

Studie: Förder- und Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind



Eine Studie im Auftrag der RWE AG



Inhaltsverzeichnis

1 Executive Summary.....	4
2 Kurzfassung.....	6
3 Ausgangssituation und Zielstellung.....	12
4 Defizite des Status Quo	14
5 Beschreibung der diskutierten Fördermodelle.....	17
6 Beispielberechnungen in drei Erlösszenarien	23
7 Einfluss von EE-Fördermechanismen auf Risikoprämien.....	31
8 Vergleichende Bewertung von zwei Markdesignoptionen	34
9 Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“	42
10 Anhang	47
11 Literaturverzeichnis.....	51

IMPRESSUM

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Eine Studie im Auftrag der RWE AG

Stand: 28.05.2020

enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen.

Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden. Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

Erstellt durch: enervis energy advisors GmbH

enervis ist eine inhabergeführte, unabhängige und auf energiewirtschaftliche Fragestellungen spezialisierte Beratungsgesellschaft mit rund 20 Jahren Erfahrung bei der Analyse und Modellierung von Energiemärkten. enervis arbeitet als Berater für Versorger, Erzeuger und Projektierer und steht für unabhängige Marktanalysen sowie -prognosen. Wir unterstützen unsere Mandanten bei der Planung und Umsetzung von Investitionsvorhaben sowie beim Entwickeln von Strategien und Geschäftskonzepten. Darüber hinaus begleitet und gestaltet enervis die energiewirtschaftliche Diskussion zu energiepolitischen Fragestellungen durch Projekte für Verbände, Institutionen und Unternehmen. Die Projekte der enervis beschränken sich dabei nicht auf den deutschsprachigen Raum sondern umfassen gleichermaßen auch die europäischen Nachbarländer. Kernkompetenz der enervis ist die modellbasierte Entscheidungsunterstützung bei strategischen Fragestellungen. Wir verbinden in unseren Projekten dabei erfolgreich Markt-Know-How mit politisch/regulatorischen Einschätzungen.

1 Executive Summary

- Das aktuell gültige Ausschreibungssystem für Offshore-Wind im WindSeeG ist für das ab 2021 geplante zentrale Ausschreibungsmodell und insbesondere die darunter auftretenden Null-Cent-Gebote nicht zielführend und muss überarbeitet werden. Für die notwendige Reform des Offshore-Fördermodells werden zwei Alternativen diskutiert:
- Die **asymmetrische Marktprämie** (ähnlich der gleitenden Marktprämie im EEG 2017) füllt die durch die Betreiber im Strommarkt erzielten Erlöse bis zum Gebotswert gleitend auf (sofern der Strompreis, alternativ „der anzulegende Wert“, niedriger als der Gebotspreis und Letzterer größer Null ist). Mehrerlöse dagegen verbleiben beim Betreiber. Im Falle hoher erwarteter Strompreise kann es zu „Null-Cent-Geboten“ kommen. Eine zweite Gebotskomponente (Zahlung an den Netzbetreiber) soll dann die Differenzierung der Gebote ermöglichen. Strommarktrisiken und -chancen verbleiben weitgehend bei den Betreibern. Das Modell der asymmetrischen Marktprämie, wie es in dieser Studie diskutiert wird, entspricht dem Vorschlag aus dem Referentenentwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes von Ende Mai 2020 (BMWi 2020).
- Die **symmetrische Marktprämie** (auch 2-seitiger „Contract for Difference“ genannt) füllt ebenfalls Mindererlöse bis zum Gebotswert gleitend auf, schöpft jedoch darüber hinaus gehende Mehrerlöse ab und führt diese entlastend dem EEG-Konto zu. Durch diese symmetrische Absicherung gegen Erlösschwankungen werden den Betreibern nahezu keine Strommarktrisiken zuordnet.
- Diese beiden Fördermodelle werden in der vorliegenden Studie entlang von drei Strommarkt-szenarien analysiert und in fünf Bewertungskriterien verglichen. Es wird diskutiert, welches Fördermodell für eine zielsichere und kosteneffiziente Erreichung der deutschen Offshore-Ausbauziele geeigneter ist. Im Fokus der Diskussion stehen dabei die Effekte, die durch die Zuordnung oder Nicht-Zuordnung von Strommarktrisiken bei den Betreibern ausgelöst werden.
- Im Ergebnis zeigen die Analysen, dass das Modell der symmetrischen Marktprämie erhebliche Vorteile gegenüber dem der asymmetrischen Marktprämie bietet. So gewährleistet die symmetrische Marktprämie eine sicherere Erfüllung der Ausbauziele für Wind-Offshore. Im Vergleich zur asymmetrischen Marktprämie fallen dabei die Systemkosten für die bis 2030 in den Markt gehenden Offshore-Anlagen je nach Szenario um rund 4 bis 8 Mrd. Euro geringer aus. Für die Inbetriebnahmehahre zwischen 2026 und 2030 ist für Offshore-Windprojekte in Deutschland nach aktuellen Kalkulationen von enervis bei einer WACC-Senkung um zwei Prozentpunkte eine Reduzierung der Offshore-Stromgestehungskosten von ca. 12 % möglich.
- Im Modell der asymmetrischen Marktprämie sind die individuellen Strompreis- und Erlöserwartungen der Offshore-Investoren ein wesentlicher Bestandteil der Gebote. Dies ist auch der Grund für das mögliche Auftreten von Nullgeboten. Strompreiserwartungen sind jedoch mit Unsicherheiten behaftet. Entwickelt sich der Strompreis schlechter als erwartet, werden Projekte unwirtschaftlich und es steigt das Risiko, dass Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, nicht realisiert werden (sogenannter „Fluch des Gewinners“). Da eine solche Entwicklung mehrere Projekte zugleich betreffen würde, kann dies die Erreichung der Offshore-Ausbauziele und der übergeordneten EE-Ziele gefährden sowie zum Abriss der Projektpipeline, mit negativen Effekten für die gesamte Offshore-Branche, führen. Zudem müssen aufgrund der Erlösunsicherheit verhältnismäßig hohe Risikoprämien in die Finanzierung von Projekten eingerechnet werden, was die Systemkosten erhöht.

