh, energieintensive Großverbraucher beziehen 70 GWh und weit mehr.

- Strukturelle Voraussetzungen beim Energieeinkauf: Da Industriekunden oft große Mengen an Strom verbrauchen, können sie im Gegensatz zu kleineren Unternehmen oft bilateral ausgehandelte Verträge mit individuellen Preisen schließen. Dezidierte Beschaffungsstrategien eigener für den Stromeinkauf zuständiger Abteilungen ermöglichen es ihnen darüber hinaus, Strom über Terminmarktprodukte zu kaufen oder langfristige bilaterale Lieferverträge mit Stromerzeugern abzuschließen und sich so über den Markt abzusichern.
- Begünstigungen bei Steuern, Umlagen und Netzentgelten sowie Zugang zu Kompensationen: Unternehmen können unter bestimmten Voraussetzungen von Nachlässen bei Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom sowie bei Netzentgelten profitieren. Dabei haben nicht alle Unternehmen den gleichen Zugriff auf eine Reduktion der staatlich induzierten Strompreisbestandteile. Die bis 2030 von der EU-Kommission gebilligte StrompreisKompensation (SPK) wiederum richtet sich an stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb, sofern sie dem ETS unterliegen, und erstattet die indirekten CO₂-Kosten über die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) an die Unternehmen zurück.

- Netzentgelte / „Bandlastprivileg“:
Aktuell werden Unternehmen mit einem konstanten Strombezug von mindestens 7.000 MWh/Jahr über § 19.2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) bei den Netzentgelten entlastet. Da die Regelungen Ende 2028 auslaufen, hat die zuständige Bundesnetzagentur ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) gestartet. Kleine Abnehmer haben bislang keinen Zugang zu einer entsprechenden Kostenreduktion.
- Hohe Stromkosten und Relevanz des internationalen Wettbewerbs:
Die allermeisten Industrieunternehmen stehen mit ihren Produkten im internationalen Wettbewerb und der Strompreis ist dabei ein wichtiger Faktor. Insbesondere bei Produkten der energieintensiven Grundstoffindustrie können schon kleine Veränderungen beim Preis über die Wettbewerbsfähigkeit entscheiden; für diese Gruppe sind die Stromkosten besonders bedeutend.

Fazit: Es bestehen in Art und Umfang unterschiedliche Ausnahmetatbestände für industrielle Verbraucher.

Die Höhe der Strompreise hängt insbesondere von folgenden staatlich induzierten Nebenkosten und Entgelten ab:

- Der Höhe strombasierter Umlagen (u. a. KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage) und der Ausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR)
- Der möglichen Einführung weiterer Umlagen (z. B. Kraftwerkssicherheitsgesetz-Umlage)
- Dem Umfang und der Höhe etwaiger Stromsteuerbefreiungen
- Der weiteren Entwicklung der Netzentgelte (z. B. Aufschlag für besondere Netznutzung / Umlage nach § 19 StromNEV)
- Der Höhe und regionalen Struktur der Netzentgelte im Höchst- bis Mittelspannungsnetz sowie möglichen Bundeszuschüssen

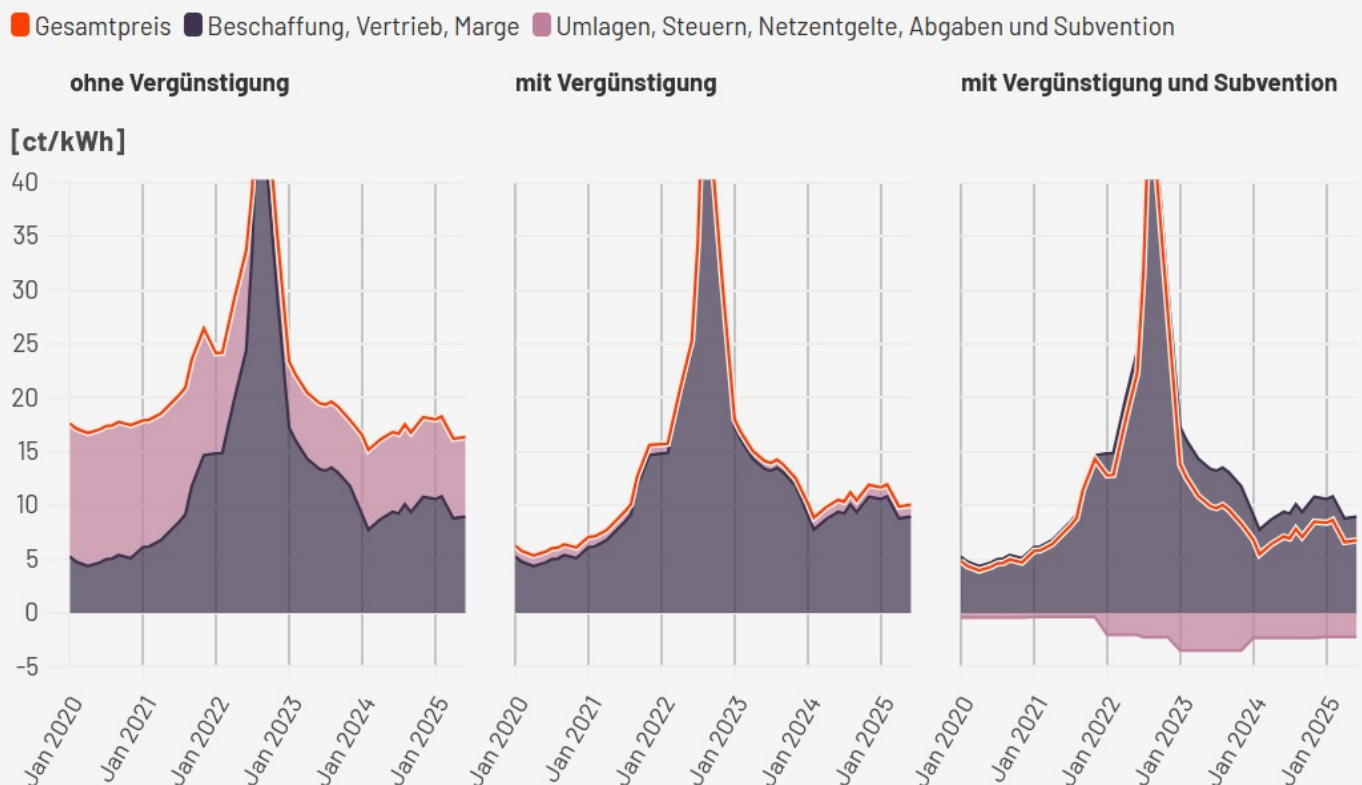
Für die energieintensive Industrie sind viele dieser Nebenbestandteile oft befreit; deshalb ist für sie die Entwicklung des Großhandelspreises und der Zugang zur SPK entscheidend.

4. DAS AKTUELLE PREISNIVEAU FÜR INDUSTRIEUNTERNEHMEN: EIN HETEROGENES BILD

Wo steht Deutschland bei der Entwicklung der Strompreise und dem Preisniveau für Industrie- und große Gewerbeunternehmen? Durch die fossile Energiepreiskrise stiegen für alle Stromkunden die Preise ab 2022 sehr stark an. Die Großhandelspreise für Strom in Deutschland erreichten historische Höchstwerte, vor allem bedingt durch stark gestiegene Gaspreise und Lieferengpässe infolge des Ukraine-Kriegs. Der Jahresdurchschnitt lag bei über 200 €/MWh. Ab 2023 begannen die Preise zu sinken.

Dieser Abwärtstrend setzte sich auch 2024 fort: Die Bundesnetzagentur verzeichnete für das Gesamtjahr einen durchschnittlichen Day-Ahead-Großhandelspreis von „nur“ noch 78,51 €/MWh, rund 18 Prozent weniger als im Jahr 2023. Das Jahr 2025 wiederum begann zunächst wieder volatiler. Im zweiten Quartal dämpfte sich dieser Anstieg zwar deutlich; mit dem Beginn des dritten Quartals zogen die Preise dann aber wieder an und lagen im September bei 80,63 €/MWh.¹³

Endkundenstrompreisentwicklung für Industrie



BNetzA (2025), Agora Energiewende (2025) • Die Preise sind nominal, also nicht inflationsbereinigt.

Subvention: Strompreiskompensation in Höhe von 1,4, 1,3, 2,9, 4,2, 3,4 und 3,3 ct/kWh von 2020 bis 2025 angerechnet

¹³ Vgl. Energy-Charts, durchschnittliche Börsenstrompreise
https://www.energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&c=DE&month=09

In der Gesamtschau liegen Extremwerte (über 200 €/MWh in 2022) hinter uns, das aktuelle Niveau liegt aber weiterhin über den langfristigen Durchschnitten vor 2020 – man kann von einem erhöhten „New Normal“ sprechen, dessen genaues Plateau noch unbestimmt ist.

Effekte der Großhandelspreisentwicklung auf verschiedene Industriegruppen:

- Langfristig abgesicherte Industriekunden: Bei Kunden mit langfristigen Beschaffungsstrategien wirkten Preisänderungen am Großhandelsmarkt verzögert und gedämpft.
- Kurzfristige Strategien: Unternehmen mit kurzfristiger Beschaffung waren stärker vom Anstieg betroffen, profitierten aber 2023 schneller von sinkenden Preisen.

Für mittelständische Industriebetriebe ohne dauerhafte Vergünstigungen bei staatlichen Preisbestandteilen liegt das aktuelle

Preisniveau bei etwa 15 ct/kWh. Die gesenkten Umlagen, Steuern und Netzentgelte des Ende 2023 eingeführten Strompreispakets kompensieren hier teilweise die gestiegenen Börsenpreise.

