

STUDIE

Erzeugernetzentgelte für Offshore Wind

Warum Erzeugernetzentgelte für Wind auf See
problematisch sind

Diese Studie ist online verfügbar unter neon.energy/erzeugernetzentgelte-offshore

Finale Version vom 3. Juni 2026

Im Auftrag des BWO - Bundesverband Windenergie Offshore e.V.

Autoren:

Ingmar Schlecht (schlecht@neon.energy)

Silvana Tiedemann (tiedemann@neon.energy)

Jonathan Mühlenpfordt (tiedemann@neon.energy)

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Neon Neue Energieökonomik GmbH

Schönleinstraße 31

10967 Berlin

Zusammenfassung

Erzeugernetzentgelte. Die Bundesnetzagentur plant die Einführung von Entgelten für Stromerzeuger. Dabei geht es um einen bundeseinheitlichen Kapazitätspreis (Größenordnung 4-7 EUR/kW p.a.) sowie perspektivisch regional differenzierte Baukostenzuschüsse und dynamisch-regionale Arbeitspreise. Damit sollen zwei Ziele erreicht werden: Erzeuger an den Netzkosten zu beteiligen und so Verbraucher zu entlasten sowie systemdienliche Anreize zu setzen. Diese Studie untersucht, ob diese Ziele für Offshore Wind erreicht werden können. Das Ergebnis ist ernüchternd: Beides gelingt im besten Fall sehr eingeschränkt.

Kaum produktive Anreizwirkung. Eine Lenkungswirkung zum Zeitpunkt der Investition setzt voraus, dass Investoren Entscheidungsspielraum haben. Bei Offshore Wind sind die meisten Eckpunkte jedoch vom Staat vorgegeben. Standorte und die Netzanschlusskapazität, an der Kapazitätspreis und Baukostenzuschuss ansetzen, folgen unmittelbar aus der staatlichen Flächen- bzw. zentralen Netzplanung. Da zudem alle ausgeschriebenen Flächen bebaut werden sollen, kann ein Entgelt die Standortwahl gar nicht steuern. Kapazitätspreis und Baukostenzuschuss werden damit zu einem pauschalen Kostenfaktor, der die Stromgestehungskosten und damit die Förderhöhen gleichermaßen anhebt. Einzig die Überbauung des Netzanschlusses wird ökonomisch attraktiver. Auch im Betrieb haben Erzeuger von erneuerbaren Energien keine Möglichkeit auf Anreize auf eine Weise zu reagieren, die zu einer volkswirtschaftlichen Effizienzverbesserung führen würde. Für das Engpassmanagement steht mit Redispatch 2.0 gerade für Offshore Wind ein erprobtes und effizientes Verfahren bereit, gegenüber dem ein dynamisches Netzentgelt nur grob und unscharf steuern kann. Dass die BNetzA Offshore Wind von den dynamischen Entgelten ausnehmen will, erscheint daher sinnvoll.

Kosten steigen. Alle drei Instrumente erhöhen die Stromgestehungskosten und damit die Gebote in künftigen CfD-Auktionen. Dabei wirken drei Mechanismen: die Zahlungen selbst, höhere Kapitalkosten infolge zusätzlicher Unsicherheit sowie, bei dynamischen Entgelten, geringere Erzeugung. In unseren Beispielrechnungen wiegen die indirekten Effekte mitunter schwerer als die direkten: Beim dynamischen Arbeitspreis entfällt beispielsweise weniger als ein Drittel der Gesamtwirkung auf die unmittelbare Zahlung, die zur Entlastung der Verbraucher zur Verfügung stünde. Höhere Kapitalkosten aufgrund neuer regulatorischer Unsicherheit sind dabei keine Einnahmen, die zur Entlastung von Verbrauchern verwendet werden können.

Last beim Bundeshaushalt. Weil Offshore Wind künftig über Contracts-for-Differences (CfDs) abgesichert wird, treffen die Mehrkosten am Ende vor allem den Bundeshaushalt und werden damit durch die Steuerzahler getragen. Ein Erzeugernetzentgelt wirkt dann wie eine – wegen der zusätzlichen Unsicherheit teurere – Netzfinanzierung aus dem Haushalt über den Umweg der Offshore-Windkraft. Die erhoffte Entlastung der Verbraucher wird zur indirekten Mehrbelastung.

Vertrauensschutz. Anlagen, deren Investitionsentscheidung bereits gefallen ist, sollten, wie im BNetzA-Konzept vorgesehen, ausgenommen bleiben. Ein nachträglicher Eingriff würde das Vertrauen in verlässliche staatliche Rahmenbedingungen erschüttern und Risikoaufschläge auch jenseits der Offshore-Windkraft erhöhen, etwa beim geplanten Kapazitätsmarkt. Dies gilt für alle Formen der Erzeugernetzentgelte.

1 Einleitung

Netzkosten. In Deutschland sind die Netzkosten zuletzt stark gestiegen. Einerseits sind hohe Investitionen in neue Netze notwendig. Ein wesentlicher Treiber ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, der aufgrund geringerer Kapazitätsfaktoren der Technologien, dezentraler Einspeisung und großer geografischer Distanz zu den Lastzentren den Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz antreibt. Andererseits bleibt der notwendige Netzausbau vielerorts hinter dem Ausbau der erneuerbaren Energien zurück und lokale Preisanreize im Strommarkt fehlen. Die Folge sind Netzengpässe, welche von den Netzbetreibern durch Redispatch-Maßnahmen behoben werden. Dafür werden Erzeugungsanlagen vor den Engpässen abgeregelt und an anderer Stelle im Netz wieder hochgefahren. Die betroffenen Kraftwerke werden dafür entschädigt. Die Kosten dafür spiegeln sich ebenfalls in den Netzentgelten wider.

Erzeugernetzentgelte. Netzentgelte werden in Deutschland momentan lediglich auf Verbraucher umgelegt. Anfang des Jahres hat die Bundesnetzagentur jedoch die Einführung von Erzeugernetzentgelten zur Debatte gestellt. Diskutiert wurden ein bundeseinheitlicher Kapazitätspreis (EUR/kW/Jahr), regional-dynamische Arbeitspreise (EUR/kWh) und die Einführung von Baukostenzuschüssen (EUR/kW). Am 27. Mai 2026 hat die BNetzA in [der Präsentation des vorläufigen Gesamtkonzeptes](#) angekündigt, dass sie sich im Wesentlichen auf einen Kapazitätspreis konzentrieren wird. Er wird ca. 5,5 EUR/kW/Jahr betragen und für Neuanlagen gelten. Dynamische Netzentgelte sollen perspektivisch (nach 2032) auf andere Erzeuger als Speicher ausgeweitet werden. Offshore Wind scheint davon aber ausgenommen zu sein. An einem Regelwerk für Baukostenzuschüsse soll ab 2027 gearbeitet werden.

Ziele der Erzeugernetzentgelte. Die BNetzA verfolgt damit Ziele in zwei Bereichen. Zum einen sollen die Erzeugernetzentgelte systemdienliche Anreize setzen. Bereits bei der Investitionsentscheidung sollen aus Netzsicht günstigere Standorte für die Stromerzeugung ausgewählt, das Anlagendesign netzdienlich optimiert werden und ein realistischer Kapazitätsbedarf für den Netzanschluss angegeben werden (Investitionsanreize). Auch für den laufenden Betrieb sollen Anreize so gesetzt werden, dass Anlagen verstärkt dann produzieren, wenn das Netz weniger belastet ist (Dispatch-Anreize). De facto sollen Erzeugernetzentgelte damit einen Ersatz zu regionalen Großhandelspreisen darstellen, zur Spitzenglättung der Einspeisung beitragen und Netzanschlüsse besser auslasten. Zum anderen erhofft man sich von Erzeugernetzentgelten eine Finanzierungsfunktion. Neben Verbrauchern sollen auch Erzeuger, Prosumer und ausländische Verbraucher einen „fairen“ Anteil der Netzkosten tragen. Die

Netzkosten sollen damit auf mehr Schultern verteilt und Netzentgelte für Verbraucher gesenkt werden.

Tabelle 1. Übersicht über die im AgNES-Prozess diskutierten Erzeugernetzentgelte

	Basis	Zeitliche Variation	Örtliche Variation	Höhe
Kapazitätspreis	Vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität	statisch (jährlich)	Bundeseinheitlich	4-7 EUR/kW/Jahr; Beispiel BNetzA: 5,5 €/kW/a
Dynamischer Arbeitspreis	Erzeugung je Viertelstunde	Dynamisch (1/4 h)	Regional	Auf RD-Kosten basierend; Beispiel BNetzA: ±10-100 EUR/MWh
Baukosten-zu-schuss (voraussichtl.)	Vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität	statisch (zum Investitionszeitpunkt feststehend)	Lokal	von Netzbetreiber festzulegen

Diese Studie. In dieser Studie arbeiten wir heraus, inwiefern Erzeugernetzentgelte die genannten Ziele tatsächlich erreichen können. Dabei ist entscheidend, ob Investoren produktiv auf die Anreize reagieren können oder ob lediglich unproduktive Risiken entstehen. Auch untersuchen wir, inwiefern dynamische Netzentgelte eine Verbesserung gegenüber dem existierenden Status quo des kostenbasierten Redispatch darstellen würden. Für die Finanzierungswirkung ist außerdem nicht entscheidend, wer die Kosten formell zahlt, sondern wer sie am Ende trägt, also ob sie beispielsweise über eine Anpassung von EEG-Geboten an Steuerzahler weitergegeben werden.

Fokus Offshore Wind. Die Studie fokussiert sich auf die Wirkung für Offshore Wind. Speziell ist hier, dass nicht nur die Ausbauziele – 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035, und 70 GW bis 2045 – sondern auch die Standortwahl weitgehend staatlich festgelegt ist. Die entsprechenden (teuren) Netzanbindungskosten sind im Netzentwicklungsplan vorgesehen. Die Möglichkeiten im Betrieb die Netzsituation zu berücksichtigen, sind ebenfalls stark eingeschränkt. Insgesamt dürften die angedachten Erzeugernetzentgelte im Falle von Offshore Wind deswegen zu keiner nennenswerten Kostensenkung beim Netzausbau führen, sondern zu einer Verteuerung der Stromversorgung, die sich in höheren CfD-Geboten und damit einer Belastung des Bundeshaushalts niederschlagen dürfte. Die Argumente gegen Erzeugernetzentgelte gelten allerdings teilweise auch über Wind Offshore hinaus. Auch andere EE-Anlagen sind kapitalintensiv. Die Anfangsinvestitionen sind hoch, die laufenden Kosten gering, und die Kapitalkosten bestimmen daher maßgeblich die Stromgestehungskosten. Relevante Entscheidungen zur

Standortwahl und zum Anlagendesign können nur zum Zeitpunkt der Investition getätigt werden. Die Relevanz der Studie geht damit über Offshore Wind hinaus.

