

Vorschlag für einen Transformationsstrompreis und eine Investitionsprämie

Energieintensive Unternehmen,

die sich im Prozess der Transformation/
Dekarbonisierung befinden bzw. in diesen
einsteigen

Neuansiedlung

strategisch wichtiger Branchen für die
Umsetzung der Klimaneutralität (insb.
Batterieproduktion, Produktion von EE-
Anlagen), die verbindlich perspektivisch
allein mit EE realisiert werden

Transformationsstrompreis von max. 7 ct/kWh

Investitionsprämie von bis zu 25 Prozent

I. Transformationsstrompreis

Der gegenwärtige **Strompreis** in Deutschland ist für den Erhalt energieintensiver Produktionsstätten, die erforderliche Elektrifizierung zahlreicher Prozesse im Zuge der Dekarbonisierung sowie für Neuansiedlung strategischer Industriezweige **zu hoch**.

Daher wird ausdrücklich begrüßt, dass BMWK an einem Mechanismus arbeitet, mit dem über neue Offshore-Windparks industrielle Produktionsstätten direkte Stromlieferverträge abschließen könnten. Die entsprechenden Anlagen ließen sich jedoch vrs. nicht vor 2029 realisieren – und kämen damit für unmittelbar anstehende Investitionsentscheidungen **zu spät**.

Auch die Pläne des BMWK, mit sog. *Carbon Contracts for Difference* (CCfDs) ein Förderinstrument einzuführen, das zusätzliche Anreize für emissionsärmere Produktionsverfahren schafft sowie deren Mehrkosten reduziert, sind ein wichtiger Baustein für die Transformation der heimischen Industrie. Auch diese Maßnahme wird jedoch voraussichtlich nicht kurzfristig in hinreichendem Ausmaß zur Verfügung stehen.

Daher ist es für die Zwischenzeit erforderlich, Planungssicherheit für den Transformationsprozess durch einen **Transformationsstrompreis** zu schaffen. Dieses Instrument soll folgenden Unternehmen zugutekommen:

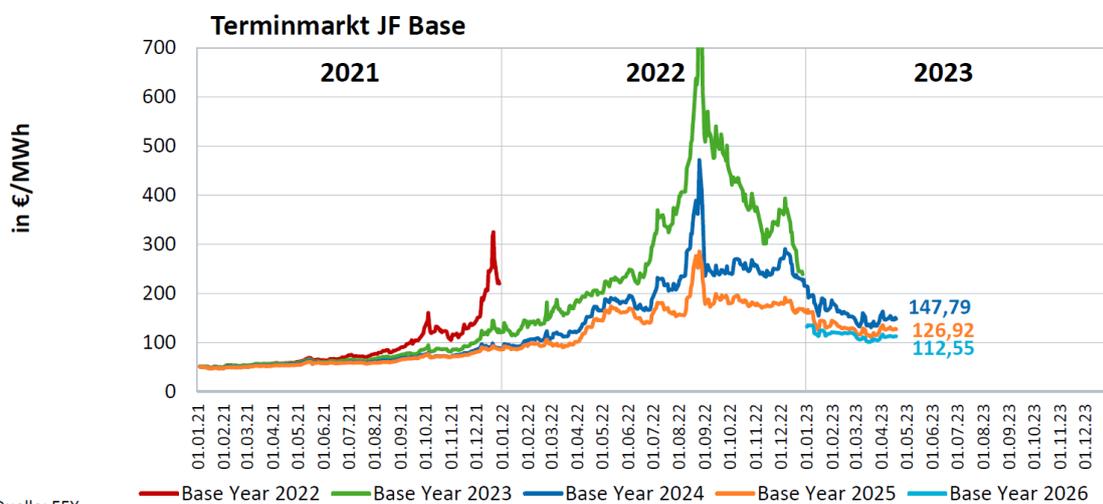
- (a) **bestehenden, energieintensiven Unternehmen**, um integrierte Wertschöpfungsketten in Deutschland zu erhalten und *carbon leakage* zu vermeiden sowie
- (b) **strategisch wichtigen Branchen**, deren Produkte der Energiesicherheit und der Transformation der Industrie insgesamt dienen (insb. Batterieproduktion, Produktion von EE-Anlagen) und die diese verbindlich perspektivisch allein mit EE realisieren.