Bei größeren, energieintensiven Verbrauchern gilt: Schon vor der Preiskrise vorhandene Vergünstigungen führten dazu, dass sie weniger vom Strompreispaket aus 2023 profitiert haben. Steigende Großhandelspreise erhöhten die durchschnittlichen Industriestrompreise von 5 ct/kWh (2020) auf etwa 11 ct/kWh (2025).

Allerdings: Energieintensive Industrien, die ETS-pflichtig sind, erhielten (und erhalten) oft zusätzliche Entlastungen über die Strompreiskompensation; die Ausgleichszahlungen stiegen ab 2022/2023 und dämpften so den Preisanstieg. Dennoch liegt das Preisniveau für diese Gruppe 2025 mit etwa 7 ct/kWh deutlich über dem Niveau von 2020 (≈ 5 ct/kWh).

Fazit: Verschiedene Entlastungsmaßnahmen haben unterschiedliche Wirkungen und erfordern Abwägungsentscheidungen.

- **Verteilungswirkung von Ausnahmen:** Ausnahmen und Vergünstigungen für bestimmte Verbrauchergruppen wirken in der Regel schnell, beeinflussen aber gleichzeitig die Belastungen der anderen Gruppen (fiskalischer Wettbewerb zwischen zielgerichteten Subventionen und allgemeiner Reduktion der Stromnebenkosten). Aktuell profitieren insbesondere Großverbraucher von den bereits bestehenden Erleichterungen.
- **Beschaffungsseitige Maßnahmen:** Bei Maßnahmen, die die Beschaffungskosten am Markt senken oder Absicherungsmechanismen stärken, besteht dieses Spannungsverhältnis in der Regel nicht und sie kommen allen Verbrauchergruppen zugute – sie wirken in der Regel aber zeitverzögert. Für die Politik bedeutet das, die Stärkung der Beschaffungsseite vermehrt in den Blick zu nehmen und eine Strategie zur Unterstützung marktlicher Beschaffungs- und Absicherungsmodelle zu verfolgen.

5. ERGEBNISSE DES WORKSHOPS

Der von Agora Energiewende, EPICO Klimainnovation und der Marktoffensive Erneuerbare Energien organisierte ganztägige Workshop fand am 26. Mai 2025 in der Industrie- und Handelskammer Hannover statt. Es nahmen je hälftig etwas über 30 Vertreterinnen und Vertreter der Nachfrageseite bzw. energieintensiver Industrieunternehmen sowie von Unternehmen der Energiewirtschaft teil.

Ausgehend von der Leitfrage „Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?“ wurden mögliche Lösungsansätze entlang der folgenden Aspekte diskutiert:

- Wie kann die Industrie über marktliche Mechanismen Zugang zu günstigem erneuerbarem Strom bekommen?
- Wie können insbesondere PPAs als Garant für einen günstigen Industriestrompreis gestärkt werden? Welche Instrumente sind nötig, um den marktbasierten Ausbau zu fördern? Welche Ansätze und Instrumente sind hier zentral?
- Welche Anforderungen stellen Unternehmen an den Energiemarkt? Wie weit in die Zukunft ist eine Absicherung aus Sicht von Abnehmern notwendig? Wie können fluktuierende Strommengen kompatibel strukturiert und in das Verbrauchsprofil integriert werden?
- Wie verändert sich dadurch die Rolle der Utilities als Aggregatoren und Händler im Strommarkt gegenüber Abnehmern oder Produzenten?

- Welche (beihilfe-)rechtlichen Regelungen sind zu bedenken? Welche Impulse gibt es aufseiten der europäischen Ebene, beispielsweise durch den Action Plan for Affordable Energy?

Grundsätzlich zeigte sich, wie stark Fragen des EU-Beihilferechts die Diskussion um einen möglichen Handlungsrahmen bestimmen. Da dieser Rahmen erst nach dem Workshop von der EU-Kommission über das CISAF festgelegt wurde, wurden diese Aspekte im Nachhinein bei der Erstellung dieses Impulspapiers und der abschließenden internen Konsultation des Papiers berücksichtigt.

Diskussion zu Handlungsempfehlungen aus dem Workshop

Der Dreiklang aus mittelständischer Industrie, energieintensiver Industrie und verbindenden Maßnahmen für einen günstigen Industriestrompreis lag auch der eintägigen Diskussion im Rahmen des gemeinsamen Workshops zugrunde.

Bereits in der einführenden Diskussion wurde deutlich, dass sich die Einschätzung der Ausgangslage auch innerhalb der beiden Gruppen (mittelständische Industrie gegenüber Großverbrauchern) unterscheidet.

Die anschließende Diskussion in den beiden Kleingruppen fokussierte auf die Leitfrage des Workshops und die dazugehörigen nachgelagerten Fragestellungen. Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Ergebnisse aus den beiden Gruppen können wie folgt zusammengefasst werden.

Tabelle 1: Dokumentation der Vorschläge für eine Verbesserung des Industriestrompreises durch die Workshop-Teilnehmerinnen und -Teilnehmer (Perspektive der teilnehmenden Unternehmen)

Mittelständische Industrie

Kurzfristige Entlastung:

- Netzdienlichkeit im Mittelstand sollte generell Berücksichtigung finden, lokales Element im Industriestrompreis-Konzept als Gegenstück zu § 19.2 StromNEV: zum Beispiel regional verringerte Netzentgelte bei Direktbelieferung über das öffentliche Netz
- Deckelung der Netzentgelte und Verringerung der bestehenden Umlagen, Stromsteuerbefreiung, Stromkosten müssten für Elektrifizierung günstiger als Gaskosten sein („gezielt für spezifische Branchen und keine Gießkanne“)
- Entbürokratisierung und Digitalisierung: verschiedene Adressaten von Förderungen (Hauptzollamt, Netzbetreiber, DEHst und BAFA auf einer Antragsplattform o. Ä. zusammenführen)

Grundlegende, strukturelle Anpassungen:

- Sollte die SPK ausgeweitet werden, sollte auch die mittelständische energieintensive Industrie profitieren.
- Spezifische Instrumente sollten stärker die Ausgangslage einzelner Branchen reflektieren und weniger unspezifisch wirken.
- Flexibilitäten sollten angereizt und belohnt werden.
- Lösungen für die notwendigen, den direkten EE-Bezug ergänzenden Residualmengen seien zentral
- Strompartnerschaften, Pooling-Konzepte für Verbrauchsgemeinschaften und Zugang zu den PPA-Unterstützungsmechanismen (z. B. Ausfallgarantien, Flexibilitätsmaßnahmen und Privilegien) sollten so eingeführt werden, dass sie auch für ein einzelnes Mitglied einer Verbrauchsgemeinschaft gelten. Voraussetzungen, zum Beispiel Schwellenwerte, sollten auch von allen Mitgliedern gemeinsam erfüllt werden können.

- Ein hohes Maß an Standardisierung bei Handelsprodukten und transparente Marktplattformen erzeugen durch niedrige Transaktionskosten ein Level Playing Field mit der energieintensiven Industrie und sollten weiter gestärkt werden.

Energieintensive Industrie

Kurzfristige Entlastung:

- Höchste Effektivität würde durch zusätzliche Subvention mit maximal 3 bis 5 Jahren Laufzeit erreicht
- Beibehaltung und Aufstockung der bestehenden Subvention durch Strompreiskompensation (dies sei „überlebenswichtig“)
- Monetär wirkungsgleicher Ersatz für § 19.2 StromNEV, aber mit systemisch sinnvoller Anreizwirkung
- Europäische Setzung einer Subvention vermeide Verwerfungen im Binnenmarkt und führe zu zeitstabiler Rechtssicherheit
- Mögliche Einschränkungen der SPK bei Stärkung des CBAM sollten sichtbar werden

Grundlegende, strukturelle Anpassungen:

- Systemisch sinnvolle unbürokratische Gegenleistungen für den Industriestrompreis
 - Systemisch sinnvoll: Elektrifizierung sollte befördert, Flexibilitätspotenziale sollten angereizt und der EE-Ausbau sollte unbürokratisch unterstützt werden: auf bestehenden Kriterien aufsetzen

Gemeinsame Perspektiven der Teilnehmerinnen und Teilnehmer

- Es gibt keinen „One fits all“-Ansatz für die mittelständische und die energieintensive Industrie.
 - Entlastungen und Förderungen müssten die spezifischen Ausgangslagen einzelner Branchen und unterschiedlicher Unternehmensgrößen reflektieren. Gleichzeitig sollten die Zugangskriterien als ökologische Gegenleistungen für alle gleich definiert werden.
- Kurzfristige Maßnahmen zur Entlastung seien von vielen Branchen gewünscht.