- Das Modell der symmetrischen Marktprämie bietet Investoren bei niedrigen Strompreisen eine risikomindernde Absicherung der Erlöse nach unten. Der Abschöpfungsmechanismus bei hohen Strompreisen entlastet im Gegenzug die Verbraucher. Gleichzeitig bewirkt die Abschöpfung, dass Gebote nicht auf der Grundlage von individuellen Strompreiserwartungen abgegeben werden, sondern auf tatsächlich kalkulierten Stromgestehungskosten beruhen. Im Ergebnis fallen die Markt- und Realisierungsrisiken bei der symmetrischen Marktprämie geringer aus als bei der asymmetrischen Marktprämie – die Zielerreichung ist sicherer, die Systemkosten sind geringer.
- Die Absicherung von Investoren gegen Marktpreisrisiken im Modell der symmetrischen Marktprämie ist mit Blick auf die Investitionen in Offshore-Wind ökonomisch gerechtfertigt. Denn die Leitgröße für diese Investitionen sind die politisch gesetzten Ausbauziele und nicht die Erwartungen der Marktakteure. Damit kommt einer Zuordnung des Marktpreisrisikos beim Investor/Betreiber keine ökonomisch produktive Rolle zu. Unproduktive Risiken erhöhen jedoch die Systemkosten, die letztendlich in einem langfristigen Marktgleichgewicht vom Verbraucher getragen werden müssen. Die Marktintegration von Offshore-Windkraft bleibt bei der symmetrischen Marktprämie dennoch gewährleistet, da kurzfristige Strompreissignale auch darin für die Effizienz des Anlageneinsatzes ausschlaggebend sind. Die wettbewerbliche Vermarktung von Strom im Großhandel ist auch unter einer symmetrischen Marktprämie gewährleistet.
- Schlussendlich hat die symmetrische Marktprämie in der Gesamtbewertung überwiegende Vorteile und sollte daher dem Modell der asymmetrischen Marktprämie vorgezogen werden.
- Darüber hinaus existieren positive Erfahrungen mit Fördermodellen im Ausland, die dem Konzept der symmetrischen Marktprämie entsprechen: sie werden bereits erfolgreich in Großbritannien eingesetzt und stehen in anderen Ländern (u.a. Dänemark, Frankreich, Polen) vor der Einführung.

2 Kurzfassung

Ausgangssituation und Zielstellung

Das aktuell gültige Ausschreibungssystem für Offshore-Wind im WindSeeG ist für das ab 2021 geplante zentrale Ausschreibungsmodell und insbesondere die darunter möglicherweise auftretenden Null-Cent-Gebote nicht zielführend und muss überarbeitet werden. Aktuell werden dafür insbesondere zwei alternative Modelle diskutiert: eine asymmetrische Marktprämie mit zweiter Gebotskomponente, bei der Strommarktrisiken und -chancen stärker bei den Marktakteuren verortet werden und eine symmetrische Marktprämie, die Mehrererlöse aus dem Strommarkt systematisch abschöpft und Mindererlöse auffüllt und damit den Marktakteuren weniger Risiken zuordnet. Diese beiden Fördermodelle werden im Rahmen der vorliegenden Studie entlang von fünf Bewertungskriterien verglichen und es wird diskutiert, welches Fördermodell für eine zielsichere und kosteneffiziente Erreichung der Offshore-Ausbauziele geeigneter ist.

Diese beiden Fördermodelle werden in der vorliegenden Studie entlang von fünf Bewertungskriterien verglichen, und es wird diskutiert, welches Fördermodell für eine effektive und effiziente Erreichung der Offshore-Ausbauziele geeigneter ist.