2 Überlegungen der BNetzA

In diesem Kapitel geben wir den Stand der Überlegungen der Bundesnetzagentur zur Einführung von Erzeugernetzentgelten über 30 kW. Maßgeblich ist die Vorstellung des Zwischenstands der BNetzA vom 27. Mai 2026.

Beteiligung der Erzeuger. Die Bundesnetzagentur hat sich klar für die Einführung von Einspeisenentgelten ausgesprochen, da sie auch einen Großteil der Kosten verursachen. Als zentrales Element möchte sie einen Kapazitätspreis einführen, dem sie primär eine Finanzierungswirkung zuschreibt. Außerdem möchte die BNetzA erreichen, dass Erzeuger einen „realistischen“ Kapazitätsbedarf für ihren Netzanschluss angeben. Gegenüber dem Stand vom Februar 2026 stellen die Überlegungen eine Verschiebung weg von dynamischen auf die Einspeisung bezogenen Entgelten (Arbeitspreisen) hin zu kapazitätsbasierten Entgelten dar.

Kapazitätspreis. Der Kapazitätspreis ist bundeseinheitlich und soll ab dem 1. Januar 2029 gelten. Grundlage für die tatsächlichen Zahlungen seitens der Erzeuger ist die vertraglich vereinbarte Anschlusskapazität, keine frei bestellbare Kapazität wie bei Verbrauchern. Die ÜNB ermitteln die Höhe jährlich. Die BNetzA gibt eine Berechnungsformel vor und erwartet eine Größenordnung von 4–7 EUR/kW. Ihr Rechenbeispiel für die Jahre 2020 bis 2026 ergibt einen Mittelwert von 5,54 EUR/kW (Minimum: 5,38 EUR/kW, Maximum: 5,65 EUR/kW, mit steigender Tendenz). Um starke Schwankungen bzw. Steigerungen zu dämpfen, wird der Preis über die jeweils fünf vorangegangenen Kalenderjahre rollierend berechnet.

Vertrauensschutz. Der Vertrauensschutz für den Kapazitätspreis orientiert sich am etablierten Vertrauensschutz im Energiewirtschaftsgesetz (§ 118 Abs. 6 EnWG) und fällt relativ weitreichend aus. Für 20 Jahre nach Inbetriebnahme ausgenommen sind

- Bestandsanlagen,
- Anlagen, die in Ausschreibungen bezuschlagt wurden und fristgemäß realisiert werden, sowie
- Anlagen, für die vor dem Inkrafttreten der Festlegung (voraussichtlich zum 1. Januar 2027) eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und die bis zum 4. August 2029 in Betrieb gehen.

Dynamische Netzentgelte. Die BNetzA stellt den Kapazitätspreis ausdrücklich als ersten Schritt in der Einführung von Erzeugernetzentgelten dar. In einem Folgefestlegungsverfahren will die BNetzA für Erzeuger ab 2032 dynamische Netzentgelte einführen, auch im Bestand. Sie sollen auf der Erfahrung mit dynamischen Netzentgelten für Speicher aufbauen, für die sie bereits früher gelten. Bei Speichern hält die BNetzA Entgelthöhen von bis zu 100 EUR/MWh für denkbar. Offshore Wind soll von dieser Ausweitung voraussichtlich ausgenommen werden.

Baukostenzuschüsse. An einem Regelwerk für Baukostenzuschüsse arbeitet die BNetzA ab 2027 (gemeinsam mit Regelungen für Flexible Connection Agreements, FCA). Die konkrete Ausgestaltung beider Instrumente ist damit auf einen späteren Zeitpunkt verschoben, wobei für die weiteren Festlegungsverfahren der Prozess bis zum 1. Januar 2029 abgeschlossen sein soll.

3 Anreizwirkung

Im Folgenden diskutieren wir die Wirkungen der drei Typen von Erzeugernetzentgelten in Bezug auf Anreize. Eines der Argumente für Erzeugernetzentgelte ist deren vermeintliches Potential, sinnvolle Anreize bezüglich der Standortwahl, der netzdienlichen Anlagen- und Parkauslegung (inkl. der Dimensionierung des Netzanschlusses) sowie eines netzdienlichen Betriebs darzustellen. Wir diskutieren in diesem Kapitel diese Anreize vor dem Hintergrund der spezifischen Eigenschaften von Offshore-Windparks. Die Auswirkung auf die Finanzierungskosten und die Frage, wer die Kosten tatsächlich ökonomisch zu tragen hätte, wird im darauffolgenden Kapitel diskutiert.

3.1 STANDORTSTEUERUNG

Standortwahl. Wenn Erzeugernetzentgelte die jeweilige lokale Situation im Netz widerspiegeln, können sie eine effiziente Standortwahl unterstützen. Dies ist beispielsweise dann der Fall, wenn Netzentgelte dazu führen, dass Investoren Regionen mit hohen Netzausbau- und Redispatch-Kosten vermeiden und stattdessen an anderen Standorten investieren. Ökonomisch gesprochen wären dann Netzkosten in die Standortentscheidung internalisiert.

Regionale Differenzierung. Eine lokale Differenzierung von Erzeugernetzentgelten ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass diese überhaupt standortbezogene Steuerungswirkung entfalten können. Die BNetzA plant aktuell den Kapazitätspreis bundeseinheitlich auszugestalten. Er kann also keine entsprechende Wirkung entfalten. Dynamische Arbeitspreise würden eher regional (ca. 20 – 30 Regionen) differenziert werden. Auch regional differenzierte dynamische Netzentgelt-Arbeitspreise können die Standortentscheidungen beeinflussen, sie zielen jedoch primär auf eine Beeinflussung der Einsatzentscheidung.

Bestimmung des BKZ. Der Baukostenzuschuss soll erst ab 2027 weiter ausgestaltet werden; man kann aber auf Basis der Überlegungen der BNetzA vom Februar 2026 davon ausgehen, dass er lokal differenziert werden würde. Für Offshore Wind könnte das bedeuten, dass für jede Fläche eine unterschiedliche Zahlung gelten würde. Essenziell wäre, dass er vor Offshore-Auktionsterminen feststeht, damit er in Gebote eingepreist werden und Anreize auf die Investition auslösen könnte.

Offshore-Standorte sind vorgegeben. Bei Offshore Wind besteht jedoch gar keine Entscheidungsfreiheit bei der Standortwahl. Denn die Standorte und Netzanlüsse möglicher Offshore-Windparks sind begrenzt und staatlich festgelegt. Da die politischen Ziele aber einen Ausbau aller auktionierten Flächen erfordern, ist faktisch keine Steuerung durch Erzeugernetzentgelte möglich (und sinnvoll). In Bezug auf die Standortsteuerung bleiben Erzeugernetzentgelte im Bereich Offshore somit wirkungslos.

3.2 AUSLEGUNG DER WINDPARKS

Anlagenauslegung. Im Rahmen der Investitionsentscheidung können Erzeugernetzentgelte nicht nur einen Einfluss auf die Standortwahl haben, sondern auch auf die Anlagenauslegung. Dabei können Anreize sowohl auf die Auslegung der einzelnen Windenergieanlagen (Generatortgröße, Rotorlänge) in einem Park wirken als auch auf die Parkauslegung (Abstände, Überbauung).

Überbauung. Da die Netzanbindungskosten einen bedeutenden Anteil der Gesamtkosten von Strom aus Offshore Wind ausmachen, ist eine hohe Auslastung der Netzanbindung ökonomisch sinnvoll. Wenn Erzeugernetzentgelte also einen Anreiz ausüben würden, die teure Ressource Netz besser auszulasten, wäre dies bis zu einem gewissen Maß volkswirtschaftlich effizient.

Zeitpunkt der Anreizwirkung. Anreize auf die Anlagenauslegung können natürlich nur wirken, solange die maßgeblichen Investitionsentscheidungen noch offen sind. Bei Bestandsanlagen ist keine nachträgliche Änderung möglich. Auch bei Neubauprojekten sind nach der finalen Investitionsentscheidung Turbinentyp, Generatorleistung, Rotordurchmesser, Parklayout, Netzanchlusskonzept und wesentliche Lieferverträge weitgehend festgelegt. Hier können neue Erzeugernetzentgelte daher keine produktiven Auslegungsanreize mehr setzen. Sie wirken dort lediglich als nachträgliche Kostenbelastung, die nicht mehr durch eine Anpassung des Designs vermieden werden kann. Der Vorschlag der BNetzA, Bestandsanlagen, in Ausschreibungen bezuschlagte Anlagen, oder Anlagen mit bereits gefällter finaler Investitionsentscheidung unter gewissen Bedingungen vom geplanten Kapazitätspreis auszunehmen, ist daher sinnvoll.

Instrumente. Per se haben alle Formen der Erzeugernetzentgelte das Potential, die Auslegung zu beeinflussen, auch wenn ihnen nur eine Finanzierungswirkung zugeschrieben wird. Typischerweise werden vor einer Investitionsentscheidung verschiedene Park- und Anlagenauslegungen in Szenario-Rechnungen verglichen und die robust profitabelste gewählt. Wir diskutieren im Folgenden zuerst die durch kapazitätsbasierte Instrumente entstehenden Auslegungsanreize und anschließend die durch dynamische Netzentgelte entstehenden.

Bezugsgröße Netzanschluss. Bei einem Kapazitätspreis ist entscheidend, worauf sich die Zahlung bemisst. Die Bundesnetzagentur möchte die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung als Grundlage nutzen. Für Offshore-Windparks liegt es nahe, dass diese der vorgegebenen Netzanschlusskapazität der jeweiligen Offshore-Fläche entspricht. Diese Kapazität wird nicht frei vom Investor gewählt, sondern ergibt sich im Wesentlichen aus der staatlichen Flächen- und

Netzentwicklungsplanung sowie aus technischen Standardgrößen der Offshore-Netzanbindung, insbesondere der Umrichterplattformen und Exportkabel.