- Negative Effekte einer Entlastungsmaßnahme im Strommarkt über eine Abkopplung vom Handel sollten vermieden werden.
- Der Dialog zwischen Energiewirtschaft und industriellen Abnehmern sei zentral, um unterschiedliche Perspektiven sichtbar zu machen und Lösungen zu finden.
- Gründe für den Abschluss von PPAs seien aktuell die langfristige Absicherung sowie der Bezug von grünem Strom.
- Eine 24/7-Beschaffung von erneuerbarem Strom sollte über (1) hohe Liquidität/Verfügbarkeit von langfristigen Stromlieferverträgen und (2) geringe Veredlungskosten beim „Glattstellen“ der EE-Lieferung und des eigenen Verbrauchs unterstützt werden.
- Dabei sollten
 - marktliche Lösungen und staatliche Garantien gestärkt werden, um die Gesamtkosten zu senken,
 - Produkte von Energieversorgern genutzt werden, die das Bündeln und Tranchieren von PPAs und Handel-/Absicherbarkeit von Veredlungskosten adressieren, und
 - Flexibilität und Netzanschlusskapazitäten, die flexible Fahrweisen überhaupt erst zulassen, ermöglicht werden.
- Der Zugang zu bestehenden und künftigen Förder- und Ausnahmetatbeständen sollte noch stärker an den Bezug von erneuerbaren Energien gekoppelt werden.
 - Gleichzeitig sollten die Zugangskriterien zwischen industriellen Großverbrauchern und kleineren Industriebetrieben harmonisiert werden.
- Bereits heute bestehe ein eigener Markt für gekoppelte Herkunftsnachweise, der zum einen stark über die Vorgaben in der Strompreiskompensation und der Besonderen Ausgleichsregelung getrieben ist und zum anderen stark auf den Bezug von hochwertigem Strom aus spezifischen Anlagen im Zuge eigener Dekarbonisierungsstrategien abziele.
- Es bräuchte im Nachgang an das EuGH-Urteil eine Neuregelung mit Blick auf den Status der Kundenanlagen, da diese bisher zentral für Eigenversorgungskonzepte der Industrie und der lokalen Versorgung über On-Site PPAs waren.
- Zentral für eine hohe Verfügbarkeit/Liquidität von EE-Strom für die Strombeschaffung sei es, die Konkurrenzsituation zwischen EEG-Förderung und EE-Strom im Strommarkt aufzulösen. Wie tiefgreifend die notwendigen Änderungen an den EEG-Ausschreibungen seien, darüber bestand hingegen keine Einigkeit. Die Vorschläge reichten von einer generellen Überführung der EEG-Ausschreibungen in eine auf Zuschüssen und Absicherung basierende Förderung über die Einführung einer staatlichen Garantie für

langfristige PPAs bis zur Stärkung der Marktsäule innerhalb der bestehenden mengenbasierten Förderung durch Kombinationsmöglichkeiten von CfDs und PPAs. Gegenwärtig seien PPA-Preise durch das für Investoren attraktivere EEG „verdorben“. Gleichzeitig seien die Marktwerte gesunken und die Liquidität im Markt sei gering.

- Plattformen und Initiativen wie die Marktoffensive Erneuerbare Energien oder Einkaufsgemeinschaften wie die „EE-Industrie“ und weitere Austauschformate zwischen EE und Industrie seien von großem Nutzen, weil sie zu Kooperationen wie PPA- und Abnehmer-Pooling führten und das Modell der Strompartnerschaften ermöglichten.
- Die Flexibilisierung des Strommarktes und des Stromverbrauchs sowie die damit verknüpften Strukturierungs- bzw. Veredlungskosten treten immer mehr in den Fokus.
 - o Stromabnehmer wünschen sich komplementäre, marktseitige Produkte, die bisher in der Strukturierung fehlen.
 - o Gleichzeitig können sie aber durch Vertiefungen und Spezialisierung auf diese Anforderung maßgeblich auch selbst zur Flexibilisierung beitragen.
 - o Eine hervorgehobene Rolle spielen Energieversorgungsunternehmen. Sie können das Problem „Strukturierungskosten“ in individuell passende Produkte sowohl mit einer Absicherung am Markt als auch mit Flexibilitätsanreizen „übersetzen“.
- In der Rollenverteilung Regulator – Markt soll der Regulator Anreize schaffen (insbesondere über Netzentgelte), um Flexibilität und Energiespeicherung zu stärken. Die Umsetzungskompetenz sollte jedoch bei den Marktakteuren selbst liegen. Beim Industriestrompreis sollte eine Balance gefunden und es sollte ein Ausgleich zwischen Branchen und Unternehmensgrößen geschaffen werden. Fehlende Netzanschlüsse bzw. deren nicht ausreichende Dimensionierung stehen einer schnellen Elektrifizierung von Produktionsprozessen oftmals entgegen.
- On-Site PPAs stellen aktuell die einzige Möglichkeit für regionale Bezugsmodelle dar.
 - o Es fehle eine weitere Spezifizierung des Begriffs und der Netzentgeltregelungen für lokale Anlagen über das öffentliche Netz.

6. EMPFEHLUNGEN: EINE INTEGRIERTE STRATEGIE FÜR EINEN TRANSFORMATIVEN INDUSTRIESTROMPREIS ENTWICKELN UND EINZELMASSNAHMEN DARAN AUSRICHTEN

Im Rahmen des Workshops ist deutlich geworden, dass generell zwischen kurzfristigen und grundlegenden strukturellen Maßnahmen unterschieden werden kann.

Gleichzeitig wurde deutlich, dass die möglichen Maßnahmen unter anderem mit schon bestehenden Entlastungsinstrumenten für industrielle Abnehmer und den beihilferechtlichen Vorgaben der EU abgeglichen werden müssen.

Ausgehend von dem Zielbild eines marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden transformativen Industriestrompreises werden diese unterschiedlichen Aspekte als grundsätzliche Empfehlungen zueinander in ein Verhältnis gesetzt und zu einem kohärenten Gesamtkonzept entwickelt.

Dabei sollen insbesondere marktliche Aspekte gestärkt und der Bezug erneuerbarer Energien über die Industrie soll langfristig angereizt werden. Wechselwirkungen zwischen kurzfristigen Entlastungen auf der einen sowie mittel- und langfristigen Maßnahmen auf der anderen Seite werden berücksichtigt, um das übergeordnete Zielbild nicht aus dem Auge zu verlieren. Gleichzeitig werden die beihilferechtlichen Vorgaben des Ende Juni veröffentlichten CISAf als gesetzt angesehen.

KURZFRISTIGE ENTLASTUNGEN

Im Workshop herrschte unter den Teilnehmerinnen und Teilnehmern aus der Industrie Einigkeit darüber, dass kurzfristige

Entlastungsmaßnahmen unverzichtbar seien. Bei einer stringenten Ausgestaltung können Entlastungsmaßnahmen gleichzeitig auch volkswirtschaftliche Vorteile mit sich bringen. Dazu zählen gleichzeitige Anreize für den Energieträgerwechsel von Erdgas zu Strom, die Stärkung der Flexibilisierung oder die Entlastung des Bundeshaushalts bei der Förderung erneuerbarer Energien. Dabei sollte nicht aus dem Blick geraten, dass Strom aufgrund steigender CO₂-Kosten mittelfristig der günstigste Energieträger sein wird.

Entlastung der mittelständischen Industrie über Stromnebenkosten

Die mittelständische Industrie zahlt bisher mehr staatlich induzierte Strompreisbestandteile als die energieintensive Industrie. Damit käme eine weitere Entlastung bei den Stromnebenkosten und Netzentgelten eher der mittelständischen Industrie zugute. Eine Ausweitung von Ausnahmetatbeständen auf weitere Gruppen macht den Stromverbrauch zwar kurzfristig günstig, muss aber auch gegenfinanziert werden. Echte Planungssicherheit entsteht erst, wenn Entlastungen von grundlegenden Reformen begleitet werden. Denn eine bloße Subvention birgt das Risiko, aufgrund fehlender Haushaltsmittel wieder zu entfallen. Aus unternehmerischer Sicht wiegt diese Unsicherheit schwer, da beispielsweise eine Investition in eine Power-to-Heat-Anlage verlässliche Abgaben und Umlagen voraussetzt. Hier ist die Politik gefordert, einen entsprechenden Rahmen zu schaffen.

Zentrale Entlastungsansätze sind hier die Deckelung der Übertragungsnetzentgelte über einen Bundeszuschuss, die weitere Senkung der Stromsteuer¹⁴, die Öffnung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für weitere Unternehmen und Branchen oder alternativ die „Übernahme“ bestimmter Umlagen wie beispielsweise der KWKG-Umlage durch den Bundeshaushalt sowie eine pauschale Verringerung von Netzentgelten als Anreiz für systemdienliches Verhalten. Diese Entlastungsansätze müssen mit Maßnahmen zur Steigerung der Kosteneffizienz gespiegelt werden, sodass die Elektrifizierung ein verlässliches Geschäftsmodell wird.

Mit Blick auf die Entwicklung der Netzentgelte hat die Bundesregierung einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzen im Jahr 2026 im Umfang von 6,5 Milliarden Euro auf den Weg gebracht. Als Reaktion haben die Übertragungsnetzbetreiber angekündigt, die Entgelte auf ihrer Spannungsebene um mehr als die Hälfte zu reduzieren. Der relative preissenkende Effekt für Abnehmer ist lokal bzw. regional unterschiedlich. Er steigt mit der Spannungsebene und sinkt mit dem Anteil dezentraler Einspeisungsanteile.¹⁵

Stärkung von PPAs – kurzfristig

Kostensenkungen für spezifische Investitionsbereiche wie PPAs können Impulse für verstärkte Investitionen setzen. Ein konkretes Ausgestaltungsmodell liegt mit dem Konzept der Strom-Partnerschaften¹⁶ vor.

Die Strom-Partnerschaft soll direkte Lieferbeziehungen zwischen neu errichteten Photovoltaik-Freiflächen und Onshore-Windanlagen in Deutschland sowie industriellen Abnehmern (Eigenbetrieb, Direktleitung oder langfristige PPAs) fördern. Kernbestandteile des Vorschlags sind ein einmaliger Investitionszuschuss von 25 Prozent für die Projektierer sowie eine pauschale Netzentgeltreduktion von 2 ct/kWh für die Dauer von 15 Jahren. Bei räumlicher Nähe von Erzeuger und Abnehmer ist eine zusätzliche Entlastung vorgesehen.