Defizite des Status Quo im EEG 2017

Bei Erwartung sinkender Stromgestehungskosten, Skaleneffekten bei großen Offshore-Windparks und steigender Strommarkterlöse, können unter dem aktuellen Förder- und Ausschreibungsmodell Null-Cent-Gebote auftreten. Diese wurde bereits punktuell beobachtet und können im Status-Quo-Modell auch zukünftig eintreten. Im ab 2021 gültigen zentralen Ausschreibungsmodell, in dem mehrere Bieter auf nur einen Offshore-Standort bieten, muss dann bei gleichlautenden Geboten das Los über den Zuschlag entscheiden. Dies steht einer zielgerichteten und effizienten Projektauswahl entgegen. Auch aus Sicht der Investoren und Betreiber, sowie für die Zielerreichung des Offshore-Ausbaus, ist das aktuelle Modell nicht zielführend. Es besteht daher ein weitreichender Konsens in der energiewirtschaftlichen Diskussion, dass der Status Quo des Fördermodells für Offshore-Wind für die Ausschreibungen ab 2021 zu überarbeiten ist.

Zwei alternative Fördermodelle stehen in der Diskussion

Die beiden dafür diskutierten Fördermodelle sind das Modell einer **asymmetrischen Marktprämie** (asymmetrische Marktprämie, aMP) in Kombination mit einer zweiten Gebotskomponente zur Gebotsdifferenzierung bei Null-Cent-Geboten einerseits und das Modell einer **symmetrischen Marktprämie** (symmetrische Marktprämie, sMP) ohne weitere Gebotskomponente.

Die asymmetrische Marktprämie füllt Mindererlöse bis zum Gebotswert auf (sofern Gebot > 0) und schöpft Mehrerlöse darüber nicht ab

Im Modell der asymmetrischen Marktprämie in Kombination mit einer zweiten Gebotskomponente zur Gebotsdifferenzierung bei Null-Cent-Geboten wird erfolgreichen Bietern eine Zahlung in Höhe der Differenz der Strommarkterlöse für Offshore-Strom (Marktwert) und dem anzulegenden Wert (Gebotshöhe aus der Ausschreibung) garantiert. Steigt der Marktwert über den anzulegenden Wert erfolgt keine Abschöpfung dieser Zusatzerlöse. Es entsteht somit ein asymmetrisches Chance-Risiko-Profil, welches auf den ersten Blick günstig für den Betreiber ausfällt, da Zusatzerlöse nicht abgeschöpft werden. Durch die wettbewerbliche Einpreisung in das Gebot können jedoch die erwarteten Markterlöse oberhalb des bezuschlagten Gebotes zum Risiko werden, wenn sie nicht wie erwartet eintreten. Diese Vergütungsmechanik entspricht im Wesentlichen der heutigen Regelung des Marktprämienmodells mit gleitender Marktprämie, hat jedoch insbesondere bei Null-Cent-Geboten starke Auswirkungen auf das Verhalten von Marktakteuren und die damit zusammenhängende Realisierungswahrscheinlichkeit zukünftiger Offshore-Projekte.

Unter einer asymmetrischen Marktprämie könnten zukünftig weiterhin Null-Cent-Gebote auftreten. Die Auswahl gleichlautender (Null-Cent-)Gebote ist in diesem Fall über eine zweite Gebotskomponente geregelt. Die zweite Gebotskomponente ist als jährliche Zahlung an den Netzbetreiber geplant und würde ebenfalls im Rahmen einer Auktion festgelegt (BMW 2020).

Die symmetrische Marktprämie füllt Mindererlöse bis zum Gebotswert auf und schöpft Mehrerlöse darüber ab

Das zweite Fördermodell in der Diskussion ist die **symmetrische Marktprämie** (symmetrische Marktprämie, sMP). Bei diesem Modell wird erfolgreichen Bietern ebenfalls eine Zahlung in Höhe der Differenz der Strommarkterlöse für Offshore-Strom (Marktwert) und dem anzulegenden Wert (Gebotshöhe aus der Ausschreibung) garantiert. Steigt der Marktwert über den anzulegenden Wert, werden sämtliche Zusatzerlöse jedoch abgeschöpft – es entsteht somit ein symmetrisches Chance-Risiko-Profil und die Betreiber erhalten eine über die Förderdauer stabile Förderhöhe. Die symmetrische Marktprämie wird daher oft auch als zweiseitiger Contract for Differences (CfD) bezeichnet¹, auch wenn es in Bezug auf die Anreize für einen effizienten Anlageneinsatz Unterschiede gibt, die später erläutert werden. Bei der symmetrischen Marktprämie erfolgt eine Abschöpfung von Erlösen oberhalb des anzulegenden Werts (bezuschlagter Gebotswert). Die Gebote orientieren sich daher an den tatsächlichen Stromgestehungskosten der Projekte und Null-Cent-Gebote treten nicht auf. Gebote können anhand ihrer spezifischen Höhe gereiht und bezuschlagt werden, eine zweite Gebotskomponente ist daher nicht notwendig. Die Berechnung der symmetrischen Marktprämie basiert auf einem Referenzmarktwert des Offshore-Portfolios und erfolgt auf monatlicher oder jährlicher Ebene.