Sowohl die MPK und die Energieministerkonferenz als auch Gewerkschaften und Industrieverbände fordern zurecht verbesserte Rahmenbedingungen für die Industrie im Wandel. Im Bundesrat beschäftigen sich derzeit zwei Initiativen (SL, SH/NI) mit dem Thema. Allerdings fehlen bislang konkrete Eckpunkte zur Ausgestaltung.

Hauptursache für die jüngsten Stromkostensteigerungen waren die infolge der erhöhten Gaspreise gestiegenen Brennstoffkosten für Gaskraftwerke, die aufgrund des Merit-Order-Effekts zumeist an der Strombörse insgesamt preissetzend waren. Zudem sind aber auch die Kosten für Emissionshandelszertifikate gestiegen. Während bis zum Jahr 2020 der Stromeinkaufspreis bei um 7 ct/kWh gelegen haben dürfte, liegt der Börsenstrompreis aktuell in der Vorausschau für das Jahr 2024 immer noch bei knapp 15 ct/kWh. Jedoch ist damit zu rechnen, dass er bis 2026 auf etwa 11 ct/kWh sinkt. Hintergrund dürfte eine erwartete Angebotsausweitung an Erdgas auf den Weltmärkten zu diesem Zeitpunkt sein, der die Preise für Strom aus Gaskraftwerken drückt.

Großhandelsmarkt Strom: Futures 2022-2026

01.01.2021 – 19.04.2023

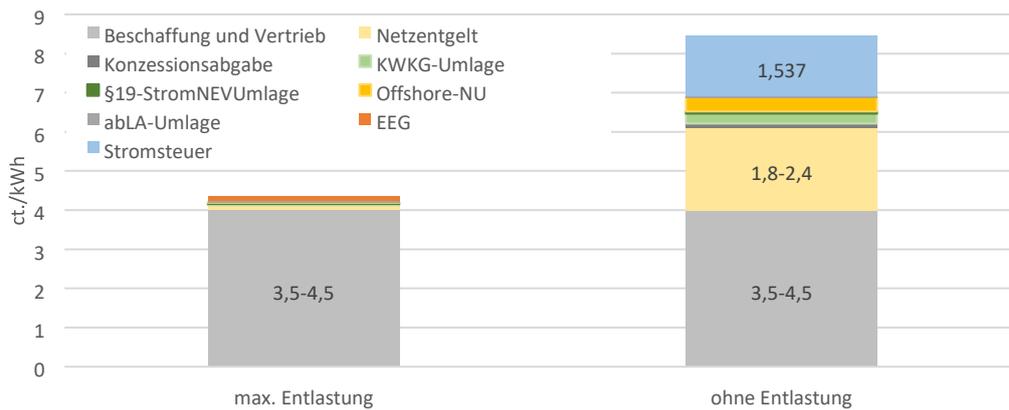


Umrechnung: 113 €/MWh entspricht 11,3 ct/kWh; Base Year = Basisjahr

Generell bleiben jedoch – gerade bei energieintensiven Unternehmen – die tatsächlichen Beschaffungskosten für Strom sehr individuell, unterschiedlich und meist für Außenstehende ungewiss. Durch etwaige Großkundenrabatte und geschickte Beschaffungsstrategien lassen sich Preise auch unterhalb des Börsenstrompreises erreichen. Einer Rabattierung dürften künftig auch die Power Purchase Agreements (siehe unter 4.) dienen.