Die Maßnahmen wirken zweigleisig: Der beihilferechtlich konforme Zuschuss von 25 Prozent senkt die CAPEX-Hürde für die Entwickler, die Netzentgeltreduktion reduziert die Betriebskosten der Abnehmer – beides steigert die Finanzierbarkeit und Attraktivität von PPAs. Voraussetzung für eine sozialverträgliche Umsetzung ist, dass dadurch die Netzentgelte für die übrigen Netznutzer nicht erhöht werden; mögliche Kompensationsinstrumente sind ein Bundeszuschuss für Übertragungsnetzentgelte und eine Abstimmung mit der Weiterentwicklung von § 19.2 StromNEV bzw. dem AgNes-Verfahren.

¹⁴ Die neue Bundesregierung hat die zeitliche Befristung der Absenkung der Stromsteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den europäischen Mindestwert „entfristet“. Eine Zustimmung des Bundestags vorausgesetzt, zahlen Industrieunternehmen somit permanent nur den europäischen Mindestsatz von 0,05 ct/kWh. Möglich wäre, dass die Bundesregierung auf europäischer Ebene dafür sorgt, dass dieser Mindestsatz über eine Anpassung der Energy Taxation Directive (ETD) weiter abgesenkt wird.

¹⁵ Würden die Übertragungsnetzentgelte auf ca. 3 ct/kWh halbiert und fortan auf diesem Niveau gehalten, würden sich die Netzkosten in Hoch- und Mittelspannung durch den Wälzungsmechanismus um einen geringeren Wert von schätzungsweise 1 bis 2 ct/kWh für die Industrie reduzieren. Je nach Begleitung durch kostensenkende Maßnahmen und Entwicklung des gesamten Stromverbrauchs können die Haushaltskosten dafür im Jahr 2030 rund 3 bis 8 Milliarden Euro betragen.

¹⁶ Vgl. DIHK (2023): StromPartnerschaft: <https://www.dihk.de/de/aktuelles-und-presse/aktuelle-informationen/so-laesst-sich-das-energieangebot-schneller-und-nachhaltiger-steigern-98274>

Fazit: Kurzfristige Entlastungsmöglichkeiten für die mittelständische Industrie.

Die mittelständische Industrie kann kurzfristig insbesondere über eine weitere Absenkung der Stromnebenkosten und der Netzentgelte adressiert werden. Entlastungen sollten jedoch analog zur energieintensiven Industrie nicht ohne die Definition von Gegenleistungen gewährt werden. Insbesondere die kurzfristige Stärkung von langfristigen regionalen PPAs über einen Investitionszuschuss und reduzierte Netzentgelte auf die im Rahmen des Stromlieferungsvertrags abgenommene Strommenge sind kurzfristig umsetzbar.

Energieintensive Industrie: CISAF-konformer Industriestrompreis zur kurzfristigen Entlastung

Infobox: Kurzfristvermarktungen haben Nebenwirkungen

Weder die Abnehmer- noch die Produktionsseite nutzt derzeit die Möglichkeit, EE-Strommengen zur langfristigen Absicherung gegenüber dem volatilen und geopolitisch getriebenen Marktgeschehen zu verwenden.

Aktuell verhindert die EEG-Vermarktung diese wichtige Marktfunktion der Langfristvermarktung, denn sie ist stark auf die Kurzfristmärkte ausgerichtet. Ursache dafür ist, dass mit Einführung der geförderten Direktvermarktung im Jahr 2012 erneuerbare Energien primär nach Spotmarkterlösen vergütet werden. Die damit verbundenen Umstände – etwa die Vermarktung bei negativen Preisen – führen aber auch zu marktverzerrenden Geboten und machen eine Langfristvermarktung viel zu riskant.

Fazit: Die Weiterentwicklung der geförderten Direktvermarktung (insbesondere mit Blick auf allgemeine Referenzpreise wie die Monatsmarktwerte) braucht eine Horizonterweiterung über den Day-Ahead-Markt hinaus und muss die Langfristmärkte künftig mit einschließen. Vor diesem Hintergrund definiert auch die im Jahr 2024 revidierte EU-Strommarktverordnung Absicherung als ein politisches Handlungsfeld.

Mit Blick auf kurzfristige Maßnahmen sprachen sich die meisten Teilnehmerinnen und Teilnehmer für ein Instrument aus, das dem Konzept des Brückenstrompreises aus der letzten Legislaturperiode sehr nahekommt. Auch die Fortführung bzw. Ausweitung der Strompreiskompensation wurde wiederholt beim Workshop als ein Ansatz für kurzfristige Entlastungen genannt.

Im Folgenden werden beide Ansätze erläutert. Dabei wird deutlich, dass die beiden Ansätze trotz Überschneidungen durchaus komplementär wirken können.

CISAF-konformer Industriestrompreis (Brückenstrompreis)

Das CISAF erlaubt beihilfekonforme Industriestrompreise (vergleichbar mit dem in Deutschland diskutierten Brückenstrompreis) nur befristet für maximal drei Jahre. Ziel ist eine zeitlich beschränkte Produktionssubvention für ausgewählte stromintensive Unternehmen zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit und zur Unterstützung des Transformationsprozesses. Die Fördersumme berechnet sich als Differenz zwischen Referenz- und Zielpreis multipliziert mit einer definierten Strommenge.

Referenzpreis – Orientierung am Terminmarkt zentral

Zur Minimierung von Marktverzerrungen sollten Terminmarktpreise (z. B. Jahresdurchschnitt eines 1-Jahres-Future oder ein gewichteter Futures-Korb) statt Spot-Durchschnitten als Referenz herangezogen werden. Das erhält Hedging-Anreize und bewahrt die Liquidität der Terminmärkte.

Die Nutzung von Terminmarktpreisen ist ein wesentlicher Unterschied zum Brückenstrompreis, wie er unter der „Ampel“-Regierung diskutiert wurde; damals wurde ein Abstellen auf den Durchschnitt des Spotmarktes vorgeschlagen. Durchschnittliche Abrechnungspreise von Terminmarktprodukten sind dem jedoch klar vorzuziehen, da der Anreiz für eine aktive, langfristige Absicherung am Strommarkt erhalten bleibt.

Nachteile bleiben jedoch bestehen: Für PPA-Abnehmer kann ein Zeitfensterrisiko vorliegen. Dieses Risiko lässt sich mindern durch (1) Gewichtung langfristiger Terminprodukte im Preiskorb, (2) Beschränkung der subventionierten Menge und (3) Konditionalitäten für Förderberechtigte (siehe auch weiter unten).

Weitere Ausgestaltungsparameter (Auswahl)

- Zielpreis: Orientierung am CISAF-Mindestniveau von 50 €/MWh; bei gleichzeitiger Inanspruchnahme anderer Beihilfen (z. B. SPK) ist nur der höhere Betrag anrechenbar (keine Kumulation)
- Maximale subventionierte Menge: CISAF begrenzt die Subvention auf bis zu 50 Prozent des Unternehmensverbrauchs

- Zugang: Orientierung an der KUEBLL-Liste (rund 2.000 Unternehmen, ≈ 100 TWh Gesamtverbrauch in Deutschland)

Haushaltswirkung (Beispielrechnung)

Bei Annahme von 50 TWh jährlich (50 Prozent von 100 TWh/Stromverbrauch der gesamten energieintensiven Industrie) und einer Differenz von 30 €/MWh (z. B. 80 €/MWh Referenz vs. 50 €/MWh Ziel) ergibt sich eine jährliche Belastung des Haushalts von ≈ 1,5 Milliarden Euro (und eine kumulierte Belastung über drei Jahre von ≈ 4,5 bis 5 Milliarden Euro). Eine Anrechnung der SPK könnte den Betrag reduzieren.

Konditionalitäten – Investitionsanforderungen

Konditionalitäten sind Bedingungen, die ein Unternehmen erfüllen muss, wenn es eine CISAF-konforme Entlastung in Anspruch nehmen möchte. Sie sollten von der Bundesregierung so ausgestaltet werden, dass eine Verzahnung zwischen kurzfristiger Hilfe und der Orientierung an einem marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis sichergestellt wird.

Das CISAF verlangt, dass mindestens 50 Prozent der erhaltenen Mittel in Dekarbonisierung reinvestiert werden. Für nationale Regeln sollte gelten:

- Einschlägige Begrifflichkeiten („Grünstrom“ etc.) und Antragsverfahren sollten möglichst unbürokratisch ausgestaltet und an bestehende Verfahren (z. B. SPK) angelehnt werden, um so die Transaktionskosten für die Unternehmen zu begrenzen.

- Das CISAF nennt die „Investition in Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energie“ sowie die Elektrifizierung als konkrete Beispiele. Es sollte klar geregelt werden, dass dies Investitionen über langfristige PPAs und neue Erzeugungsanlagen umfasst. Dabei sollten auch Dritte diese Investitionen im Auftrag der Unternehmen übernehmen können.
- Ein fester Anteil des Bezugs sollte aus ungefördernten PPAs stammen, um Beschaffungs- und Flexibilitätsanreize zu stärken (Höhe und Mindestlaufzeit noch festzulegen).
- Weitere anrechenbare Maßnahmen: Energiespeicher, nachfrageseitige Flexibilität, Effizienzmaßnahmen und Elektrolyseure – allerdings sollten die Optionen nicht zu breit gefasst werden; Fokus auf Flexibilität und Terminmarkt-Stärkung.
- Die Bundesregierung sollte insbesondere von der Möglichkeit des Flex-Bonus Gebrauch machen: Das CISAF erlaubt, dass die Subvention noch einmal um 10 Prozent angehoben werden kann, wenn mindestens 80 Prozent der erhaltenen Mittel in nachfrageseitige Flexibilität investiert werden.