¹ So verwendet beispielsweise Navigant (2019) für das Modell der symmetrischen Marktprämie die Bezeichnung „beidseitiger CfD“.

Erlösrisiken in der asymmetrischer Marktprämie bedingen erhöhte Renditeerwartungen der Investoren und können zur Nichtrealisierung von Projekten führen

Während Investoren und Betreiber im Modell der symmetrischen Marktprämie von Strompreis- und Marktwertschwankungen wenig betroffen sind, haben Veränderungen der Großhandelserlöse im Modell der asymmetrischen Marktprämie direkte Auswirkungen auf die Rendite von Offshore-Projekten. So führt die asymmetrische Marktprämie bei (gegenüber der ursprünglichen Erwartung) steigenden Strompreisen und Offshore-Marktwerten zu Mehrerlösen, die nicht abgeschöpft werden, und damit zu höheren Renditen und einer Überförderung führen. Bei sinkenden Marktwerten besteht die Gefahr, dass Zielrenditen nicht erreicht werden. In diesem Fall stehen Investoren vor der Frage, ob sie ein Projekt, welches die erwartete Zielrendite absehbar nicht erreicht oder sogar dauerhaft negative Deckungsbeiträge erwirtschaftet (d.h. die laufenden Kosten nicht deckt), überhaupt realisieren. Da Bieter gemäß den Fristen des WindSeeG für die finale Investitionsentscheidung nach dem Zuschlag aus der Ausschreibung bis zu drei Jahre Zeit haben, existiert ein beträchtliches Zeitfenster, in denen solche negativen Entwicklungen eintreten können und dann zur Nichtrealisierung eines bereits bezuschlagten und damit im Offshore-Ausbaupfad (und in der Netzanschlussplanung) fest eingeplanten Projektes führen können. Da eine solche Entwicklung mehrere Projekte zugleich betreffen könnte, kann dies die Erreichung der Offshore-Ausbauziele und der übergeordneten EE-Ziele gefährden sowie zum Abriss der Projektpipeline, mit negativen Effekten für die Branche, führen.

Bei der Gebotsauswahl im Fördermodell der asymmetrischen Marktprämie erhalten tendenziell Bieter den Zuschlag, die von einer optimistischen Strompreis- und Erlösprognose ausgehen. Dieser Effekt wird in der Literatur auch als Fluch des Gewinners bezeichnet. Dies kann im Ausschreibungswettbewerb dazu führen, dass der Strompreis tendenziell zu hoch angesetzt ist und Risiken, die sich nach dem Zuschlag manifestieren, dann die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte negativ beeinflusst. Die für diese Studie in dem europäischen Strommarktmodell von enervis berechneten Erlösszenarien illustrieren die Bandbreite der möglichen Entwicklungen eindrucksvoll.

Um das Risiko einer Minderrendite im Falle von niedrigeren Strompreisen zu minimieren, werden Banken und letztendlich Investoren im Modell der asymmetrischen Marktprämie daher Risikoprämien einpreisen. Diese sollen dafür sorgen, dass auch bei ungünstigeren Erlösentwicklungen noch die Zielrendite erreicht wird. Sie führen jedoch zwangsläufig zu höheren Systemkosten und damit höheren (erwarteten) Förderzahlungen als in einem System mit weniger Risiken auf Seiten der Marktakteure. Vor diesem Hintergrund kommt der Frage der Zuordnung von strommarktbezogenen Erlösrisiken für das Design eines geeigneten Fördermodells für Offshore-Wind eine zentrale Bedeutung zu.

Literatur bestätigt reduzierte Kapitalkosten durch Erlösabsicherung

Klar ist, dass die Förderung von erneuerbaren Energien über das System einer symmetrischen Marktprämie das Erlösrisiko, im Vergleich zu anderen Förderinstrumenten mit der Zuordnung des Strompreisrisikos bei den Betreibern, dämpft. Durch die weitgehende Neutralisierung des Erlösrisikos aus dem Großhandelsmarkt wird ein besser planbarer Kapitalrückfluss mit hoher Sicherheit für die Investoren garantiert. Es besteht ein hohes Maß an Einigkeit in der ausgewerteten Literatur, dass dieser Effekt auch zu vergleichsweise geringeren Risikoprämien führt: Durch die Einführung einer symmetrischen Marktprämie ist von einer Reduzierung der Gesamtkapitalkosten (WACC) von ein bis drei Prozentpunkten auszugehen. Dadurch sinken die Stromgestehungskosten für Offshore-Windprojekte und somit auch die Systemkosten für den Offshore-Zubau. Nicht zuletzt würde dieser Effekt auch die Stromverbraucher entlasten. Für die Inbetriebnahmejahre zwischen 2026 und 2030 ist für Offshore-Windprojekte in Deutschland nach aktuellen Kalkulationen von enervis bei einer WACC-Senkung um zwei Prozentpunkte eine Reduzierung der Offshore-Stromgestehungskosten von ca. 12 % möglich.