Bestelleistung nicht sinnvoll. Eine Bemessung nach einer im Rahmen von bilateralen Verträgen verhandelten oder tatsächlich genutzten kleineren Kapazität wäre zwar theoretisch denkbar, würde aber problematische Fehlanreize setzen. Betreiber könnten versucht sein, weniger Anschlusskapazität anzumelden, als die vorgesehene Netzanbindungsinfrastruktur bereitstellt, nur um Netzentgelte zu vermeiden. Das würde die ohnehin sehr teure und meist in Standardgrößen gebaute Offshore-Netzinfrastuktur schlechter auslasten und könnte zu unnötiger Abregelung führen. Gerade weil Offshore-Netzanbindungen hohe Fixkosten aufweisen, ist aus Systemsicht eine möglichst hohe Auslastung der vorhandenen Anschlusskapazität zentral. Kapazitätsbezogene Erzeugernetzentgelte sollten daher nicht an einer künstlich reduzierten Bestelleistung ansetzen, sondern an der planerisch vorgesehenen Netzanschlusskapazität. Damit entfällt allerdings zugleich der zentrale Hebel für Auslegungsanreize: Die Bemessungsgrundlage ist für den Investor exogen vorgegeben.

Pauschaler Kostenfaktor. Kapazitätsbezogene Erzeugernetzentgelte wirken bei Offshore-Windparks wie ein pauschaler Kostenfaktor, den die Entwickler nicht beeinflussen können. Dies ist anders als bei Onshore-Windparks, bei denen solche Entgelte eine leistungs- oder netzsparsamere Auslegung begünstigen könnten. Die kapazitätsbezogenen Erzeugernetzentgelte würden in künftigen Auktionen in die CfD-Gebotswerte (strike prices) eingepreist (vgl. Abbildung 1).

CfD-Gebote bei einem Kapazitätspreis

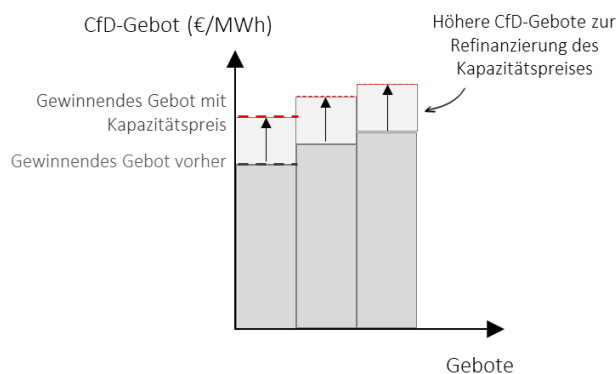


Abbildung 1: Auswirkungen eines Kapazitätspreises auf Offshore-Flächenauktion (schematisch): Alle Gebote erhöhen sich um den eingepreisten Kapazitätspreis.

Auslegungsanreize. Der gestiegene CfD-Gebotswert führt dazu, dass für den Windparkbetreiber der Wert von produzierter Energie im Betrieb steigt. In der betriebswirtschaftlichen Abwägung eines optimalen Parklayouts zum Investitionszeitpunkt führt das wiederum zu einer Auslegung in Richtung einer stärkeren Überbauung des Netzanschlusses, also mehr Energieerzeugung bei gegebenem Netzanschluss. Das Optimum verschiebt sich also: Ein Parkentwickler hat vorher, ohne Erzeugernetzentgelte, so viel in Energieertrag steigernde Maßnahmen investiert, bis der Grenznutzen eines Weiterausbaus dem alten (niedrigeren) CfD-Gebotswert entsprach. Neu, mit höheren CfD-Gebotswerten, optimiert er bis zu dem

Punkt, an dem die Grenzkosten für solche Maßnahmen dem neuen Grenznutzen für ihn entspricht, nämlich dem höheren Gebotswert. Wenn die CfD-Gebotswerte oberhalb von mittleren erwarteten Marktpreisen liegen, kann der Anreiz zur Überbauung auch ineffizient stark sein: die aufgewendeten Kosten zur Überbauung wären dann höher als der Wert des zusätzlich generierten Stroms. Zudem verstärkt eine stärkere Überbauung die Verschattung benachbarter Windparks, was eine negative Externalität darstellt.

Dynamischer Arbeitspreis. Auch wenn dynamische Arbeitspreise primär als Dispatch-Signal gedacht sind, also den Betrieb der Erzeugungsanlagen beeinflussen sollen, können sie dennoch die Anlagenauslegung beeinflussen. Denn es ist zu erwarten, dass dynamische Arbeitspreise insbesondere in Starkwindsituationen, in denen Netzengpässe vermehrt auftreten, erhoben würden und in Situationen ohne oder mit wenig Wind nicht.

Schwachwindoptimierung. Aus Perspektive eines Projektentwicklers mindert ein solcher dynamischer Arbeitspreis den Wert von Erzeugung bei Starkwind; in Starkwindsituationen treten häufiger Netzengpässe auf. Dagegen gewinnt Erzeugung zu Schwachwindzeiten relativ an Wert. Das kann zu einer Auslegung der Anlage und des Parklayouts führen, die einen stärkeren Schwerpunkt darauf legt, bei Schwachwind besonders viel Strom zu erzeugen, bei Starkwind hingegen – in Erwartung von häufigen Erzeugernetzentgelten zu solchen Zeitpunkten – Potenzial liegen lässt, das ohnehin nicht durch die Netze abtransportiert werden könnte. Allerdings sind die konkreten Handlungsmöglichkeiten für Projektentwickler im Bereich Offshore beschränkt, da es nur eine kleine Auswahl an Turbinen für den Offshore-Betrieb gibt. Handlungsmöglichkeiten gibt es beim Parklayout (Abstände, Anordnung, Anzahl Turbinen), die jedoch Trade-Offs mit sich bringen und z.T. zulasten des Jahresenergieertrages gehen können. Wenn Anreize Stromproduktion in engpassfreien Zeiten belohnen, kann dies aber in der Abwägung verschiedener Anlagentyp- und Parkszenarien die Entscheidung eines Projektentwicklers in eine systemkostensenkende Richtung bewegen. Dazu müsste der Anreiz jedoch verlässlich und prognostizierbar sein. Ein dynamisches Netzentgelt scheint uns dafür nicht geeignet, da es regulatorischen Unsicherheiten unterliegt und zum Investitionszeitpunkt schwer prognostizierbar ist.

Fazit. In Bezug auf die Anreize zur Park- und Anlagenauslegung sind Erzeugernetzentgelte im Bereich von Offshore Wind nicht zu empfehlen. Kapazitätsbasierte Entgelte sind wirkungslos, da der Netzanschluss (aus guten Gründen) vorgegeben ist. Dynamische Arbeitspreise können zwar theoretisch die Anlagenauslegung beeinflussen, aufgrund mangelnder Langfriststabilität wäre das jedoch zweifelhaft.

3.3 ENGPASSMANAGEMENT

Die Intention eines dynamischen Arbeitspreises ist, in Stunden mit zu erwartenden Netzengpässen die Einspeisung zu verteuern, damit Anlagenbetreiber ihre Erzeugung freiwillig reduzieren und konventioneller Redispatch vermieden werden kann. Wir zeigen im Folgenden, weshalb der Vorschlag der BNetzA sinnvoll ist, Offshore von diesem Instrument auszunehmen. Die Argumente gelten darüber hinaus ebenfalls für andere EE-Anlagen.

Redispatch funktioniert. Ein dynamischer Arbeitspreis mag ein sinnvoller Ansatz für Anlagen sein, die anders nicht oder nur schwer ins Engpassmanagement zu integrieren sind (beispielsweise Speicher und Verbraucher) – aber auf Windenergieanlagen trifft das nicht zu: Sie werden seit langem zuverlässig im Rahmen des Redispatch abgeregelt. Netzbetreiber regeln dabei zielgerichtet diejenigen Anlagen ab, deren Abregelung netz- und kostenseitig den größten Nutzen stiftet, und entschädigen die Betreiber für die entgangenen Erlöse. Es gibt also bereits ein eingeführtes und volkswirtschaftlich effizientes Instrument für das Problem, dass dynamische Arbeitspreise lösen sollen. Das gilt gerade und insbesondere für die Offshore-Windkraft, deren große und professionell geführte Parks zuverlässig für den Redispatch zur Verfügung stehen.

Graduelle Steuerung unmöglich. Darüber hinaus hat ein dynamischer Arbeitspreis als Instrument des Engpassmanagements einen gravierenden Nachteil: Er erlaubt keine Auswahl der Abregelungs-Menge, sondern wirkt im Wesentlichen wie ein Ein-/Aus-Schalter – entweder regeln alle Offshore-Parks in einer Region ab, oder keiner. Das liegt einerseits daran, dass das Netzentgelt vor dem Day-Ahead-Markt festgelegt wird. Das ist grundsätzlich ungenau, weil der „richtige“ Netzentgeltwert selbst vom Ergebnis des Day-Ahead-Marktes abhängt, dieses Ergebnis zum Zeitpunkt der Entgeltfestlegung aber noch nicht bekannt ist. Andererseits kommt hinzu, dass die „Merit Order der Abregelung von Erzeugungsanlagen“ in einer Netzregion in teils großen Stufen verläuft (vgl. Abbildung 2). Das liegt daran, dass alle nicht (mehr) geförderten EE-Anlagen Grenzkosten von nahezu Null haben und darüber hinaus zahlreiche Offshore-Windparks aber auch andere EE-Erzeuger ähnliche anzulegende Werte und Marktprämien aufweisen. Ein dynamisches Netzentgelt, welches nur leicht positiv ist, würde also schlagartig sehr große Erzeugungsmengen abregeln. Das gleiche gilt im späteren Verlauf der „Merit-Order“ bei den in der Abbildung 2 zu sehenden Stufen. Der Netzbetreiber kann den Preis also faktisch nur zu niedrig oder zu hoch ansetzen und produziert dadurch entweder fortbestehende Engpässe oder unnötig hohe Abregelungen. Die Steuerung kippt zwischen Unter- und Übersteuerung, ein Treffen des netzdienlich optimalen Punktes ist strukturell nicht möglich. Eine Übersteuerung kann zudem zu unerwünschten Preiseffekten auf dem Großhandelsmarkt führen.

Teilabrufe nicht möglich. Die Abregelungsmenge, die über ein dynamisches Netzentgelt angeleitet werden kann, ist also nur in sehr groben, multi-GW-Schritten steuerbar. Im heutigen Redispatch 2.0 ist die Praxis deutlich feiner granular. So finden sogar Redispatch-Teilabrufe von Offshore-Windparks statt, bei denen nicht die gesamte Leistung eines Windparks, sondern Teilleistungen davon abgeregelt werden. Solch eine Steuerung wäre mit einem ex ante festgelegten dynamischen Netzentgelt prinzipiell nicht möglich.