Die Strompreiskompensation als weiteres Instrument zur kurzfristigen Unterstützung

Die Strompreiskompensation (SPK) wurde im Workshop ebenfalls häufig als kurzfristiger Entlastungshebel für energieintensive Branchen genannt. Die Zugangsbedingungen der SPK verlangen unter anderem, dass Unternehmen 30 Prozent ihres Strombedarfs aus nicht weiter geförderten erneuerbaren Strom beziehen; 80 Prozent der Anlagen müssen sich in Mittelwesteuropa befinden.

Aktuell profitieren von der SPK rund 350 Unternehmen. Sie wirkt, auch wenn sie sich anhand ihrer Berechnung nur indirekt am Großhandelspreis für Strom orientiert¹⁷, de facto wie eine Subvention auf den Großhandelspreis für anspruchsberechtigte Unternehmen.

Infobox Strompreiskompensation

Die Strompreiskompensation (SPK) ist ein Förderinstrument, das die indirekten CO₂-Kosten aus dem europäischen Emissionshandel (EU-ETS) für stromintensive Unternehmen kompensiert. Sie richtet sich an stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb. Dabei sollen Wettbewerbsnachteile gegenüber internationalen Konkurrenten, die ggf. keiner direkten oder indirekten CO₂-Bepreisung unterliegen, verhindert werden. Dieser Ausgleichsmechanismus funktioniert wie folgt: Stromerzeuger in der EU müssen im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (ETS) für das emittierte CO₂ Zertifikate kaufen. Diese Kosten werden von den Erzeugern auf die Strompreise aufgeschlagen und so an die Stromverbraucher „weitergereicht“. Die Höhe der Zahlungen wird dabei (vereinfacht) anhand folgender Parameter berechnet: Benchmark-Stromverbrauch (wie viel Strom ein effizienter Betrieb für die Herstellung eines bestimmten Produkts braucht), tatsächliche Menge produzierter Güter, CO₂-Preis am Markt, Stromemissionsfaktor (wie CO₂-intensiv ist die Stromerzeugung in Deutschland) sowie die sogenannte Beihilfeintensität. Die Funktionsweise des Emissionshandels wird nicht beeinträchtigt, da die Stromerzeuger weiterhin ihrer Emissionen über den Zertifikatekauf ausgleichen müssen und damit weiter dem Anreiz unterliegen Emissionen zu vermeiden.

¹⁷ SPK DEHSt (2024): Strompreiskompensation verstehen:

https://www.dehst.de/DE/Themen/SPK/SPK-verstehen/spk-verstehen_node.html ; bzw. Infobox oben

Der Umfang der SPK hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Für 2024 standen rund 3,8 Milliarden Euro bereit. „Heruntergebrochen“ auf einzelne Verbraucher, hat die SPK die Strombezugskosten für Unternehmen in den vergangenen Jahren durchschnittlich um 3 bis 4 ct/kWh reduziert. Treiber ist vor allem der CO₂-Zertifikatspreis, dessen Dezember-Niveau die Subventionshöhe des Folgejahres bestimmt.

Diese wachsende (monetäre) Bedeutung der SPK dürfte die neue Bundesregierung dazu bewogen haben, in ihrem *Koalitionsvertrag* eine Ausweitung der SPK auf weitere Branchen festzuschreiben. Eine solche Ausweitung kann jedoch nur durch die Europäische Kommission angestoßen werden.

Das CISAF erlaubt prinzipiell eine Kombination von Brückenstrompreis und anderen Förderinstrumenten. Im Falle der SPK legt das CISAF jedoch eine Sonderregelung fest: Hat ein Unternehmen Anspruch auf beides, wird immer nur der höhere Beihilfebetrags ausgezahlt (Anrechnungsprinzip), um Überkompensation zu vermeiden. Ohne Anrechnung könnten begünstigte Unternehmen den Strompreis zunächst per Industriestrompreis auf 50 €/MWh für 50 Prozent des gesamten Strombezugs senken und durch die SPK weiter subventioniert werden – ein Effekt, den das CISAF verhindern will.

Das Anrechnungsprinzip bedeutet aber auch, dass der Brückenstrompreis für bereits SPK-begünstigte Prozesse zunächst kaum zusätzliche Entlastung bringen wird. Denn unter ‚normalen‘ Umständen dürfte der Beihilfebetrags der SPK höher sein als der des CISAF-kompatiblen Industriestrompreises¹⁸. Das heißt jedoch im Umkehrschluss nicht, dass der CISAF-Industriestrompreis keinen Mehrwert hat:

- Breiterer Berechtigtenkreis: Ein CISAF-kompatibler Industriestrompreis kann bis zu **2.000** Unternehmen erreichen, nicht nur die (aktuell) rund 350 SPK-Begünstigten.
- Absicherung gegen andere Preistreiber: Steigen die Großhandelspreise aus Gründen, die nicht CO₂-getrieben sind, kann der Brückenstrompreis entlasten, weil er an einen Referenzpreis gekoppelt ist. Die SPK könnte dies nicht.
- Zeitliche Wirkung: Da die SPK-Wirkung mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix tendenziell sinkt (geringerer Emissionsfaktor), kann der befristete Industriestrompreis als zusätzliches, zeitlich begrenztes Absicherungsinstrument dienen.

Aktuell arbeitet die EU-Kommission wohl (Oktober 2025) an einer Novellierung der SPK. Diese soll, unter anderem, die Ausweitung auf weitere Branchen sowie bestimmte Übergangsregelungen vorsehen, und somit wichtige Industrie-Forderungen adressieren. Das „Anrechnungsprinzip“ bei der Kombination von CISAF-Industriestrompreis und SPK ist ein wichtiges Element, um sicherzustellen, dass es auch bei einer Ausweitung der SPK nicht zu einer „Überförderung“ der Unternehmen kommt und sollte stets mitgedacht werden.

¹⁸ <https://www.delorscentre.eu/de/publikationen/detail/publication/cautionary-tale-or-model-for-eu>

Fazit: CISAF und SPK für kurzfristige Entlastung – Konditionalitäten für eine verstärkte Marktorientierung im Sinne einer dauerhaften Entlastung.

Der CISAF-Industriestrompreis und die SPK sollten als komplementäre Instrumente verstanden werden. Gemeinsam sichern diese beiden Instrumente kurzfristig stabile und planbare Stromkosten für die Industrie, ohne den Marktmechanismus zu unterlaufen. Während ein entlang unserer Empfehlungen CISAF-konformer Industriestrompreis als reine Marktsubvention bei der Definition geeigneter Konditionalitäten gleichzeitig die direkte Beschaffung auf Terminmärkten stützt, gleicht die SPK gezielt CO₂ Kosten aus. Der CISAF-Industriestrompreis ergänzt damit die Entlastung, vor allem in jenen Fällen, in denen Preisspitzen nicht CO₂ getrieben sind. Beide Maßnahmen sind befristet und legen bei einer entsprechenden Ausgestaltung den Grundstein für eine mittelfristige Marktorientierung nach Ablauf der Subventionsphasen.

MITTELFRISTIGE STRUKTURELLE ANPASSUNGEN

Im Gegensatz zu einer kurzfristigen Entlastung von industriellen Abnehmern setzen die hier vorgeschlagenen Maßnahmen auf eine Stärkung marktlicher Beschaffungsstrategien und einer langfristigen Absicherung am Markt.

Die während des Workshops diskutierten Vorschläge lassen sich entlang von vier grundlegenden Ansatzpunkten darstellen:

1. Strom aus erneuerbaren Energien für die langfristige Strombeschaffung der Industrie über PPAs und Stromhandel verfügbar machen
2. Ausbaugeschwindigkeit bei erneuerbaren Energien halten, um Großhandelspreise zu senken und Systemkosten zu minimieren
3. Veredlungs- und Netzkosten für Großabnehmer von EE-Strom senken, Flexibilitäten stärken
4. Marktzugang für Abnehmer erleichtern

1. Strom aus erneuerbaren Energien für die langfristige Strombeschaffung der Industrie über PPAs und Stromhandel verfügbar machen

Maßnahmen zur Stärkung der industriellen Strombeschaffung fokussieren auf regulatorische Anpassungen und Instrumente und unterstützen gleichzeitig den marktlichen Ausbau erneuerbarer Energien im künftigen Strommarktdesign.

Stärkung des marktlichen Ausbaus im Strommarktdesign

Aktuell erfolgt der Ausbau erneuerbarer Energien vor allem über staatlich geförderte EEG-Projekte. Aufgrund gesunkener Gestehungskosten sind jedoch viele Anlagen auch ohne Förderung finanzierbar. Die Wechselwirkung zwischen einem marktlichen und einem staatlich geförderten Ausbau muss beachtet werden, weil dies auch Einfluss auf den PPA-Markt hat. Die bestehende Konkurrenzsituation zwischen EEG-Förderung und marktlichem Ausbau droht sich zu verschärfen, falls bei der

anstehenden EEG-Reform zweiseitige Differenzverträge eingeführt werden, ohne die Wechselwirkungen mit dem marktlichen Ausbau zu beachten und aktiv zu steuern. Grundsätzlich sollte der Ausbau erneuerbarer Energien dem Prinzip folgen: „So viel marktlicher Ausbau wie möglich und so viel staatliche Förderung wie nötig“.¹⁹

Dabei ist das übergeordnete Marktdesign so auszugestalten, dass die Refinanzierung über den Markt gestärkt wird. Dazu gehören auch intelligente Wechsel- und Kombinationsmöglichkeiten zwischen dem geförderten und dem ungeforderten Segment, um für Abnehmer wie mittelständische Unternehmen die Eingliederung in eine üblicherweise für ein bis drei Jahre laufende Strombeschaffung zu ermöglichen und zugleich Liquidität im Strommarkt zu erhalten. Gleichzeitig wird ein Wechsel bei den höchstwahrscheinlich vom Gesetzgeber ab 2027 geplanten zweiseitigen Differenzverträgen nicht mehr unbegrenzt möglich sein, da die Anlagenbetreiber sonst angereizt würden, in Abschöpfungsphasen in den Strommarkt zu wechseln, um nicht abgeschöpft zu werden.