Die Systemkosten reduzieren sich durch eine symmetrische Marktprämie im Vergleich zu einem System mit höheren Strompreisrisiken um 4,3 bis 8,4 Mrd. Euro

Berechnungen zeigen außerdem: Die Reduzierung der Gesamtkapitalkosten in einem Ausschreibungsregime mit symmetrischer Marktprämie vermindert die Systemkosten für den Offshore-Ausbau bis 2030 um 143 bis 279 Mio. Euro pro Jahr. Über eine 30-jährige Betriebsdauer der neuen Offshore-Windparks, die im Zeitraum bis 2030 in Betrieb gehen, entspricht dies 4,3 bis 8,4 Mrd. Euro an Systemkostensparnis gegenüber einem Fördersystem, das diese Risiken bei den Investoren verortet und daher entsprechende Risikoprämien mitfinanziert.

Die vergleichende Bewertung ergibt eine bessere Bewertung für die symmetrische Marktprämie

Auch eine qualitative Diskussion und Bewertung der Reformoptionen entlang von fünf Kriterien zeigt wesentliche Vorteile für die symmetrische Marktprämie:

- Effektivität der Zielerreichung: Die symmetrische Marktprämie sichert im Vergleich zur asymmetrischen Marktprämie eine erheblich höhere Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte und damit eine bessere Erreichung der Offshore-Ausbauziele. Dies vor dem Hintergrund, dass die asymmetrische Marktprämie langfristige und strukturelle Erlösrisiken bei den Marktakteuren verortet und diese unter gewissen Voraussetzungen einen Anreiz haben können, Projekte nach einem erfolgreichen Zuschlag nicht zu realisieren.
- Regulatorische Komplexität und Transaktionskosten: Während sich die regulatorische Komplexität der beiden Alternativen nicht grundsätzlich unterscheidet, so spielen die nicht unerheblichen Transaktionskosten der Marktakteure eine zentrale Rolle. Hier ist vor allem auf die Notwendigkeit der kontinuierlichen Risikobewertung und -bewirtschaftung im Modell der asymmetrischen Marktprämie

hinzuweisen. Daher ergibt sich in diesem Kriterium eine bessere Bewertung für die symmetrische Marktprämie.

- Fokuskriterium Risikoallokation: Wie in der vorliegenden Studie ausführlich diskutiert und auch anhand von Strompreisszenarien illustriert, ist die Zuordnung von (unproduktivem) Risiko im Modell der asymmetrischen Marktprämie negativ zu bewerten. Die durch diese unproduktive Risikoallokation auf Seiten der Marktakteure ausgelösten Risikoprämien werden in die Gebote eingepreist und verursachen daher – neben ihrem negativen Einfluss auf Realisierungswahrscheinlichkeiten und die Zielerreichung – vor allem auch höhere Systemkosten. Vor diesem Hintergrund wird die Eignung der symmetrischen Marktprämie gegenüber der asymmetrischen Marktprämie in diesem Kriterium höher bewertet.
- Die Bewertung beider Fördermodelle in den Kriterien Investitions- und Einsatz-Effizienz ist gleichlaufend, auch wenn im Bereich der Investitionseffizienz gegebenenfalls verzerrende Effekte im Modell der asymmetrischen Marktprämie bestehen (welche jedoch aus heutiger Sicht nicht belastbar bewertbar sind).

Die „produktive Risikoallokation“ spricht insgesamt deutlich für die symmetrische Marktprämie

Eine zentrale Rolle bei der Entscheidung zwischen symmetrischer und asymmetrischer Marktprämie spielt die Frage, ob das Strompreisisiko beim Betreiber liegen sollte oder (über eine Umlage) bei den Verbrauchern.

Für diese Bewertungsfragestellung wird hier das Konzept der „produktiven Risikoallokation“ angewendet. Dabei wird bewertet, in welcher Relation die positiven und negativen Effekte einer Risikozuordnung zueinanderstehen und welche Effekte überwiegen. Dieses Konzept erscheint besser geeignet als das Kriterium „Marktintegration“, welches die Zuordnung des Strompreisisikos zu den Marktakteuren als einen Wert „an sich“ sieht, ohne die Frage zu stellen, was die Risikoallokation an Anreizen auslöst und ob diese den übergeordneten Zielen zu- oder abträglich sind.