Abregelungs-Merit-Order in Nordwest-Niedersachsen

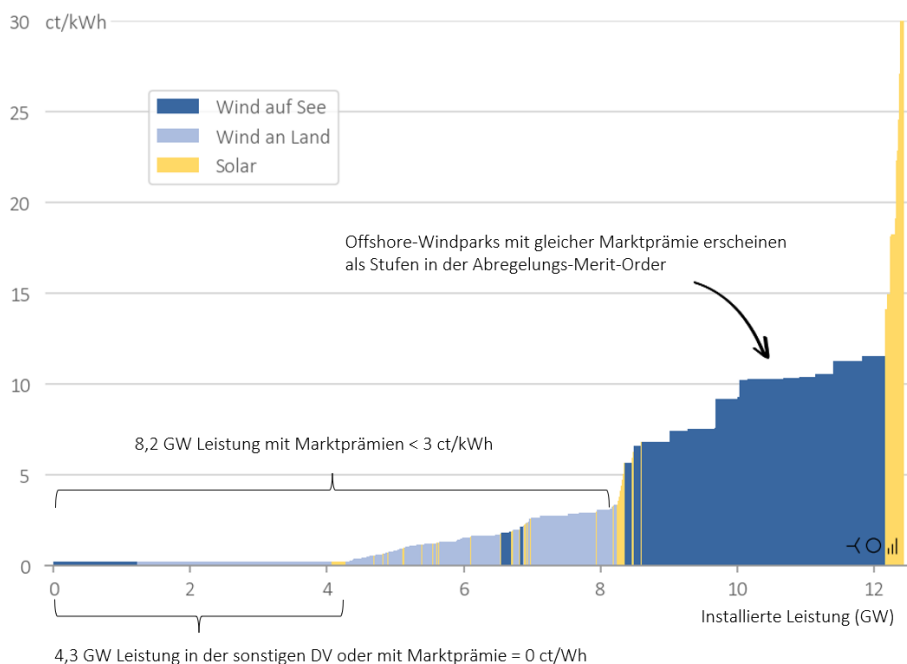


Abbildung 2: Abregelungs-Merit-Order über die Erzeugungstechnologien Solar, Wind an Land und Wind auf See in Nordwest-Niedersachsen (WAPP-Netzregion 22/Oldenburg). Vereinfachend wurde angenommen, dass sich die Marktprämie aller Anlagen auf Grundlage der Jahresmarktwerte 2025 berechnet. Dargestellt ist die zu erwartende Abregelungsmenge (x-Achse) bei einem Strompreis von 0 €/MWh in Abhängigkeit von einem dynamischen Netzentgelt in ct/kWh (y-Achse). Die Abregelungs-Merit-Order hat Stufen mit einer Breite von mehreren Gigawatt, die mit einem Erzeugernetzentgelt nur als Ganzes angereizt werden könnten. Eigene Darstellung auf Basis des [Marktstammdatenregisters](#) der BNetzA.

3.4 MÖGLICHE WEITERE WIRKUNGEN

Kostentransparenz. Die Netzanbindung macht einen substantziellen Anteil an den Gesamtsystemkosten der Offshore Wind aus. Bis 2045 sind allein für die Offshore-Netzanbindung Investitionen von mehr als 150 Mrd. Euro vorgesehen. Diese Kosten werden derzeit über die verbraucherseitigen Netzentgelte finanziert und tauchen daher nicht in den projektbezogenen Kostenkennzahlen der Offshore Wind – etwa CfD-Geboten oder der zweiten Gebotskomponente – auf. Diese Trennung erfolgt, da die Netzanbindung in Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber liegt und nicht der Parkbetreiber. Sie führt jedoch dazu, dass in öffentlichen und politischen Diskussionen die projektbezogenen Stromgestehungskosten und die systemischen Netzkosten häufig getrennt voneinander betrachtet werden.

Mögliche Transparenzwirkung. Erzeugernetzentgelte könnten in diesem Kontext einen Beitrag zur Kostentransparenz leisten. Indem sie einen Teil der Netzanbindungskosten den Offshore-Projekten zurechnen, würden sie in die Kalkulation der CfD-Gebote einfließen. Die in Auktionen sichtbaren Kostenkennzahlen wären dann näher an einer Vollkostenbetrachtung.

Da derselbe Effekt grundsätzlich auch für andere Erzeugungstechnologien gilt, deren Netzintegration ebenfalls systemische Kosten verursacht, könnte eine konsistent angewandte Erzeugerbeteiligung die Vergleichbarkeit zwischen Technologien verbessern.

Bestehende Transparenz. Die Offshore-Netzkosten sind jedoch schon heute sehr transparent ausgewiesen. So macht beispielsweise der Netzentwicklungsplan detaillierte Angaben über die Investitionsbedarfe im Bereich Offshore-Netzanbindungen und die Refinanzierung erfolgt über eine separate Umlage, der Offshore-Netzumlage.

3.5 ZUSAMMENFASSUNG DER ANREIZE

Zusammenfassende Bewertung. Tabelle 2 fasst die in den vorhergehenden Abschnitten herausgearbeitete Wirkung der drei diskutierten Instrumente entlang der verschiedenen Anreize zusammen. Das Bild ist über alle Instrumente und Dimensionen hinweg konsistent: Keines der diskutierten Erzeugernetzentgelte erzeugt im Bereich Offshore Wind eine produktive Anreizwirkung, die der Status quo oder eine zielgerichtete Alternative nicht bereits effizienter erreichen würde. Wo überhaupt eine theoretische Steuerungswirkung möglich wäre – beim dynamischen Arbeitspreis im Engpassmanagement – würde sie hinter das bereits etablierte und volkswirtschaftlich effizientere Redispatch-2.0-Regime zurückfallen.

Tabelle 2. Zusammenfassung der Anreizwirkungen der Instrumente

	Baukostenzuschuss	Kapazitätspreis	Dyn. Arbeitspreis
Standortsteuerung	Nein	Nein	Nein
Auslegung (Anlagen und Park)	Sehr eingeschränkt auf Überbauung; ggf. Übersteuerung	Sehr eingeschränkt auf Überbauung; ggf. Übersteuerung	Sehr eingeschränkt; bessere Alternative existiert
Engpassmanagement	Nein	Nein	Ja, aber Rückschritt zu Status quo

Dennoch ökonomische Wirkung. Aus dem Befund, dass Erzeugernetzentgelte im Offshore-Bereich kaum produktiven Anreize auslösen, folgt nicht, dass sie wirkungslos blieben. Im Gegenteil: Gerade weil Investoren ihr Verhalten nicht produktiv anpassen können – die Standortwahl ist durch den Flächenentwicklungsplan vorgegeben, die Netzanschlussgröße ist fixiert, und das Engpassmanagement ist mit Redispatch 2.0 bereits effizient gelöst – verbleibt die finanzielle Belastung als unvermeidbarer Kostenfaktor bei den Projekten. Dies hat negative Auswirkung auf Finanzierungskosten, die wir im Folgenden diskutieren.

4 Auswirkungen auf Stromerzeugungskosten

Die Bundesnetzagentur möchte mit der Einführung der Erzeugernetzentgelte Verbraucher entlasten. Das setzt voraus, dass die Gesamtkosten nicht überproportional steigen. In diesem Kapitel betrachten wir, wie sich Erzeugernetzentgelte auf die Stromgestehungskosten und damit zukünftige CfD-Gebote von Offshore-Windprojekten auswirken. Da Offshore Wind sehr kapitalintensiv ist und die Kapitalkosten die Stromerzeugungskosten maßgeblich bestimmen, gehen wir zunächst auf einige grundlegende Überlegungen zur Projektfinanzierung und zu den Kapitalkosten ein.

4.1 PROJEKTFINANZIERUNG BEI OFFSHORE WIND

Projektfinanzierungsstruktur. Offshore-Windparks werden in der Regel als Projektfinanzierungen strukturiert. Anders als bei einer Unternehmensfinanzierung wird die Investition über eine eigens gegründete Zweckgesellschaft, ein sogenanntes Special Purpose Vehicle (SPV), realisiert, in deren Bilanz allein der Windpark steht. Die Kreditgeber haben im Wesentlichen nur Zugriff auf die Vermögenswerte und Cashflows dieser Gesellschaft und nicht auf die Bilanzen der Projektträger. Diese Struktur schützt die Projektträger vor projektspezifischen Risiken, macht die Kreditgeber jedoch besonders sensitiv gegenüber Volatilität oder Unsicherheit in den Projektcashflows. Was in einer Konzernbilanz aufgefangen würde, schlägt in einer Projektfinanzierung unmittelbar auf den Schuldendienst durch.

Eigenkapital und Fremdkapital. Die Finanzierung eines Offshore-Windparks setzt sich aus Eigenkapital (EK) und Fremdkapital (FK) zusammen. Das Eigenkapital wird von den Projektträgern – typischerweise Energiekonzernen oder Infrastrukturfonds – bereitgestellt und trägt die unternehmerischen Risiken. Das Fremdkapital wird üblicherweise durch ein Bankenkonsortium oder durch institutionelle Investoren über Anleihen bereitgestellt; in vielen großen Projekten beteiligen sich zusätzlich Förderbanken wie die KfW oder die Europäische Investitionsbank. Der Fremdkapitalanteil liegt bei Offshore-Windparks, die über einen CfD abgesichert sind, im Bereich um 70 % (Fraunhofer ISE, 2024).

Grundprinzip „Risk-Return“. Investoren erwarten für jedes Risiko, das sie tragen, eine Kompensation in Form einer höheren erwarteten Rendite. Dieses Prinzip ist die Grundlage praktisch aller Bewertungsmodelle in der Finanzwirtschaft. Höhere Risiken aufgrund von schwankenden Cashflows oder regulatorischer Unsicherheit führen zu höheren geforderten Renditen. Gut prognostizierbare Cashflows und regulatorische Stabilität führen umgekehrt zu niedrigeren Renditeforderungen.

Renditeunterschied EK/FK. Eigenkapital ist nachrangig zu Fremdkapital und trägt Verluste zuerst. Eigenkapitalgeber verlangen daher eine deutlich höhere Rendite als Fremdkapitalgeber. Bei Offshore-Windprojekten bewegen sich die Eigenkapitalrenditen typischerweise im Bereich um 8 %, die Fremdkapitalzinsen im Bereich um 5 % (Fraunhofer ISE, 2024, jeweils korrigiert um Inflationserwartungen).