Hinsichtlich der staatlich induzierten Preisbestandteile ist die EEG-Umlage Mitte 2022 vollständig entfallen. Die energieintensive Industrie zahlt zudem aufgrund diverser Ausnahmetatbestände bereits jetzt nur eine erheblich reduzierte Stromsteuer. Für die Höhe der Strompreise relevante Komponenten bleiben allerdings die Netzentgelte, die jedoch in Abhängigkeit von der Art der Nutzung stark schwanken.¹ Folgende beispielhafte Darstellung des BDEW bezieht sich auf das Jahr 2021. Die seinerzeit noch geltende EEG-Umlage wurde aus Illustrationsgründen herausgenommen, da sie aktuell nicht mehr gilt.

¹ Die Netzentgelte richten sich u.a. nach den genutzten Spannungsebenen, aber auch nach Art und Menge der Abnahme. Für Bandabnehmer aus dem Höchstspannungsnetz betragen die Entgelte teilweise nur um die 0,1ct/kWh, für mittelständische Unternehmen können sie aber auch 2 bis 3 ct/kWh betragen.



Quelle: BDEW

Nach unserer Auffassung sollte vor diesem Hintergrund ein **staatlich garantierter und bei max. 7 ct/kWh gedeckelter Transformationsstrompreis spätestens zum 1. Januar 2024** eingeführt werden. Folgende fünf Komponenten sollten dabei maßgeblich sein, um die derzeitigen Stromkostenbestandteile **zu rabattieren** und den Einkaufspreis ggf. **zu subventionieren**:

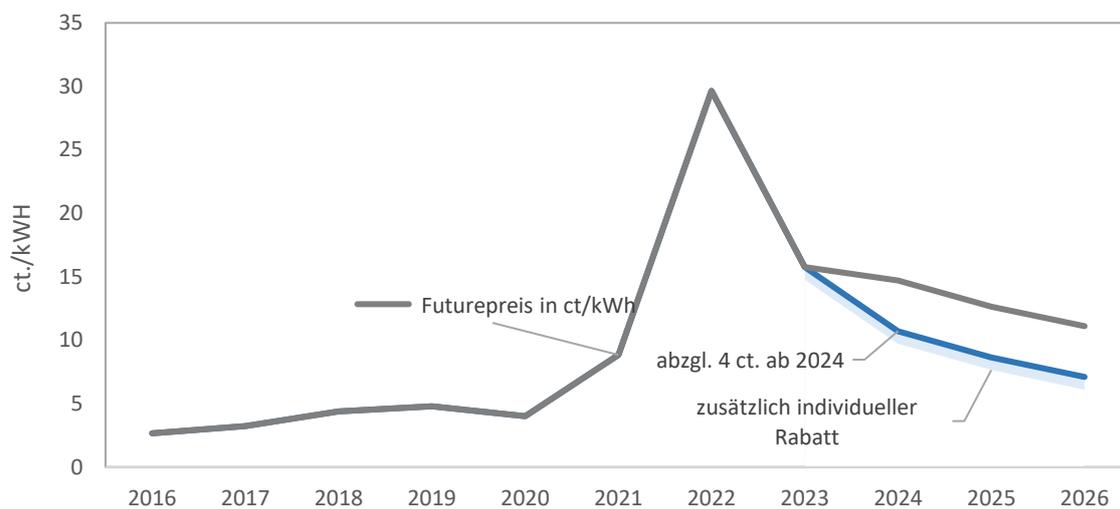
1. **Nutznieser klar eingrenzen:** Die oben genannten Unternehmen werden hauptsächlich aus den Bereichen der chemischen Grundstoffindustrie, der Metallherstellung und -bearbeitung, sowie aus den Bereichen Papier, Glas und Keramik kommen. Bei einer Neuansiedlung stehen Produktionsstätten von Batterien/Batteriezellen, Solarzellen, Windkraftanlagen einschließlich ihrer Komponenten die Herstellung von Wasserstoff wie auch die Kreislaufwirtschaft im Fokus. Um eine Eingrenzung auch beihilferechtlich zulässig vorzunehmen, eignet sich das etablierte Verfahren der „Besonderen Ausgleichsregelung“. Hiermit wurde über viele Jahre eine Reduzierung der damaligen EEG-Umlage gerechtfertigt und umgesetzt. Es ist auf Basis der EU-Beihilfeleitlinien rechtlich zulässig und als angemessen und verhältnismäßig akzeptiert. Mit der „Besonderen Ausgleichsregelung“ konnten im Jahr 2021 rd. 2.200 Unternehmen in Deutschland mit einer beantragten Strommenge von etwa 120 TWh profitieren. Dieses System ist in der Branche bekannt.