Zur produktiven Risikoallokation existiert ein breiter Fundus von wissenschaftlichen Analysen, die in der Diskussion stehenden Argumente wurden im Rahmen dieser Studie recherchiert und eingeordnet („Meta-Analyse“). Die Mehrzahl der, zum Teil gewichtigen, Argumente in der energiewirtschaftlichen Diskussion spricht gegen die im System der asymmetrischen Marktprämie immanenten Risikozuordnung zu den Betreibern. So bedingen Risikoprämien und steigende Finanzierungskosten nicht nur höhere Systemkosten und damit eine zunehmende Verbraucherbelastung, sondern ggfs. auch Anreize zur – eher unerwünschten – Reduktion der Kapitalintensität von Offshore-Windparks.

Hervorhebenswert ist auch, dass die Zuordnung des Strompreisrisikos bei den Betreibern die Gefahr des sogenannten „Winner's Curse“² verschärft. Die Strommarktmodellierungen in dieser Studie machen nun in diesem Zusammenhang deutlich, dass zukünftige Strommarkterlöse von Offshore-Windparks in großen Bandbreiten schwanken können – auch und vor allem durch politische Unsicherheiten.

Dies hat wiederum problematische Auswirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit und damit auf die Zielerreichung sowie für die Effizienz.

Umgekehrt ist es so, dass durch (technologiespezifische) EE-Ausbauziele die zentrale (produktive) Funktion von Risikoprämien, nämlich die Steuerung in welchem Umfang und wann in bestimmte Technologien investiert wird, zum Großteil neutralisiert wird. Die Platzierung des Großhandelspreisrisikos beim Betreiber mit dem Ziel der „Marktintegration“ verliert vor dem Hintergrund politisch gesetzter langfristiger Ausbauziele stark an Bedeutung. Im Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“ spricht daher die überwiegende Anzahl von Argumenten für die symmetrische Marktprämie.

In der Gesamtbewertung hat die symmetrische Marktprämie ausschlaggebende Vorteile

Die vergleichende Bewertung der beiden Fördermodelle hat somit ein klares Ergebnis: Die symmetrische Marktprämie ist besser geeignet, die Erreichung der Offshore-Ausbauziele kosteneffizient sicherzustellen, bei gleichzeitiger Gewährleistung hoher Investitions- und Einsatzeffizienz sowie vergleichsweise geringen Transaktionskosten für die Marktakteure.

Darüber hinaus sind auch in keinem der einzelnen fünf Bewertungskriterien deutlichen Vorteile für die asymmetrische Marktprämie erkennbar, die bei einer anderen Gewichtung der Kriterien die Gesamtaussage grundlegend verändern würden.

² Hierunter versteht man das Risiko, dass stets diejenigen Bieter den Zuschlag erhalten, die die möglichen Markterlöse am optimistischsten einschätzen und damit das höchste Risiko eingehen, dass ihre Erwartung untertroffen wird („Fluch des Gewinners“).

3 Ausgangssituation und Zielstellung

Neue Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns notwendig

Aktuell wird eine intensive energiewirtschaftliche Diskussion um das zukünftige Förderer- und Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind geführt. Der Hintergrund hierfür ist die derzeitige ungenügende Ausgestaltung des Zuschlags- und Vergütungsmechanismus im WindSeeG/EEG für Offshore-Wind. Dies betrifft vor allem die Ausgestaltung der Förderung in Form einer gleitenden, asymmetrischen Marktprämie, welche einseitige Zusatzerlöse ermöglicht, sobald Marktwerte über dem anzulegenden Wert (Höhe der EEG-Förderung) steigt. Damit wird die Einpreisung von (unsicheren) zukünftigen Strommarkterlösen in die Gebote von Marktakteuren angereizt bzw. sogar notwendig. Auch der Zuschlagsmechanismus selbst hat rechtlichen Reformbedarf, um eine eindeutige und effizienten Projektauswahl zu ermöglichen; er ist in der aktuellen Ausgestaltung in Kombination mit der asymmetrischen Marktprämie nicht zukunftsfähig.

Das aktuelle System versagt bei „Null-Cent-Geboten“

Daneben stellt die Möglichkeit von Null-Cent-Geboten in der derzeitigen Ausgestaltung und das damit verbundene Risiko, dass erfolgreiche Bieter ihre Projekte aufgrund sich verschlechternder Erlösaussichten doch nicht realisieren, auch für die Planbarkeit des Offshore-Ausbaus und der dafür vorgesehenen und durch Umlagen auf Endverbraucher finanzierten Netzanschlüsse ein substanzielles Risiko dar. Zusätzlich zu diesen Punkten bestehen Fragen nach der Effizienz des aktuellen Systems, da wie in dieser Studie untersucht, die Kosten für den Offshore-Wind-Ausbau vermutlich höher liegen, als in einem alternativen Fördermodell.