WACC. Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) ergeben sich als gewichteter Durchschnitt der EK- und FK-Verzinsung. Sie sind der Diskontierungssatz, mit dem zukünftige Cashflows auf den Investitionszeitpunkt heruntergerechnet werden. In Auktionen mit zweiseitigem CfD ergibt sich vereinfacht aus dem WACC und den prognostizierten Cashflows das niedrigste mögliche Gebot. Der WACC ist damit eine ökonomisch entscheidende Stellschraube für die Höhe der CfD-Gebote (und damit für die Belastung des EEG-Kontos und des Bundeshaushalts).

Hoher Hebel bei kapitalintensiver Erzeugung. Offshore Wind ist, wie alle erneuerbaren Energien mit hohem Investitionsanteil und geringen Betriebskosten, außerordentlich sensitiv gegenüber den Kapitalkosten. Da der Großteil der Lebenszykluskosten in der Bauphase anfällt und über 25 bis 30 Jahre amortisiert werden muss, schlagen sich Veränderungen im WACC stark in den Stromgestehungskosten (LCOE) nieder. Als Faustregel gilt: Ein Anstieg des WACC um einen Prozentpunkt erhöht den LCOE von Offshore Wind um circa 10 % (vgl. Abschnitt 4.3). Dieser Hebel ist deutlich höher als bei konventionellen Kraftwerken, bei denen Brennstoff- und CO₂-Kosten einen großen Teil der Stromgestehungskosten ausmachen.

Verlässlicher Rahmen senkt Kosten. Deutschland hat in der Vergangenheit gezielt auf einen verlässlichen regulatorischen Rahmen gesetzt, der Risiken für Investoren reduziert. Zentrale Elemente sind die zum Teil durchgeführte staatliche Voruntersuchung der Flächen, bei der der Staat schon vor der Ausschreibung Baugrund, Windverhältnisse und Umweltauswirkungen erkundet und die Ergebnisse allen Bietern bereitstellt, der staatlich organisierte Netzanschluss und künftig zudem die langfristige Erlösabsicherung durch CfDs. Das Vertrauen in die Stabilität des regulatorischen Rahmens ist ein hartes ökonomisches Gut, das sich direkt im WACC niederschlägt. Deutschland hat aufgrund der hohen Stabilität des Rechtsrahmens auch im europäischen Vergleich niedrige Kapitalverzinsungsanforderungen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Wird dieses Vertrauen erschüttert, müssen Investoren zusätzliche Risikoprämien einkalkulieren.

4.2 WIRKUNG VON ERZEUGERNETZENTGELTEN AUF KAPITALKOSTEN

Neben den direkten Kosten von Erzeugernetzentgelten wirken sich diese auch auf die Finanzierungskosten aus.

Zwei Wirkungskanäle. Erzeugernetzentgelte erhöhen die Finanzierungskosten von Offshore-Windprojekten über zwei Wirkungskanäle: (1) direkt erhöhte Cashflow-Volatilität im Falle von dynamischen Arbeitspreisen und (2) erhöhte regulatorische Unsicherheit über die zukünftige Höhe der Entgelte.

Kapazitätspreis. Ein bundeseinheitlicher Kapazitätspreis (EUR/kW/Jahr) erhöht die jährlichen Kosten über die gesamte Projektlaufzeit. Der Kapazitätspreis wird jährlich neu berechnet und Investoren müssen mit Anpassungen über die Projektlaufzeit rechnen. Die BNetzA sieht zwar eine rollierende Ermittlung vor, die Zahlen der letzten Jahre deuten allerdings auf eine sukzessive Steigerung hin. Diese Unsicherheit über die mögliche Steigerung kann den geforderten WACC erhöhen und damit eine zusätzliche Kostensteigerung verursachen.

Dynamischer Arbeitspreis. Ein dynamischer, lokal differenzierter Arbeitspreis wirkt am stärksten kapitalkostentreibend. Erstens ist die jährliche Belastung ex ante kaum prognostizierbar, weil sie von Wetter, Engpassmustern und der konkreten Kalibrierung der Tarife abhängt. Zweitens ist die Belastung mit den Vollbenutzungsstunden korreliert: Genau in Starkwindphasen, in denen das Projekt die Erlöse für den Schuldendienst erwirtschaftet, fallen die höchsten Netzentgelte an. Drittens schwankt die Belastung von Jahr zu Jahr stark, was Schuldendienst-Deckungsgrade destabilisiert. Banken reagieren darauf entweder mit niedrigeren Beleihungsquoten, was den teureren Eigenkapitalanteil erhöht und damit den WACC steigert, oder mit höheren Zinsaufschlägen. Beides läuft auf höhere Finanzierungskosten hinaus.

Baukostenzuschuss. Ein einmaliger, ex ante bekannter Baukostenzuschuss erhöht zwar das Investitionsvolumen, fügt aber im Vergleich zu Kapazitätspreis und dynamischem Arbeitspreis am wenigsten Risiko hinzu. Die Voraussetzung wäre, dass die Höhe vor der Auktion feststünde. Nur dann kann sie in das Gebot eingepreist werden. Bei Offshore Wind würde das bedeuten, dass die BNetzA (oder der ÜNB) für jede auszuschreibende Fläche ebenfalls einen BKZ berechnen und ausgeben müsste. De facto würde die BNetzA damit eindeutig und ex-ante festlegen, in welcher Höhe Investoren die Offshore-Netzanbindung mitfinanzieren sollen. Hinzu kommt, dass ein Baukostenzuschuss in einer ohnehin liquiditätskritischen Bauphase fällig wird und damit die Brückenfinanzierung verteuert. Eine Verbesserung, wenn ein BKZ eingeführt werden sollte, wäre eine „Ratenzahlung“ über viele Jahre. Dann würde sich ein BKZ lediglich in zwei Punkten von einem Kapazitätspreis unterscheiden: die absolute Höhe stünde zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe eindeutig fest und er könnte flächenspezifisch variieren. Es verbleibt aber das Problem, dass der Investor im Falle von Offshore auch beim BKZ keine Entscheidung darüber treffen kann, an einer netztechnisch günstigen Stelle anzuschließen.

4.3 BEISPIELHAFT QUANTIFIZIERUNG DER KOSTENWIRKUNG

Dieser Abschnitt zeigt auf, wie sich verschiedene Formen von Erzeugernetzentgelten auf die Stromgestehungskosten von je einem beispielhaften Offshore Windpark in der Nord- und der Ostsee auswirken würden. Die Wirkung auf die Stromgestehungskosten setzt sich aus drei Effekten zusammen: Den direkten Kosten des Instruments, dem Anstieg der Kapitalkosten sowie dem Umstand, dass die Gesamtkosten bei dynamischen Arbeitspreisen auf eine geringere eingespeiste Energiemenge umgelegt werden müssen. Um den letzteren Effekt abzuschätzen betrachten wir daher auch die Auswirkung auf das Einspeiseverhalten und die Erlöse der Anlagenbetreiber.

Instrumente. Wir untersuchen die Auswirkung der drei verschiedenen Netzentgelte, die sich jeweils unterschiedlich auf die Stromgestehungskosten der Anlagen auswirken: Ein einmaliger Baukostenzuschuss in Höhe von einmalig 100 €/kW, ein Kapazitätspreis von im Mittel jährlich 5,54 €/kW (entsprechend der Beispielrechnung der BNetzA vom 27. Mai 2026) sowie ein dynamisches symmetrisches Erzeugernetzentgelt von ± 1 ct/kWh bzw. ± 10 ct/kWh. Die dynamischen Netzentgelte sollen zwar für Offshore Wind nicht eingeführt werden. Da dies aber noch nicht final entschieden ist, berücksichtigen wir ihre Wirkung mit. Wir nehmen an, dass eine Zahlung der Netzentgelte immer dann anfällt, wenn am jeweiligen Anlagenstandort ein erzeugungsbedingter Netzengpass vorliegt und dass negative Netzentgelte für Offshore-Standorte keine Rolle spielen. Tabelle 3 fasst die direkte und indirekte Wirkung der Instrumente zusammen.

Tabelle 3. Übersicht der untersuchten Instrumente

Instrument	Direkte Kosten (Annahmen)	Zusätzliche indirekte Auswirkung auf WACC
Baukostenzuschuss	100 €/kW einmalig	-
Kapazitätspreis	5,54 €/kW/Jahr	+0,1 Prozentpunkte
Dynamisches Erzeugernetzentgelt	1 ct/kWh 10 ct/kWh	+0,5 Prozentpunkte

Kostenkomponenten. Die Stromgestehungskosten errechnen sich als Quotient aller während der Betriebsdauer einer Anlage anfallenden Kosten und der eingespeisten Energiemenge im selben Zeitraum. Relevante Kostenkomponenten für Offshore-Windparks sind Anlagenkosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie die Kapitalkosten (WACC), die sich aus Fremdkapitalzinsatz und Eigenkapitalrendite zusammensetzen. Die Summe der über die Betriebsdauer zu zahlenden Kapitalkosten ergibt die Finanzierungskosten. Tabelle 4 beschreibt die getroffenen Annahmen zu den verschiedenen Kostenfaktoren.

Tabelle 4. Kostenannahmen für Offshore-Windprojekte. Quelle: Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.

Parameter	Annahme
Investitionskosten	3400 €/kW
Verhältnis Fremdkapital : Eigenkapital	70 % : 30 %
Eigenkapitalrendite (real)	8,1 %
Fremdkapitalzinssatz (real)	5,1 %
WACC (real)	6 %
Betriebsdauer	30 Jahre (eigene Annahme)
Jährliche Vollbenutzungsstunden	3229 (Nordsee) / 3234 (Ostsee)
Betriebs- und Wartungskosten	39 €/kW + 8 €/MWh

Methodik. Die Analyse basiert auf Zeitreihendaten für das Jahr 2025. Das Erzeugungspotenzial für je einen Standort in der Nord- und Ostsee haben wir aus [ERA5-Reanalyse-Wetterdaten des Copernicus Climate Change Service](#) abgeleitet. Das Auftreten von Netzengpässen an den jeweiligen Standorten leiten wir aus den [Veröffentlichungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber über durchgeführte Redispatchmaßnahmen](#) ab. Wir nehmen hier an, dass die betrachteten Anlagen im Jahr 2025 keine Marktprämie erhalten hätten, weil ihr Anzulegender Wert unter dem technologiespezifischen Jahresmarktwert für Offshore Wind von knapp 8,1 ct/kWh lag. Für die Modellierung der Einspeiseleistung der Anlagen nehmen wir an, dass diese immer dann einspeisen, wenn sich unter Berücksichtigung von Spotmarktpreisen und ggf. Erzeugernetzentgelt-Arbeitspreisen positive Erlöse erzielen lassen.