Mit der Electricity Market Directive (EMD) aus 2024 stellt die EU-Kommission klar, dass PPAs neben dem geförderten Ausbau zu einer zentralen Säule im künftigen Marktdesign werden sollen, und stellt Anforderungen an den künftigen Förderrahmen.²⁰ Mit Blick auf das langfristige Ziel einer vollständigen Marktintegration und -finanzierung erneuerbarer Energien sollten Investitionsförderungen an Bedeutung gewinnen, weil sie im Gegensatz zu einer Betriebskostenförderung marktliche Anreize für eine stärkere Systemdienlichkeit

und eine höhere Kosteneffizienz des Ausbaus erneuerbarer Energien setzen können. Dies stärkt auch die Verfügbarkeit niedrig bepreister Strommengen für die Strombeschaffung über den PPA-Markt. Kannibalisierungseffekte zwischen gefördertem und marktlichem Ausbau sollten über eine entsprechende Ausgestaltung des Marktdesigns und des Förderrahmens vermieden werden.

Mit Garantien den Zugang zu langfristigen PPAs stärken

Viele PPA-Projekte kommen nicht oder nur mit Zinsaufschlägen zustande, da Finanzierer in der Projektfinanzierung aufgrund einer nicht ausreichenden Bonität von hohen Risikoprämien ausgehen müssen, die sich negativ auf die Finanzierbarkeit von PPA-Vorhaben auswirken. Ein fehlendes bzw. nicht ausreichendes Rating auf Abnehmerseite verhindert somit die Finanzierbarkeit und den Abschluss eines langfristigen PPA-Vertrags. Insbesondere für mittelständische Unternehmen wirkt sich dieser Umstand negativ aus, da sie in der Regel kein Rating haben und damit eine Finanzierung von PPAs generell nicht möglich ist. Mit Blick auf die mögliche Einführung eines CISAF-konformen Industriestrompreises gewinnt eine PPA-Garantie auch als Ausgleich zu energieintensiven Industrien an zusätzlicher Relevanz, da viele mittelständische Industrien aufgrund der beihilferechtlichen Vorgaben keinen Zugang erhalten werden. Aber auch in großen Industrieunternehmen und in der Energiewirtschaft führen hohe Investitionskosten zu einer sinkenden Bonität. Als Cashflow-basiertes Instrument senkt eine PPA-Garantie das Ausfall- und Bonitätsrisiko von Abnehmern und adressiert damit ein

¹⁹ Für eine vollumfängliche Darstellung möglicher Ansätze zur Stärkung von PPAs: Vgl. dena / Marktoffensive Erneuerbare Energien (2025): Wie können PPAs in der neuen Legislatur gestärkt werden? 9 Handlungsempfehlungen zur Stärkung des marktlichen Ausbaus erneuerbarer Energien. <https://www.dena.de/infocenter/wie-koennen-ppas-in-der-neuen-legislatur-gestaerkt-werden>

²⁰ Die EU-Kommission hat angekündigt, im Herbst 2025 Leitlinien zu veröffentlichen, die aufzeigen, wie PPAs und CfDs künftig komplementär ausgestaltet werden sollen.

zentrales Hindernis bei der Finanzierung von PPA-Projekten.²¹ Die Kapitalkosten in den Projekten können gesenkt und der Zugang von Industrieunternehmen zu grünem Strom kann gestärkt werden. Die EU-Kommission fordert die Mitgliedstaaten über die EMD explizit auf, entsprechende Instrumente einzuführen. Vorbilder finden sich etwa in Norwegen, Frankreich und Spanien. Dabei unterscheidet sich die Ausgestaltung der einzelnen Instrumente unter anderem in Bezug auf den berechtigten Kreis von Unternehmen und die Garantiestruktur. Mit Blick auf eine mögliche Einführung in Deutschland sollte dieses Instrument nicht zu komplex und bürokratisch ausgestaltet werden und sich nicht auf spezifische Branchen beschränken, um der gesamten industriellen Basis Deutschlands einen Zugang zu ermöglichen.

Serielle Finanzierung und Kombination von PPAs und CfDs

Eine Kombination von PPAs und CfDs kann marktliche Aspekte strukturell im Fördersegment verankern. Eine Reform des EEG hin zu einer seriellen Kombination von finanziellen Differenzverträgen (CfDs) mit anteiliger Finanzierung durch langfristige Strombezugsverträge (PPAs) für die ersten Betriebsjahre verbindet Risikoabsicherung mit starken marktlichen Komponenten. Zum Investitionszeitpunkt wählen Investoren dabei die Länge der staatlichen Absicherungsphase; Zusatzerlöse in Hochpreisphasen verbleiben beim Staat. PPA-Risikoprämien sinken durch die staatliche Absicherung in den späteren Betriebsjahren. Bei Investitionen mit längerer PPA-Komponente reduzieren sich die staatlichen Verpflichtungen und der Spielraum im EEG-Konto für einen stärkeren Zubau wird

größer. Das PPA-Element schafft Anreize, eine marktliche Finanzierung in den Anfangsjahren mit staatlicher Absicherung in den späteren Betriebsjahren zu kombinieren. Die Flexibilität zwischen staatlicher Absicherung und marktlicher PPA-Finanzierung stabilisiert den EE-Zubau und führt zu einer fairen Allokation von Risiken und Chancen zwischen Investor und Staat.²²

Regionale Bezugsmodelle stärken und Rechtssicherheit beim Eigenverbrauch herstellen

On-Site PPAs bzw. Direktbelieferungen jenseits des öffentlichen Netzes stellen aktuell die einzige Möglichkeit für regionale Bezugsmodelle dar. Es fehlt jedoch eine weitere Spezifizierung des Begriffs für lokale Anlagen im öffentlichen Netz. Mit Blick auf das große Interesse der Wirtschaft am regionalen Bezug erneuerbarer Energien sollten Anreize für entsprechende Bezugsmodelle gesetzt werden. Einen Ansatz stellen hier reduzierte Netzentgelte dar, gleichzeitig könnte eine entsprechende Regelung auch der Entlastung der Übertragungsnetze Rechnung tragen.

Regionale Direktbelieferungen jenseits des öffentlichen Netzes bieten bereits heute zahlreiche Vorzüge, da sie für viele Unternehmen aufgrund eingesparter Netzentgelte ökonomische Vorteile mit sich bringen. Mit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs zur Auslegung des Begriffs der Kundenanlage gemäß § 3 Nr. 24a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) Ende 2024 bestehen jedoch viele Unsicherheiten hinsichtlich des rechtlichen und ökonomischen Status entsprechender Konzepte. Eine kurzfristige Klarstellung des Begriffs der Kundenanlage ist notwendig, um

²¹ Für einen detaillierten Überblick zu den Vorteilen und Ausgestaltungsoptionen: dena / Marktoffensive Erneuerbare Energien (2025): Risikoabsicherung für PPAs. Auswirkungen der Risikoabsicherung von langfristigen Stromlieferverträgen (PPAs) auf die Projektfinanzierung: <https://www.dena.de/infocenter/risikoabsicherung-fuer-ppas/>

²² Quelle: AGORA

eine rechtssichere Investitionsgrundlage für dieses Belieferungsmodell zu schaffen.

Darüber hinaus sollten regionale Bezugsmodelle, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, über eine Erweiterung des Begriffs der räumlichen Nähe für Direktleitungen gestärkt werden. Hier ist eine Anpassung der Definitionen für „unmittelbare räumliche Nähe“ oder „Direktleitung“ im EnWG nötig, um regionale Versorgungskonzepte mit und ohne Anbindung an das öffentliche Stromnetz zu befördern.

Zugang zu EE für den Mittelstand über eine Aufwertung klassischer Terminmarktprodukte erleichtern

Das EEG reduziert als staatliches Investitionsinstrument den Anreiz für Erzeuger, am Terminmarkt teilzunehmen. Damit verbleibt das Absicherungsinteresse am Terminmarkt einseitig beim Verbraucher. Die Konsequenz ist eine sinkende Absicherungsqualität für Industrie und Energieversorgungsunternehmen, die aber insbesondere für kleine und mittelständische Unternehmen zentral für einen diskriminierungsfreien Zugang zu Strom zu Marktpreisen ist. PPAs und andere stärker marktbasierte Investitionsinstrumente erhöhen im Gegensatz dazu die Liquidität und reduzieren den spekulativen Anteil im Terminhandel. In einem liquiden Termin- und PPA-Markt sind die jeweiligen Preise kommunizierende Röhren. Mittelständische Unternehmen gewinnen an Flexibilität, wenn sie bei ihrer Beschaffungsstrategie über die Einbindung von Dienstleistern Zugriff auf beide Teilmärkte haben. So vermeiden sie auch zusätzliche Beschaffungskosten, die durch Arbitrage zwischen spezifischen Produkten für Großkunden auf der einen und

standardisierten Produkten für kleine und mittlere Kunden auf der anderen Seite entstehen können.