Wenngleich bezüglich der Defizite des Status Quo eine gewisse Einigkeit festzustellen ist, stehen nun verschiedene Handlungsoptionen zur Diskussion, die zukünftige Offshore-Ausschreibung und -Förderung sinnvoll zu designen. Vor diesem Hintergrund hat die RWE AG die enervis energy advisors GmbH beauftragt, eine vergleichende Gegenüberstellung und Bewertung von zwei zentralen in der Diskussion stehenden Fördermodellen durchzuführen.

Zielstellung der Studie: Vergleich von zwei diskutierten Fördermodellen

Das Ziel der Studie ist es, einen in Bezug auf Zielerreichung, Effizianzanreize für Investition und Betrieb von Offshore-Windparks, Risikoallokation und Transaktionskosten ausgewogenen und robusten Vorschlag für ein angepasstes Ausschreibungs- und Vergütungssystem zu identifizieren. Hierzu wird insbesondere eine vergleichende Bewertung der zwei zentralen in der Diskussion stehenden Vorschläge durchgeführt. Dafür werden die beiden aktuell diskutierten Optionen der asymmetrischen Marktprämie und der symmetrischen Marktprämie für die Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns bewertet und verglichen.

Abgrenzung zum Status Quo

Dieser Vergleich erfolgt auch in Abgrenzung zu den aktuell geltenden Zuschlags- und Förderregelungen für Offshore-Wind aus dem EEG 2017, indem dessen Risiken und Unzulänglichkeiten konkret thematisiert werden.

Modellierung um Wirkungsweise herauszuarbeiten

In Ergänzung erfolgt eine Modellierung von Strommarktwertentwicklungen für Offshore-Wind, um an konkreten quantitativen Berechnungen die energie- und betriebswirtschaftlichen Wirkungsweisen der beiden zu vergleichenden Fördermodelle darzustellen.

Zwischenfazit

- Das aktuelle Ausschreibungssystem für Offshore-Wind ist für das zentrale Modell ab 2021 und den darin gegebenenfalls auftretenden „Null-Cent-Geboten“ nicht mehr zielführend und muss überarbeitet werden.
- Aktuell werden dafür zwei alternative Modelle diskutiert: eine asymmetrische Marktprämie mit zweiter Gebotskomponente, bei der Strommarktrisiken und -chancen weitgehend bei den Marktakteuren verortet werden und eine symmetrische Marktprämie, die Mehrerlöse abschöpft und Mindererlöse auffüllt und damit den Marktakteuren weniger Risiken zuordnet.
- Diese beiden Fördermodelle werden im Rahmen dieser Studie entlang von Bewertungskriterien verglichen und es wird diskutiert, welches Fördermodell für eine effektive und effiziente Zielerreichung des Offshore-Ausbaus geeigneter ist.
- Eine Strommarktmodellierung mit drei Szenarien dient der Veranschaulichung der beschriebenen Effekte der Fördermodelle.

4 Defizite des Status Quo

Das aktuelle Modell der gleitenden Marktprämie führt unter der Erwartung steigender Strompreise teilweise zu „Null-Cent-Geboten“

Im Rahmen des aktuellen Ausschreibungsregimes des EEG 2017 wird auf einen anzulegenden Wert geboten. Die Zusammensetzung des anzulegenden Werts besteht aus dem monatlichen Referenzmarktwert für Offshore-Wind in Deutschland sowie einer gleitenden Marktprämie, welche die Differenz zwischen diesem Referenzmarktwert und dem anzulegenden Wert ausgleicht. Im Rahmen dieser gleitenden Marktprämie wird jedem Anlagenbetreiber ein „Upside-Erlöspotenzial“ gewährt, da jegliche Mehrerlöse am Strommarkt, dem Betreiber gutgeschrieben und nicht vom Netzbetreiber abgeschöpft werden. Konkret bedeutet dies: liegt der Referenzmarktwert Offshore-Wind in einem Monat oberhalb des jeweiligen anzulegenden Werts (Gebotspreis), so geht die Differenz von Referenzmarktwert minus anzulegender Wert (zusätzlich) an den Betreiber, die Marktprämie kann nicht negativ werden, sondern minimal Null.

Im zentralen Modell ab 2021 führen „Null-Cent-Gebote“ zu Problemen

Diese Besonderheit des aktuellen Ausschreibungsgegenstands in Verbindung mit der gleitenden Marktprämie führte in Ausschreibungen im Jahr 2017 und 2018 unter der Erwartung steigender Strommarkterlöse für Offshore-Wind und zukünftig niedrigeren Stromgestehungskosten zu Geboten und Zuschlägen für Offshore-Windparks von 0 ct/kWh. Die bisherigen Auktionen fanden im Rahmen der Übergangsphase statt, dabei wurde die Auktion auf bereits in der Planung fortgeschrittene und genehmigte Projekte begrenzt, so dass auf die ausgeschriebenen Kapazitäten jeweils nur ein Bieter (der verantwortliche Entwickler) mit einem spezifisches Projekt bieten konnte. Im Rahmen der Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021 konkurrieren jedoch mehrere Bieter in der Ausschreibung um die Errichtung des Windparks auf einer speziellen voruntersuchten Fläche, es wird somit nur das günstigste Gebot bezuschlagt. Dabei ist entscheidend, dass sich das günstigste Gebot in diesem Fall nur auf einen speziellen Windpark bezieht und nicht wie zuvor auf mehrere potenzielle Flächen, die miteinander im Wettbewerb stehen.