Auswirkung auf Abregelung. Dynamische Arbeitspreise bewirken, dass Anlagenbetreiber aus ökonomischem Kalkül auf die Einspeisung verzichten, wenn die Summe aus Strompreis und ggf. der Marktprämie unter das Niveau des Entgeltes fällt und so den Redispatch vorwegnehmen (siehe Abschnitt 3.3). Solche Redispatchmaßnahmen durch Netzbetreiber treten an den betrachteten Standorten in 1201 Vollbenutzungsstunden (VBS) in der Nordsee und 579 VBS in der Ostsee auf (siehe Abbildung 3). Mit Erzeugernetzentgelten würden die Anlagen bei sehr hohen Arbeitspreisen von 10 ct/kWh tatsächlich 71% (Nordsee) bzw. 83% (Ostsee) des Erzeugungspotenzials während engpassbehafteter Stunden abregeln. Bei einem dynamischen Erzeugernetzentgelt in Höhe von 1 ct/kWh würden die Anlagen hingegen in vielen Stunden weiterhin produzieren, allerdings aufgrund der Netzentgeltzahlung Erlöse einbüßen.

Negative Spotmarktpreise. Auch ohne dynamischen Arbeitspreis würden Anlagenbetreiber heute bereits abregeln, wenn Strompreise am Spotmarkt negativ werden. An den hier betrachteten Standorten wäre dies im Jahr 2025 während 217 (Nordsee) bzw. 215 (Ostsee) VBS der Fall gewesen.

Effekt dynamischer Erzeugernetzentgelte auf Einspeisung

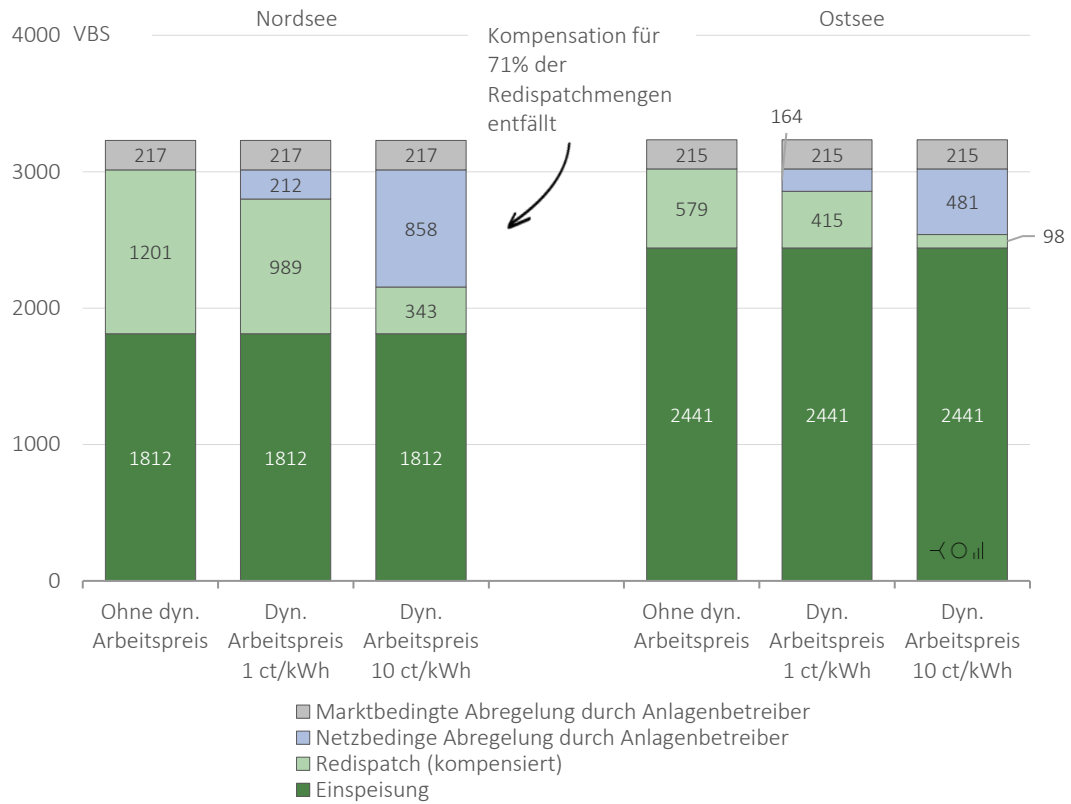


Abbildung 3: Effekt dynamischer Erzeugernetzentgelte auf Einspeisung und Abregelung durch Anlagenbetreiber und Netzbetreiber.

Auswirkung auf Anlagenerlöse. Um die Auswirkung von dynamischen Arbeitspreisen auf Kapitalkosten nachzuvollziehen, kommt es darauf an, wie sich die Veränderung des Einspeiseverhaltens der Anlagen auf ihre Erlöse auswirkt. Dieser Effekt unterscheidet sich von der Wirkung auf die Vollbenutzungsstunden, da Strommarkterlöse im Zeitverlauf variieren. Offshore-Windkraftanlagen hätten im Status quo ohne dynamische Arbeitspreise an beiden Standorten einen Erlös von gut 240 €/kW erzielen können (Abbildung 4). Ein Teil der Erlöse – 64% in der Nordsee bzw. 87% in der Ostsee – wird in engpassfreien Zeiten ganz normal am Strommarkt bzw. über die Marktprämie erwirtschaftet. Wenn die Anlagen aber aufgrund eines Netzengpasses abgeregelt werden, können sie keine Erlöse am Strommarkt mehr erwirtschaften. Sie werden deswegen im Status quo entschädigt. Würden dynamische Arbeitspreise eingeführt, fiel ein Teil der Entschädigung weg. Dies geschieht entweder, weil sie eben nicht abregeln und Entgelte zahlen, solange die Einspeisung bei ausreichend hohen Strompreisen weiterhin profitabel ist. Oder aber wenn sie bei niedrigen (aber nicht negativen) Strompreisen auf die Einspeisung verzichten.

Resultat. Im Resultat vermindern sich die Erlöse der Anlagenbetreiber in der Nordsee um 4% bis 32 % (1 ct/kWh bis 10 ct/kWh) bzw. um 2% bzw. 12 % in der Ostsee. Die geringere Erlöswirkung in der Ostsee erklärt sich durch die hier derzeit noch seltener auftretenden Netzengpässe. Für beide Standorte ist einerseits denkbar, dass Netzengpässe mit voranschreitendem EE-Ausbau weiter zunehmen, andererseits aber auch, dass sie bei Fertigstellung wichtiger HVDC-Leitungen zurückgehen. Die Auswirkung dynamischer Arbeitspreise auf die Erlöse ist also sowohl von ihrer konkreten Ausgestaltung als auch vom Stand des EE- und des Netzausbaus abhängig. Beide Entwicklungen lassen sich durch einzelne Anlagenbetreiber kaum beeinflussen und nur schwer vorhersagen.

Effekt dynamischer Erzeugernetzgelte auf Anlagenerlöse

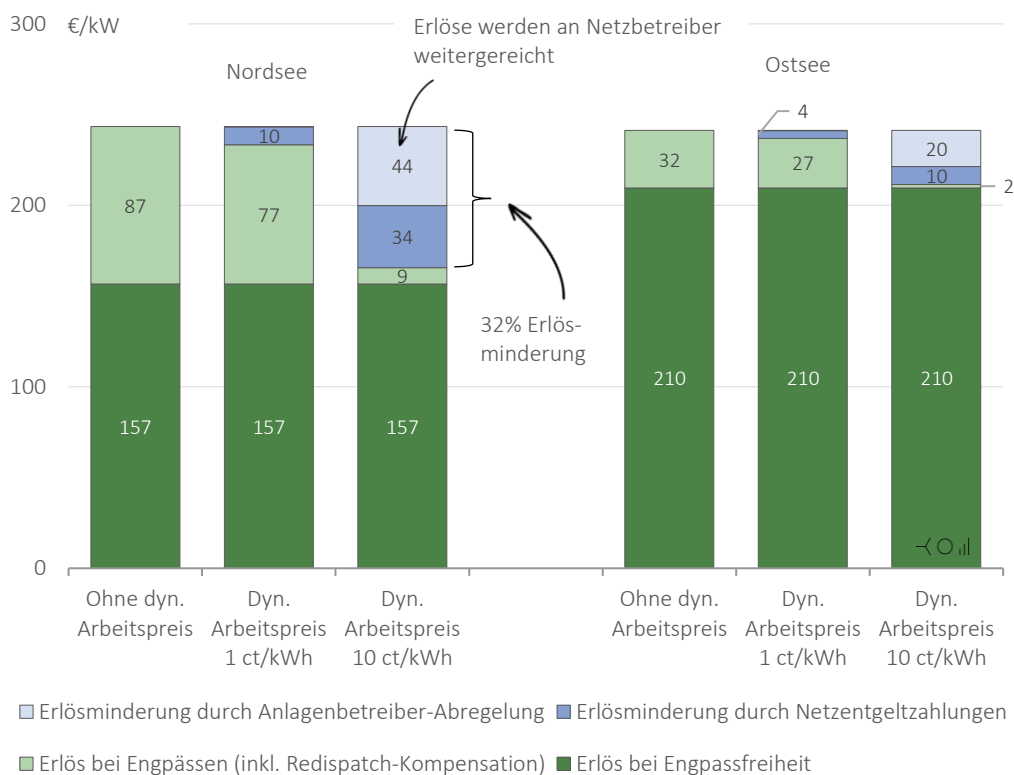


Abbildung 4: Effekt dynamischer Erzeugernetzgelte auf Erlöse von Anlagenbetreibern. Quelle: Eigene Berechnungen.