2. Ausbaugeschwindigkeit bei erneuerbaren Energien halten, um Großhandelspreise zu senken und Systemkosten zu minimieren

Senkung der Großhandelspreise durch kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien

Die Fortführung der aktuellen Ausbaudynamik bei erneuerbaren Energien ist ein zentraler Hebel für niedrige Beschaffungskosten der Industrie und aller Verbraucher. Denn dadurch wird gemeinsam mit mehr Großbatteriespeichern der durchschnittliche Börsenstrompreis bis 2030 um rund 20 Euro pro Megawattstunde gesenkt – im Vergleich zu einem Szenario mit verlangsamtem Ausbau. Ein hoher Anteil von erneuerbaren Energien im Stromnetz sorgt dafür, dass teure Gas- oder Kohlekraftwerke weniger laufen müssen. Zentral ist hier der „Merit-Order-Effekt“, der direkt die Beschaffungskosten senkt und damit allen Verbrauchergruppen zugutekommt. Gleichzeitig sollten die Systemkosten des Ausbaus gesenkt werden. Hier ist insbesondere die Überbauung eine Möglichkeit, Kosten für den notwendigen Ausbau der Infrastruktur zu reduzieren. Um den steigenden Strombedarf verlässlich mit günstigem Strom zu decken und damit langfristige Planungssicherheit für den industriellen Energiebezug herzustellen, ist ein konstantes Aufwachsen der erneuerbaren Stromerzeugung notwendig und eine große Projektpipeline mit Wettbewerb um den günstigsten Ausbau wünschenswert. Diese Ziele können besonders effizient erreicht werden, wenn das EEG verstärkt absichert und der Markt verstärkt finanziert (Motto: „So viel Markt wie möglich, so viel Staat wie nötig“).

Kriterien für den Zugang zu Förder- und Ausnahmetatbeständen an EE-Bezug koppeln und harmonisieren

Bestehende und künftige Förder- und Ausnahmetatbestände sollten noch stärker und zu geringeren Transaktionskosten als bisher an den Bezug von erneuerbaren Energien gekoppelt werden. So wird sichergestellt, dass Entlastungen für Unternehmen gleichzeitig die Integration von erneuerbaren Energien fördern und Unternehmen darin bestärken, Flexibilitäten für entsprechende Bezugsmodelle zu schaffen und sich langfristig gegen volatile Preise am Markt abzusichern.

Bestehende Kriterien, die die Nutzung von Herkunftsnachweisen als Konditionalität vorsehen, sollten für einzelne Instrumente wie die bestehende Besondere Ausgleichsregelung oder die Strompreiskompensation im Sinne eines übergreifenden Industriestrompreis-Konzepts vereinheitlicht werden. Auch für weitere Förderinstrumente, die bisher keinen EE-Strombezug vorsehen, sollten ebenfalls im Sinne einer Harmonisierung entsprechende Zugangskriterien definiert und eingeführt werden. Transaktionskosten aufseiten der antragstellenden Unternehmen können sich so reduzieren, da Anforderungen vereinheitlicht

werden und der Aufwand für unterschiedliche Dokumentationspflichten sinkt. Mit Blick auf eine stärkere Entbürokratisierung sollten die Vorgänge gegenüber den unterschiedlichen Stellen (wie Hauptzollamt, zuständiger Netzbetreiber, DEHSt, BAFA) auf einer Antragsplattform digital zusammengeführt werden.

3. Veredlungs- und Netzkosten für Großabnehmer von EE-Strom senken, Flexibilitäten stärken

Veredlungskosten sind Zusatzkosten, die bei der Umwandlung volatiler EE-Einspeiseprofile in konstante Bandlastprofile entstehen – ein zunehmend relevantes Thema für Unternehmen, die ihren Strombezug vollständig auf erneuerbare Energien umstellen wollen. Möglichkeiten, die Veredlungskosten zu senken, sind die Stärkung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale, der Einsatz von Speichern sowie die gezielte Einbindung der Kurzfristvermarktung in die Strukturierung. Grundsätzlich gilt, dass der wachsende Anteil volatiler erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarstrom mehr Flexibilität im Stromsystem erfordert, um Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu sichern.²³

²³ Vgl. EPICO, Guidehouse (2025): Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem

Infobox: Übergeordnete Rolle von Flexibilitäten im Strommarkt

Versorgungssicherheit: Flexibilität ermöglicht es, Schwankungen der Stromerzeugung und -nachfrage auszugleichen. Dies kann einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität und zur Vermeidung von Netz- und Versorgungsengpässen leisten.

Systemkosten: Eine flexible Nutzung von Strom kann die Gesamtsystemkosten senken, indem Netzengpässe vermieden werden und damit der Bedarf an Netzausbau und teuren Redispatch-Maßnahmen reduziert wird. Auch die Notwendigkeit von EE-Abregelungen und die Investition in teure Spitzenlastkraftwerke können so verringert werden.

Erreichung der Klimaziele: Durch die verbesserte Integration erneuerbarer Energien und die Reduzierung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen kann nachfrageseitige Flexibilität maßgeblich zur Emissionsreduktion und so zur Erfüllung nationaler und internationaler Klimaziele beitragen.

Mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gilt: Eine erhöhte Flexibilität ermöglicht es Industrieunternehmen, ihre Strombezugskosten zu senken und ihre Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen. Durch das „Verschieben“ des Verbrauchs auf Stunden, in denen besonders viele erneuerbare Energien im Markt sind und preissetzend wirken, wird der Strom preiswerter, die Veredlung auf ein Bandlastprofil entfällt. Für 2030 gehen Szenarien beispielsweise davon aus, dass der durchschnittliche Strompreis in den 6.000 günstigsten Stunden eines Jahres fast ein Drittel (~32 Prozent) geringer sein wird als der Strompreis für eine „Grundlast“-Nutzung, das heißt den Betrieb über die vollen 8.760 Stunden eines Jahres.²⁴ Die Kostenersparnis für Industrieunternehmen ist damit erheblich. Um dieses Potenzial zu heben, sind die folgenden drei Maßnahmen zentral:

Veredlungskosten über Lastflexibilitäten und eine neue Netzentgeltsystematik reduzieren

Aktuell stößt die Elektrifizierung auf regulatorische und technische Hemmnisse. Technisch hemmen nicht ausreichend verfügbare Netzanschlüsse mit ausreichender

Anschlusskapazität den Strombezug. Direktelektrifizierungsmaßnahmen, Großwärmepumpen und weitere Power-to-Heat-Anwendungen sowie Batteriespeicher können in der Folge nicht unternehmensseitig realisiert werden. Auf der anderen Seite bestehen ebenso Restriktionen, wenn es um den Anschluss von neuen EE-Erzeugungsanlagen geht. Vor diesem Hintergrund benötigen industrielle Stromverbraucher pragmatische Lösungen für den Ausbau von ausreichenden Netzanschlusskapazitäten sowohl für sich selbst als auch für ihre Stromerzeuger. Teil dieser Lösungen können flexible Netzanschlussvereinbarungen, die Überbauung von Netzanschlüssen sowie eine zentrale, digitale Kartierung und ein gegebenenfalls regelbasiertes Reservierungsverfahren oder die Versteigerung von Netzanschlusskapazitäten sein. Zeitgleich sollte das flexible Verhalten von Verbrauchern aus Wirtschaft und Industrie über dynamische Netzentgelte angereizt werden. Ziel der angestrebten Neufassung der bestehenden Regelung in § 19.2 StromNEV ist es, für Unternehmen mit konstant hohem Stromverbrauch Anreize für die Schaffung von Flexibilitäten und die Integration von

²⁴ Vgl. EPICO, Aurora (2025): Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Leitlinien zum Energiewendemonitoring

erneuerbaren Energien zu setzen, ohne sie dadurch finanziell zu benachteiligen.

Veredlungskosten über Handelsprodukte adressieren

Die Flexibilisierung des Strommarktes und des Stromverbrauchs und die damit verknüpften Strukturierungs- bzw. Veredlungskosten rücken immer mehr in den Fokus. Stromabnehmer wünschen sich komplementäre marktseitige Produkte, die bisher nicht zur Verfügung stehen. Dabei fehlen Handelsprodukte, die entsprechende Angebote mit Flexibilitätsanreizen und Absicherungen in den Markt einführen. Standardisierung bei Handelsprodukten und transparente Marktplattformen erzeugen durch niedrige Transaktionskosten ein Level Playing Field für energieintensive Industrien. Beim klassischen Terminmarkt ist das in der Vergangenheit bereits gut geglückt. Bei PPAs ist diese Entwicklung ebenfalls möglich. So bestehen bereits zahlreiche Standardverträge.²⁵ Im Gegensatz dazu gibt es aktuell noch wenige Produkte, die die Veredlung volatiler EE-Erzeugung adressieren. Der Ausbau von Unterstützungsangeboten für Unternehmen könnte am Beginn einer entsprechenden Marktentwicklung stehen. Für solche Produkte ist die Stromkennzeichnung bezüglich der Speicherung weiterzuentwickeln. Denn die Kennzeichnung von Grünstrom, der in Batterien zwischengespeichert wurde, sollte unabhängig davon werden, ob die Batterie zu anderen Zeiten auch Netzstrom zwischen-speichert. Bei der derzeitigen Erarbeitung der Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten sollte die Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit

dem Umweltbundesamt diese Anforderung erfüllen.