Als Instrument für mögliche Auszahlungen eignet sich die ebenfalls etablierte „Strompreiskompensation“ zur Abmilderung der emissionshandelsbedingten Strompreissteigerungen. Hiermit erlaubt die EU-Kommission direkte Ausgleichszahlungen an Unternehmen bestimmter Branchen, die als besonders energieintensiv anerkannt sind und deren Produkte einer gewissen internationalen Handelsintensität unterliegen.² Energieintensive Zukunftsbereiche wie beispielsweise die Batteriezellfertigung, Solarzellerstellung und die Erzeugung von Wasserstoff fehlen sowohl bei der besonderen Ausgleichsregelung als auch bei der Strompreiskompensation – und müssten für einen gedeckelten Industriestrompreis entsprechend ergänzt werden.

Die Förderung sollte davon abhängig gemacht werden, dass die Unternehmen eine klare

² Bei einer angenommenen Ausgleichszahlung von 4 ct/kWh durch die Strompreiskompensation (95 EUR/t CO₂ bei 0,72 t CO₂/MWh und 75 %-Erstattung sowie Fall-back-Benchmarkfaktor von 0,8) würden aus dem Klima- und Transformationsfonds etwa 4,8 Mrd. EUR pro Jahr fließen müssen. Damit ließe sich der börsenorientierte Stromeinkaufspreis 2024 – ohne individuelle Rabattierungen – auf 10,5 ct/kWh senken (in 2025 auf 8,5 ct/kWh und 2026 von 7 ct/kWh). Die Unternehmen können aber sicherlich durch strategisches Einkaufsverhalten weitere Reduzierungen erreichen.

Transformationsstrategie verfolgen. Die Transformation kann dabei sowohl in der Veränderung der hergestellten Produkte, in der Dekarbonisierung der Produktionsprozesse, zusätzlicher Energieeffizienzanstrengungen als auch in der Erhöhung des Strombezugs aus erneuerbaren Quellen liegen. Zudem müssten sich die Unternehmen verpflichten, Arbeitsplätze und Standort in Deutschland zu erhalten bzw. auszubauen. Für eine Umsetzung des Vorschlags bedürfte es einer entsprechenden Notifizierung bei der EU-Kommission, ggf. kombiniert mit einer Anpassung der Leitlinien für die Strompreiskompensation.



2. **Zeitraum begrenzen:** ein gedeckelter Industriestrompreis sollte einerseits genug Planungssicherheit (für 10 Jahre) schaffen. Gleichzeitig sollte regelmäßig überprüft werden, ob – je nach Entwicklung auf dem Strommarkt und dem EE-Dargebot – ein Transformationsstrompreis angemessen bleibt.
3. **Netzentgelte gezielt rabattieren:** Alle Unternehmen sollten Rabatte auf die Netzentgelte erhalten, wenn sie in einer Region „vor“ den Übertragungsnetzengpässen liegen. Auf diese Weise werden bestehende Netzengpässe reduziert, künftige Netzengpässe minimiert und Redispatchkosten vermieden. Bisher erhalten Unternehmen reduzierte Netzentgelte, wenn sie dauerhaft und regelmäßig hohe Strombandbreiten abnehmen. Im dezentralen, auf EE-basierten Stromsystem muss jedoch netzdienliches und flexibles Abnahmeverhalten belohnt werden. Die Stromnetzzugangsverordnung ist entsprechend weiterzuentwickeln.
4. **Räumliche Nähe belohnen:** Unternehmen, die für die eigene Stromversorgung bereits jetzt gezielte Power Purchase Agreements aus erneuerbaren Energien abschließen, sollten ebenfalls nur noch reduzierte Netzentgelte zahlen – sofern deren Erzeugungsanlagen in räumlicher Nähe zum Unternehmen liegen. Diese Vereinbarungen müssen neben neue zu errichtenden EE-Anlagen auch bestehende EE-Anlagen wie auch die notwendige Regelenergie berücksichtigen dürfen. Es ist zudem damit zu rechnen, dass ein solcher einem PPA zugrunde liegender Strommix zu deutlich günstigeren Konditionen erstanden werden kann als an der Strombörse. Ziel muss sein, die