Anstieg der Finanzierungskosten. Wir gehen davon aus, dass sich die mit dynamischen Arbeitspreisen einhergehende Erlösunsicherheit in einem Anstieg der WACC niederschlägt, weil der Anteil der sicheren Erlöse, der für den Schuldendienst zur Verfügung steht, zurückgeht. Vereinfachend nehmen wir an, dass sich dies in einem WACC-Anstieg von einem halben Prozentpunkt ausdrückt. Dieser WACC-Anstieg würde sich ergeben, wenn der Fremdkapitalanteil an der Finanzierung um 17 Prozentpunkte zurückgeht und der Eigenkapitalanteil entsprechend ansteigt. Auch durch einen Kapazitätspreis entsteht zusätzliche Unsicherheit, da dessen Höhe über die Betriebsdauer der Anlage potenziellen Anpassungen unterliegt. Da

diese Zahlung aber nicht von Wetterjahr und Netzengpässen abhängt, gehen wir vereinfachend davon aus, dass der Risikoaufschlag hier nur 0,1 Prozentpunkt beträgt.

Auswirkung auf Stromgestehungskosten. Die Gesamtwirkung auf die Stromgestehungskosten unterscheidet sich zwischen den betrachteten Instrumenten (Abbildung 5). Beim Kapazitätspreis beträgt sie 0,3 ct/kWh, bedingt durch die direkte Kostenwirkung von 0,2 ct/kWh und einen Anstieg der Finanzierungskosten von 0,1 ct/kWh. Dynamische Arbeitspreise von 10 ct/kWh während Netzengpässen würden hingegen einen Kostenanstieg von bis zu 6 ct/kWh verursachen (am Nordsee-Standort). Dabei macht die direkte Wirkung der Netzentgelt-Zahlung weniger als 30% der Gesamtwirkung aus, die maßgeblich durch den Kapitalkostenanstieg und die Wälzung der Investitionskosten über eine geringere eingespeiste Energiemenge getrieben ist. Am weniger netzengpassbehafteten Ostsee-Standort oder bei einem niedrigeren dynamischen Arbeitspreis von 1 ct/kWh wäre die Kostenwirkung entsprechend geringer. Der Baukostenzuschuss in Höhe von 100 €/kW verursacht die geringste Kostensteigerung (+0,2 ct/kWh). Für diese Berechnung nehmen wir an, dass dieser nicht zeitlich gestreckt, sondern so wie auch die Anlagenkosten zu Beginn der Betriebsdauer zu leisten ist, so dass hierfür ebenfalls Finanzierungskosten anfallen.

Effekt von Erzeugernetzentgelten auf Stromgestehungskosten

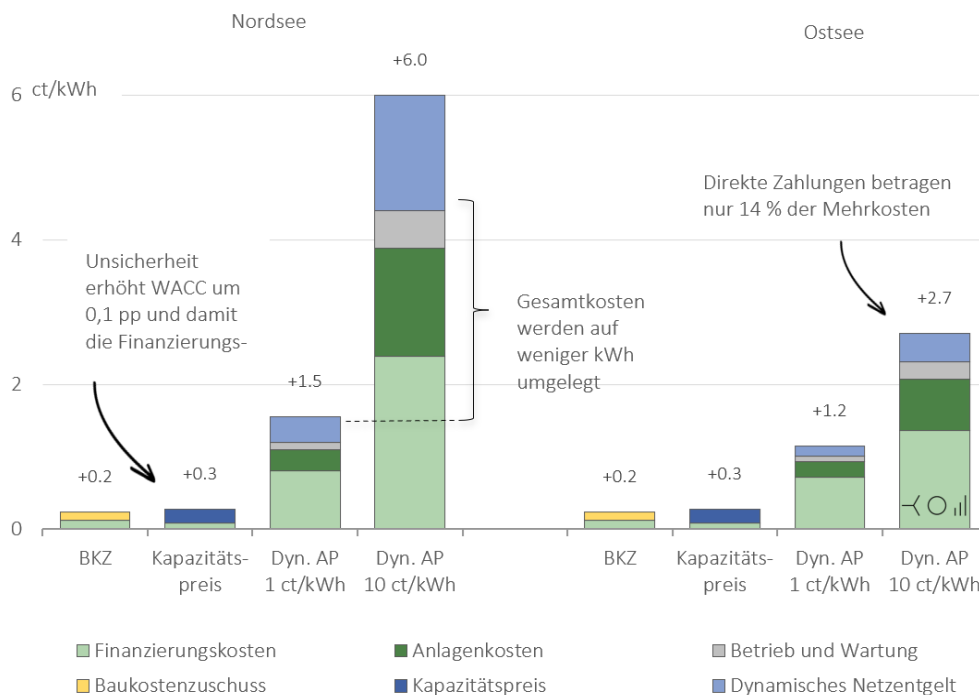


Abbildung 5: Effekt von Erzeugernetzentgelten auf Stromgestehungskosten. BKZ = Baukostenzuschuss. Dyn. AP = dynamischer Arbeitspreis. Quelle: Eigene Berechnungen.

Diese Quantifizierung der Kostenwirkung betrachtet noch keine Verteilungswirkung, also wer die entstehenden Mehrkosten am Ende trägt. Diese Frage erörtern wir im folgenden Kapitel.

5 Verteilungswirkung: Wer trägt die Kosten?

Die BNetzA strebt mit der Einführung von erzeugerseitigen Netzentgelten im ersten Schritt vor allem eine Finanzierungsfunktion an. Einspeiser sollen auch an der Finanzierung der Netze beteiligt werden. In diesem Abschnitt analysieren wir die ökonomische Verteilungswirkung von Erzeugernetzentgelten, also wer tatsächlich – und nicht nur formal – die Kosten trägt. Dabei zeigt sich, dass Erzeugernetzentgelte für künftige Ausschreibungen die Kosten zulasten des Bundeshaushalts verschieben würden. Sie würden also gewissermaßen eine Netzfinanzierung aus dem Bundeshaushalt über den Umweg der Erzeugernetzentgelte darstellen. Dynamische Arbeitspreise würden zudem das Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt erhöhen und damit insbesondere Industrieverbraucher belasten, die von den Preisanstiegen betroffen sind, ohne von Netzkostensenkungen signifikant zu profitieren. Würden von dem angekündigten weitreichenden Vertrauensschutz abgewichen und Erzeugernetzentgelte doch für Bestandsanlagen eingeführt, so würde das zu ungeplanten Mehrkosten führen und die Wirtschaftlichkeit bestehender Projekte negativ beeinflussen. Bei Projekten vor der Investitionsentscheidung würde die Realisierungswahrscheinlichkeit sinken.

5.1 VERTEILUNGSWIRKUNG VON KAPAZITÄTSBASIERTEN ENTGELTEN

Im Fall der kapazitätsbasierten Netzentgelte Kapazitätspreis und Baukostenzuschuss unterscheidet sich die Antwort auf die Frage, wer die Kosten tatsächlich trägt, zwischen Bestands- und Investitionsprojekten. Bei Letzteren unterscheidet sie sich zudem anhand dessen, ob die finale Investitionsentscheidung bereits gefällt wurde.

5.1.1 Projekte im Bestand

Kurzfristig: Anlagenbetreiber. Die Einführung von Erzeugernetzentgelten für Offshore-Windparks im Bestand, einschließlich solcher Projekte im Bau bzw. nach finaler Investment-Entscheidung, geht – kurzfristig betrachtet – vor allem zulasten des Anlagenbetreibers. Wenn dieser in der Folge seine Kredite nicht mehr vollständig bedienen kann, können auch Fremdkapitalgeber betroffen sein. Aus ökonomischer Sicht handelt es sich dabei um einen retroaktiven Eingriff, also eine Änderung des Regulierungsrahmens nach getätigter Investition, der rückwirkend die Investitionsgrundlagen verändert.

Langfristig: Vertrauensverlust führt zu Mehrkosten für den Staat. Eine solche, überraschende nachträgliche Änderung des Regulierungsumfelds kann die Finanzierungskosten künftiger Projekte signifikant erhöhen. Denn Investoren und Fremdkapitalgeber würden das als Signal werten, dass auf das regulatorische Rahmenwerk zum Investitionszeitpunkt kein Verlass ist.

Das birgt die Gefahr, die Finanzierungskosten künftiger Projekte zu erhöhen, nicht nur im Bereich von Offshore Wind, sondern aller künftigen staatlichen Beschaffungsauktionen im Energiebereich.

5.1.2 Projekte vor finaler Investitionsentscheidung

Möglichkeit der Nichtrealisierung. Bei Projekten vor der finalen Invest-Entscheidung besteht die Möglichkeit, den Park nicht zu realisieren. Die damit verbundenen Pönalen, bereits geleisteten Anzahlungen und getätigten Vorinvestitionen müssten die Projektentwickler dabei selbst tragen. Die Erzeugernetzentgelte würden jedoch nie gezahlt, denn sie würden erst bei Realisierung bzw. im Laufe der Projektlaufzeit fällig. Die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte aufgrund von Erzeugernetzentgelten nicht realisiert werden, ist insbesondere dann hoch, wenn die Projekte ohne sie nur geringfügig profitabel wären.

Langfristig: Vertrauensverlust. Auch für Projekte, deren Investitionsentscheidung noch nicht gefällt ist, wäre eine nachträgliche Einführung von Erzeugernetzentgelten aus ökonomischer Sicht ein retroaktiver Eingriff, der das langfristige Vertrauen in die Stabilität staatlicher Rahmenbedingungen unterminieren könnte. Denn Vorinvestitionen entstehen auch bei einer Entscheidung gegen eine Realisierung, Pönalen werden sogar nur dann fällig.

5.1.3 Wirkung auf künftige Ausschreibungen

Erhöhte CfD-Gebote. Für künftige Offshore-Projekte würden Erzeugernetzentgelte die nötigen Gebote in den kommenden Offshore-CfD-Auktionen erhöhen. Erzeuger, die ihnen unterliegen, haben höhere Stromgestehungskosten. Da alle Wettbewerber in den Auktionen diesen Mehrkosten ausgesetzt wären, verschieben sich alle Gebote entsprechend nach oben.

Unsicherheit bei der Refinanzierung. Selbst wenn Erzeugernetzentgelte vor der Auktion in ihrer Höhe endgültig feststehen würden (beispielsweise ein ex ante bekannter Baukostenzuschuss), schaffen sie eine neue Unsicherheit. Denn im CfD-Regime ist die Refinanzierung dieser erhöhten Fixkosten für die Erzeuger nur über eine Einpreisung in den CfD-Gebotspreis möglich. Dieser ist jedoch in € je produzierter Megawattstunde Energie definiert, die selbst eine unsichere Größe ist. Die mögliche produzierbare Energie ist zum Zeitpunkt des Gebots noch eine Schätzung, die in der Realisierung vom Wetter und anderen Einflussgrößen abhängig ist.