Industrie-Förderprogramme für Flex-Investitionen

Die EU-Kommission hat im Nachgang zum Action Plan for Affordable Energy ein neues Instrument konsultiert, das die Elektrifizierung fördern und Flexibilitäten mobilisieren soll. So sollen sich Unternehmen in Ausschreibungen verpflichten, 100 Prozent ihres Strombedarfs über erneuerbare Energien zu decken (z. B. via PPAs). Sie bewerben sich anschließend mit dem Differenzbetrag zwischen den EE-Bezugskosten und den zusätzlichen Kosten für eine erneuerbare Vollversorgung um Ausgleichzahlungen. Die niedrigsten Gebote erhalten den Zuschlag. Die Unternehmen erhalten so einen Anreiz, die Mehrkosten einer Vollversorgung zu tragen.²⁶

4. Marktzugang für Abnehmer erleichtern

PPA-Pools: Zusammenschluss von Abnehmern in der Strombeschaffung im Markt stärken

Das Pooling von PPAs über einen Zusammenschluss von Abnehmern wurde im Rahmen des Workshops insbesondere von der mittelständischen Industrie als ein zentraler Ansatz angesehen, um Zugang zum PPA-Markt zu erhalten. Dazu sollten PPA-Garantien Pooling-Konzepte berücksichtigen. Aus Sicht der abnehmenden Unternehmen können so signifikante Stromvolumen gebündelt und Risiken zwischen den einzelnen Betrieben verteilt werden.

²⁵ Vgl. unter anderem Standardvertrag der Marktoffensive Erneuerbare Energien sowie weitere bestehende PPA-Templates

²⁶ Vgl. dazu unter anderem Energy Tag (2025): <https://energytag.org/electron-bank/>

Im Gegensatz zu vielen anderen europäischen Ländern stehen diesem Modell jedoch regulatorische Hemmnisse entgegen. Eine weitere Stärkung des Energy Sharing könnte die gemeinschaftliche Versorgung von Industriebetrieben befördern, damit mehrere Unternehmen bzw. Unternehmen mit mehreren Unternehmensstandorten Strom über ein PPA beziehen können, ohne – zum Beispiel bei der Weiterentwicklung des Bandlastprivilegs – unverhältnismäßig hohe Netzentgelte zahlen zu müssen.

Plattformen für Know-how-Transfer unterstützen

Auch wenn das allgemeine Interesse an PPAs in den vergangenen Jahren fünf Jahren stark gestiegen ist, stellt der Abschluss entsprechender Verträge aufgrund fehlender

Erfahrungswerte für viele Unternehmen ein zentrales Hemmnis dar. Aber auch Banken und anderen Finanzieren fehlt oftmals das spezifische Know-how, um entsprechende Strukturen jenseits der klassischen EEG-Vermarktung zu finanzieren. Aus Sicht der Teilnehmerinnen und Teilnehmer des Workshops sind Plattformen und Netzwerke zentral, um das Wissen im Markt zu erweitern und den Austausch und Know-how-Transfer zu fördern. Dabei stehen nicht nur Fragen zu spezifischen Aspekten von PPA-Verträgen im Vordergrund, sondern auch Aspekte des eigenen Verbrauchprofils und des damit einhergehenden individuellen Strukturierungsbedarfs. Gleichzeitig ist die Schaffung von Standards zentral, um die Transaktionskosten für alle Marktteilnehmer zu senken.

Fazit: Mittelfristige Maßnahmen spiegeln den Gestaltungsauftrag an die Politik wider.

■ Strom aus erneuerbaren Energien für die langfristige Strombeschaffung der Industrie über PPAs und Stromhandel verfügbar machen

Eine EU-konforme Ausgestaltung des EEG muss ausreichend Anreize für eine Vermarktung auf den Strommärkten setzen. Dabei sollte das EEG künftig gezielt Anreize für die ungeforderte Direktvermarktung schaffen. So kann eine ausreichende Liquidität im Markt sichergestellt werden. Spezifische Instrumente zur Stärkung des Marktes stellen die Schaffung einer PPA-Garantie, Wechselmöglichkeiten zwischen CfDs und PPA-Vermarktung sowie serielle Finanzierungsstrukturen dar. Mittelfristig sollte die Einführung einer CAPEX-basierten Förderung über Investitionskostenzuschüsse im EEG geprüft werden.

■ Ausbaugeschwindigkeit bei erneuerbaren Energien halten, um Großhandelspreise zu senken und Systemkosten zu minimieren

Ein weiterhin hoher Ausbau erneuerbarer Energien senkt die Großhandelspreise und kommt allen Verbrauchern mittelfristig zugute. Möglichkeiten wie die gezielte Überbauung von Netzanschlüssen und koordinierte Planungsverfahren sollten genutzt werden, um die Systemkosten zu minimieren.

■ Veredlungs- und Netzkosten für Großabnehmer von EE-Strom senken, Flexibilitäten stärken

Ein erneuerbares Stromsystem benötigt Flexibilitäten und ermöglicht Abnehmern gleichzeitig, Strombezugskosten signifikant zu reduzieren. Neben einer Neuordnung von Netzentgelten sollte die Politik verstärkt auf Förderprogramme für Flex-Investitionen setzen, um Unternehmen bei den Mehrkosten für eine stärker auf die volatile EE-Erzeugung ausgerichtete Produktion und Beschaffung zu unterstützen. Einen weiteren Ansatz stellt die zielgerichtete Unterstützung bei der Herausbildung von standardisierten Handelsprodukten dar.

■ Marktzugang für Abnehmer erleichtern

Insbesondere dem energieintensiven Mittelstand fehlt aktuell das Know-how, sich an den Kurzfrist- und Terminmärkten sowie an den OTC-Märkten zu bewegen. Gleichzeitig verstehen immer mehr Unternehmen den Strom- und Energieeinkauf als ein zentrales Handlungsfeld der unternehmerischen Daseinsvorsorge. Einkäufergemeinschaften können über ein Pooling ihres Strombedarfs ihre Stellung im Markt verbessern und gleichzeitig die Transaktionskosten minimieren. Für entsprechende Modelle sollte die Politik den Rahmen weiter stärken. Zusätzlich können Angebote, die einen gezielten Know-how-Transfer unterstützen, den Markt auf eine breitere Basis stellen.

7. AUSBLICK

Es ist deutlich geworden, dass es kein einfaches Instrument für die Schaffung eines Industriestrompreises gibt. Vielmehr ist die dauerhafte Absicherung günstiger Preise für die Industrie ein komplexes Handlungsfeld.

Bereits heute wirken zahlreiche Ausnahmetatbestände insbesondere für die energieintensive Industrie. Gleichzeitig bestehen über diese Regelungen sowie den Förderrahmen für das EEG zahlreiche Wechselwirkungen mit Preisen und Absicherungsmöglichkeiten auf den Terminmärkten sowie darüber hinausgehenden Vermarktungsformen.

Denn die Marktintegration erneuerbarer Energien benötigt neben der Kurzfristvermarktung zur Stärkung von Flexibilitäten auch liquide Langfristmärkte zur Refinanzierung neuer Anlagen. Sie sind zentral für die langfristige Preisabsicherung industrieller Abnehmer am Markt.

Für eine dauerhafte und zukunftsgerichtete Industriestrompreis-Strategie ist es zentral, einen Rahmen zu schaffen, der bestehende Interdependenzen zwischen den einzelnen Elementen antizipiert und Ansatzpunkte für strukturelle Anpassungen in den Blick nimmt, die über eine bloße kurzfristige Entlastung der Industrie hinausgehen. Kurzfristige Entlastungen sollen daher mit Anforderungen verknüpft werden, die das mittelfristige Zielbild stützen.

Ansatzpunkte, die sowohl die Preiserwartung der Industrie als auch das Interesse der Energiewirtschaft an einem langfristigen Refinanzierungsrahmen integrieren, wurden in diesem Impulspapier aufgezeigt.

Sie sind die zentralen Elemente eines marktlich ausgestalteten und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreises und sollten in der weiteren Diskussion um kurz- und mittelfristige Maßnahmen berücksichtigt werden.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AgNes	Allgemeine Netzentgeltsystematik
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CfD	Contract for Difference
CISAF	Clean Industrial Deal State Aid Framework
CO₂	Kohlendioxid
ct	Eurocent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DRI-Anlage	Direktreduktionsanlage
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMD	Electricity Market Directive
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissions Trading System
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KUEBLL	Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen
MWh	Megawattstunde
OTC	Over the Counter
PPA	Power Purchase Agreement
SPK	Strompreiskompensation
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TWh	Terawattstunde

ÜBER AGORA ENERGIEWENDE



Bei Agora Energiewende erarbeiten wir mit einem interdisziplinären und internationalen Team sowie in engem Austausch mit Stakeholdern wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für den erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität.

ÜBER EPICO KLIMAINNOVATION



EPICO Klimainnovation ist eine unabhängige Denkfabrik, die mit klaren Konzepten und tragfähigen, ausgewogenen Lösungen eine konstruktive markt- und innovationsorientierte Klima- und Energiepolitik voranbringt. Wir schaffen ein Netzwerk, das Schlüsselakteure der Klima- und Energiepolitik zusammenbringt, um eine gesellschaftlich breit verankerte Agenda aufzustellen und umzusetzen. Wir bieten eine Plattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft, um zielführende Ansätze einzubringen, zu beraten und voranzutreiben.

ÜBER DIE MARKTOFFENSIVE ERNEUERBARE ENERGIE (DENA)



Die Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von rund 50 Unternehmen aus Anbietern und Nachfragern aus der Wirtschaft sowie von Dienstleistern und bildet die gesamte Wertschöpfungskette der Stromversorgung ab. Gemeinsames Ziel ist es, den Markt für erneuerbare Energien mit Vorschlägen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energiewendeziele erreicht.