Netzentgelte für diese bisher nicht besonders begünstigten Unternehmen von jetzt 2 ct/kWh auf unter 0,5 ct/kWh zu reduzieren.³

5. **Planungssicherheit durch maximalen Strompreis staatlich garantieren:** Um für einen zeitlich begrenzten Übergang rasch sicherzustellen, dass für die o.g. Unternehmen ein *level-playing-field* in der internationalen Wettbewerbsfähigkeit hergestellt wird, darf der Industriestrompreis insgesamt 7ct/kWh nicht überschreiten. Nach den aktuellen Marktdaten kann dieses **Niveau** für energieintensive Unternehmen frühestens 2025 erreicht werden. Bis dahin müsste der Staat für energieintensive Unternehmen einen gedeckelten Industriestrompreis einführen.⁴ Aktuell würde eine solche Regelung in der Praxis jedoch nicht mit dem *Temporary Crisis an Transition Framework* (TCTF) in Einklang, da die Hilfen insgesamt auf 150 Mio. EUR beschränkt und von EBITDA-Verlusten abhängig gemacht werden müssten. Allerdings schließt eine über den TCTF hinausgehende Beihilfe eine Notifizierung im Einzelfall nicht aus.

II. Investitionsprämie

Darüber hinaus stehen die Unternehmen stehen vor massiven **Investitionen**. Angesichts der Energiepreisschwankungen und dem erst noch Schwung aufnehmenden Ausbau neuer Kapazitäten in der Erzeugung, und -verteilung bestehen aber noch Unsicherheiten über die Ertragserwartungen von unternehmerischen Vorhaben. Gleichzeitig stellen die im „Inflation Reduction Act“ vorgesehenen Steuergutschriften eine direkte Konkurrenz für die Standortbedingungen in Deutschland dar. Die hiesigen Unternehmen benötigen sichtbare Unterstützung.

Wir brauchen daher eine einfache **Investitionsprämie von bis zu 25 Prozent für Investitionen, die unmittelbar mit der Transformation der Produktionsprozesse hin zur Klimaneutralität und/oder den EE-Ausbau für die Versorgung der Produktionsstandorte erfolgen**. Vorbild ist das Modell der steuerlichen Forschungsförderung. Nach dem rückwirkend zum 1. Januar 2020 in Kraft getretenen Forschungszulagengesetz können Unternehmen pro Jahr steuerliche Prämien für ihre Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten bekommen. Dabei beträgt die Innovationsförderung 25 % ihrer Personalkosten und Auftragskosten für Forschung und Entwicklung. Der Vorteil ist: Die Unternehmen wissen sofort, wie hoch die Förderung ausfällt. Aber die Prämie muss weiter gehen. Es dürfen nicht nur Unternehmen, die Gewinn machen, davon profitieren, sondern alle, die investieren.