Belastung des EEG-Kontos. Diese Erhöhung der Gebote erhöht die Differenzkosten künftiger CfDs, die der Staat tragen muss; sie geht also direkt zulasten des EEG-Kontos und damit des Bundeshaushalts. Der Gesetzgeber wird die Gebotshöchstwerte – wenn er einen gleichbleibenden Zubau beibehalten möchte – entsprechend höher als ansonsten geplant ansetzen müssen.

Keine Kostentragung durch Ausland. Da sich durch diese Kostenkomponenten die Gebote in den Strommarkt nicht ändern, bleiben auch Großhandelspreise unverändert und somit findet keine indirekte Kostentragung durch Verbraucher im Ausland statt. Die Mehrkosten gehen daher allein auf Kosten der CfD-Differenzzahlungen des Staates an die Offshore-Betreiber.

Netzfinanzierung über Bundeshaushalt. Offshore-Erzeugernetzentgelte sind daher im Grunde eine Netzfinanzierung aus dem Bundeshaushalt, jedoch über den Umweg der Offshore-Windkraft. Dieser Umweg führt – aufgrund der verursachten Unsicherheiten auf diesem Zahlungsweg – zusätzlich zu echten Mehrkosten. Eine direkte Netzfinanzierung durch den Bundeshaushalt wäre kostengünstiger, da sie ohne die Mehrkosten durch Unsicherheit auskäme.

5.2 VERTEILUNGSWIRKUNG VON DYNAMISCHEM NETZENTGELT

Dynamischer Arbeitspreis erhöht Großhandelspreise. Ein dynamisches Netzentgelt für Offshore Wind würde den Preis auf dem Stromgroßhandelsmarkt erhöhen. Denn Windparkbetreiber würden die Netzentgelte in ihren Geboten im Strommarkt berücksichtigen. Das ist auch intendiert, denn nur wenn die Entgelte in Gebote eingepreist werden, können sie eine Wirkung auf den Anlagenbetrieb und damit auf die Senkung der Redispatch-Bedarfe haben. Für Verbraucher steigen damit die Großhandelsstrompreise, während Redispatch-Kosten sinken.

Mehrbelastung der Industrie. Insbesondere die stromintensive Industrie wäre dadurch finanziell negativ betroffen, denn während sie vom Anstieg des Großhandelspreises direkt betroffen wäre, profitiert sie kaum von sinkenden Redispatch-Kosten, da sie durch die Netzentgeltrabatte häufig von Netzkosten ohnehin weitgehend befreit ist. Der Effekt von Erzeugernetzentgelten auf die verschiedenen Verbrauchergruppen ist in Abbildung 6 dargestellt.

Auswirkungen auf Verbraucher (schematische Darstellung)

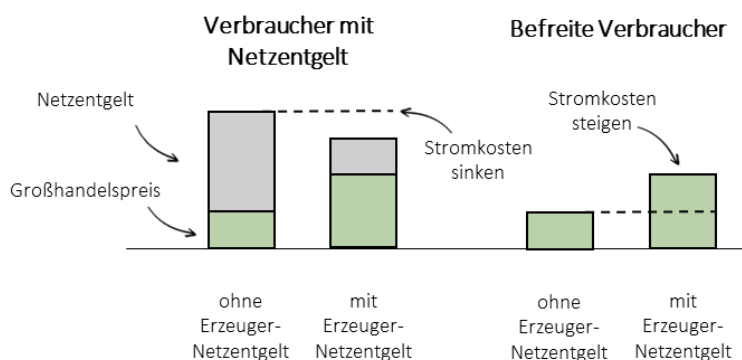


Abbildung 6: Auswirkungen erhöhter Großhandelspreise und verringerter Verbraucher-Netzentgelte auf unterschiedliche Verbrauchertypen. Zur Illustration ist die Situation für gänzlich befreite Verbraucher dargestellt. Sie ähnelt der Situation der vom Bandlastprivileg profitierenden Industrie, die üblicherweise einen Netzentgelt-Rabatt von 90% hat.

Kaum Kostentragung durch ausländische Verbraucher. Erzeugernetzentgelte können indirekt über die steigenden Großhandelspreise auch zu einer Kostentragung durch Verbraucher im Ausland führen. Jedoch wirkt dieser Mechanismus für ein auf Offshore Wind erhobenes Erzeugernetzentgelt nur in engen Grenzen. Eine Belastung ausländischer Verbraucher setzt

voraus, dass Deutschland in der jeweiligen Viertelstunde Nettoexporteur ist und die belasteten Offshore-Windparks zugleich preissetzend sind. Beide Bedingungen sind, wenn überhaupt, im Jahresverlauf nur in einem kleinen Teil der Stunden gleichzeitig erfüllt. Erschwerend kommt hinzu, dass ein nennenswertes Erzeugernetzentgelt die deutsche Exportposition selbst verringert und damit eine mögliche Kostentragung des Auslands weiter verringert, wie [Neon und Consentec \(2024\)](#) im Auftrag von TenneT aufgezeigt haben.

6 Fazit

Diese Studie ist der Frage nach der Wirkung von Erzeugernetzentgelten für Offshore Wind nachgegangen. Mit ihnen werden zwei Ziele verbunden: die Erzeuger an den Netzkosten zu beteiligen und so die Netzentgelte für Verbraucher zu senken sowie systemdienliche Anreize zu setzen. Beides kann nur sehr eingeschränkt gelingen: Ein Großteil der Kosten verschiebt sich über die EEG-Kosten in den Bundeshaushalt (und landet damit indirekt wieder beim Verbraucher) und produktive Anreize entstehen kaum.

Kaum Anreizwirkung. Wir haben drei mögliche Lenkungswirkungen geprüft: auf die Standortwahl, auf die Anlagen- und Parkauslegung sowie auf den netzdienlichen Betrieb. Eine positive Lenkungswirkung setzt jeweils voraus, dass der Investor über die betreffende Größe überhaupt entscheiden kann. Bei Offshore Wind gibt sie meist eine andere Stelle vor. Standorte und Netzanschlüsse legen Flächen- und Netzentwicklungsplan zentral fest, und da alle ausgeschriebenen Flächen bebaut werden sollen, kann ein Entgelt die Standortwahl nicht steuern. Auch die Netzanschlusskapazität, an der Kapazitätspreis und Baukostenzuschuss ansetzen, folgt aus der staatlichen Planung, nicht aus einer Wahl des Betreibers; beide bleiben damit ein pauschaler Kostenfaktor, der alle Gebote gleichermaßen anhebt. Auslegungsanreize werden nur mit Blick auf die Überbauung angehoben, jedoch kann dies auch zu einem ineffizienten Überanreiz führen, wenn CfD-Gebotswerte oberhalb erwarteter Marktpreise liegt. Im Engpassmanagement steht mit Redispatch 2.0 bereits ein feingranulares, effizientes Verfahren bereit, gegenüber dem ein dynamisches Netzentgelt nur grob und abgeschätzt steuern kann. Dass die BNetzA Offshore Wind von den dynamischen Entgelten ausnehmen will, fügt sich in dieses Bild und erscheint sinnvoll.

Kosten steigen. Alle drei Instrumente erhöhen die Stromgestehungskosten und damit die Gebote in künftigen CfD-Auktionen: über die Zahlungen selbst, über höhere Kapitalkosten infolge der zusätzlichen Unsicherheit sowie bei dynamischen Entgelten über geringere Vollbenutzungsstunden. In unseren Beispielrechnungen wiegen die indirekten Effekte mitunter schwerer als die direkten: Beim dynamischen Arbeitspreis entfällt beispielsweise weniger als ein Drittel der Gesamtwirkung auf die unmittelbare Zahlung, die für eine Entlastung der Verbraucher zur Verfügung stünde. In Summe entstehen Mehrkosten.

Last beim Bundeshaushalt. Weil Offshore Wind künftig über CfDs abgesichert wird, trägt diese Mehrkosten am Ende vor allem der Bundeshaushalt und damit die Steuerzahler. Ein Erzeugernetzentgelt wirkt dann wie eine Netzfinanzierung aus dem Haushalt, nur über den Umweg der Offshore-Windkraft, was wegen der zusätzlichen Unsicherheit teurer ausfällt als eine direkte Finanzierung. Die erhoffte Entlastung der Verbraucher wird entsprechend zu einer indirekten Mehrbelastung. Dynamische Arbeitspreise würden obendrein die Großhandelspreise beeinflussen und bei einer Erhöhung gerade die stromintensive Industrie treffen, die von niedrigeren Netzentgelten kaum profitiert.

Bestand ausnehmen. Bestandsanlagen sollten von allen Netzentgelten ausgenommen werden. Ein nachträglicher Eingriff in bereits getätigte Investitionen würde das Vertrauen in verlässliche staatliche Rahmenbedingungen erschüttern, auch jenseits des Marktsegments der Offshore-Windkraft. Die BNetzA hat einen Bestandsschutz in ihrem Konzept für den Kapazitätspreis und mögliche Baukostenzuschüsse weitestgehend vorgesehen. Sie kündigt aber gleichzeitig die Einführung von dynamischen Netzentgelten im Bestand für die meisten Erzeugungstechnologien an. Die BNetzA plant aktuell, Offshore auszunehmen. Wie unsere Ergebnisse gezeigt haben, haben die dynamischen Entgelte einen großen negativen Einfluss auf die Erträge und erhöhen die Finanzierungskosten. Sie sollten deshalb – wie vorgesehen – für Offshore, aber auch für andere variable Erzeuger vermieden werden und nicht für Bestandsanlagen retrospektiv eingeführt werden.

Neuanlagen. Bei Neuanlagen, die noch nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben, entfaltet der geplante Kapazitätspreis aufgrund der gegebenen Netzkapazität bei Offshore kaum Lenkungswirkung, sondern hebt vor allem die Gebote und damit die Haushaltslast. Es entstehen lediglich geringe Anreize zur Überbauung. Soll dennoch ein Entgelt erhoben werden, ist ein vorab bekannter und über mehrere Jahre gestreckter Baukostenzuschuss einem laufend angepassten Kapazitätspreis vorzuziehen, auch wenn er im Kern eine umständliche Netzfinanzierung über das EEG-Konto bleibt. Einen wesentlichen positiven Effekt auf die Systemkosten lässt nach unseren Ergebnissen für Offshore Wind keines der Instrumente erwarten.