Die EU hat jüngst den beihilferechtlichen Rahmen dafür geschaffen, um die Kosten für Investitionen in nachhaltige Produktionskapazitäten zu fördern. Analog zum IRA sind dies bspw. Batterien, Solarmodule, Wärmepumpen, Windturbinen, Elektrolyseure und Kohlenstoffabscheidungstechnologien. Auch die Herstellung von Schlüsselkomponenten, die einen direkten Input darstellen, sind beihilfefähig. Diesen Handlungsspielraum gilt es auszuschöpfen und über eine Notifizierung zu erweitern.

³ Unter der Annahme, dass von den 120 TWh für energieintensive Unternehmen die Hälfte, also 60 TWh, mit relativ hohen Netzentgelten belastet sind, würden sich bei einer Entlastung durch die Maßnahmen 3 und 4 zusammen Kosten von 1,2 Mrd. EUR pro Jahr ergeben.

⁴ Dies dürfte in 2024 bei der angenommenen Strommenge von 120 TWh und Kosten von rd. 10,5 ct/kWh bereits abzüglich Strompreiskompensation 2.0 aus dem Klima- und Transformationsfonds und zusammen mit den Rabatten bei den Netzentgelten zusätzlich bis zu 4,2 Mrd. EUR kosten, die aber bis 2026 auf Null sinken dürften. Der Zuschussbedarf kann durch individuelle Rabatte der Unternehmen gesenkt werden.

Bis 2030 könnte der Investitionsbedarf rund 50 Mrd. EUR betragen, auf das Jahr gerechnet kostet die Gesamtförderung also etwa 1,5 Mrd. EUR⁵.

III. Maßnahmen- und Kostenübersicht

Naturgemäß sind die Kosten der vorgeschlagenen Maßnahmen in diesem Stadium nur schwer einzuschätzen. Die nachfolgende grobe Abschätzung beruht mit Blick auf die Maßnahmen zur Senkung des Strompreises auf den Zahlen der besonderen Ausgleichsregelung für das Jahr 2021 sowie den sich ergebenden Auszahlungen über die Strompreiskompensation bei Anwendung des Adressatenkreises der besonderen Ausgleichsregelung beim aktuellen Zertifikatspreisniveau. Hinsichtlich der Investitionsprämie greift sie auf Studien der Boston Consulting Group sowie von McKinsey & Company und eigene Berechnungen zurück.

Maßnahme	Anteil der Preissenkung in ct/kWh	Kosten pro Jahr in Mrd. EUR
Nutznießer klar eingrenzen und subventionieren	4	4,8
Netzgelte rabattieren/räumliche Nähe belohnen	2 (nur Teil der Unternehmen)	1,2
Strompreis für begünstigte Unternehmen deckeln	3,5 in 2024, 1,5 in 2025	4,2 in 2024, 1,8 in 2025
Investitionsprämie einführen	--	1,5
Gesamt	4-9,5	7,5-11,7

Die Finanzierung könnte aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF); alternativ, ergänzend aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) erfolgen. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass diese Vorschläge nicht nur einseitige Kosten verursachen, sondern auch einen Gegenwert erzeugen: Sie dienen dazu, Unternehmen am Standort Deutschland zu stärken und damit auch insgesamt die staatliche Steuerkraft sowie die gesellschaftliche Kaufkraft zu erhalten.

Die Zuschüsse zum Strompreis (Ziffern I.1. und 5.) sowie die Investitionszuschüsse (Ziffer II.) wären insgesamt bei der EU-Kommission als Maßnahmen zur Verhinderung von Carbon Leakage einerseits wie auch zur Beförderung der Transformation andererseits zu notifizieren. Dabei müsste die EU-Kommission über die aktuellen Beihilfeleitlinien hinausgehen. Allerdings sind die genannten Zwecke zur Rechtfertigung von Beihilfen durchaus eingespielt, gerade mit Blick auf die gebilligte Praxis der besonderen Ausgleichsregelung.

⁵ Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis von *McKinsey & Company*, How the European Union could achieve netzero emissions at net-zero cost, Dez. 2020 und *Boston Consulting Group*, Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Gutachten für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Okt. 2021