Im aktuellen Modell kann keine wettbewerbliche Differenzierung von „Null-Cent-Geboten“ vorgenommen werden, das Los müsste entscheiden

Geht man davon aus, dass auch in den Ausschreibungen im zentralen Modell ab 2021 Null-Cent-Gebote auftreten werden, führt dies im aktuellen System zu einem Differenzierungsproblem in der Ausschreibung. Null-Cent-Gebote basieren auf der Erwartung zu zukünftigen Strommarkt-Chancen, wie steigende Marktwerte für Offshore-Wind. Die Betreiber verzichten somit im Wettbewerb um den Zuschlag auf einer Fläche auf die Absicherung durch die gleitende Marktprämie nach unten und geben ein Gebot auf eine gleitende Marktprämie von Null ab. Das bedeutet, dass bei Zuschlag unabhängig von der tatsächlichen Entwicklung der Strommarkterlöse keine Förderung über die gleitende Marktprämie ausgezahlt wird, da die Marktprämie nicht negativ werden kann und die Differenz zwischen anzulegendem Wert (Null) und (schwankendem) Marktwert daher immer Null ist.

Werden nun mehrere Null-Cent-Gebote auf eine Fläche abgegeben, müsste aktuell das Los über den Zuschlag entscheiden. Dies ist jedoch aus energiewirtschaftlicher Sicht und aus Systemperspektive nicht zielführend.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist politisch gewollt. Risiken sollten somit minimiert werden, um Realisierungswahrscheinlichkeiten hoch zu halten.

Der Ausbau der Offshore-Windenergie ist in Deutschland politisch und gesetzlich im Rahmen der Ausbauziele verankert und zur Zielerreichung notwendig. In Hinsicht auf diese Ausbauziele, sollte das vorrangige Ziel sein, den Ausbau treffsicher und kosteneffizient zu erreichen. Hierfür ist es notwendig Bedingungen zu schaffen unter denen die Realisierungswahrscheinlichkeiten möglichst hoch sind und mit dem Ausbau eine bestmögliche Kosteneffizienz gewahrt werden kann. Die dafür notwendige Realisierungswahrscheinlichkeit sollte nicht durch unproduktive Risiken für potenzielle Bieter und Investoren gefährdet werden.

Aufgrund der im aktuellen System angereizten Gebotsstrategie kommt es jedoch zu niedrigen Realisierungswahrscheinlichkeiten, da der starke Wettbewerb auf einer Offshore-Fläche zu einer gegenseitigen Unterbietung führt. So sind die einzelnen ausgewiesenen Potenzialflächen bei Wind Offshore sehr begrenzt, wodurch ein starker Wettbewerb entsteht, in welchem Gebote ggfs. zu niedrig abgegeben werden. Historische Beispiele hierfür sind die Bürgerenergie-Zuschläge im Rahmen der Onshore-Windausschreibungen, sowie einzelne PV-Ausschreibungen mit sehr niedrigen Zuschlagshöhen, bei denen klar zu erkennen ist, dass Realisierungswahrscheinlichkeiten geringer ausfallen, da bezuschlagte Bieter im Nachgang lieber Projektrechte verfallen lassen und/oder eine Pönale zahlen, anstelle das Projekt zu realisieren. Die vermeintlich einfache Lösung, über höhere Pönalen die Realisierung quasi zu erzwingen, ist hier jedoch nicht zielführend, da das Risiko einer besonders hohen Pönale auf Investoren stark abschreckend wirken kann. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass bei einer auftretenden Nichtrealisierung, die nicht zu vom Projektentwickler zu verschulden ist, dieser die volle Höhe der Pönale zu tragen hat.

Dies würde insbesondere im Offshore-Bereich, welcher sehr lange Vorlaufzeiten in der Projektentwicklung und -realisierung hat, zu einer Gefährdung der Zielerreichung führen, bei der im Nachgang auch nur sehr beschränkt nachgesteuert werden kann.

Aus Sicht der sich beteiligten Akteure besteht in diesem Verfahren das Risiko des sogenannten „Winners curse“ (Fluch des Gewinners), insbesondere auch in Bezug auf die Frage, ob und wie stark Erwartungen über die positive Entwicklung der Großhandelsstrompreise und Offshore-Marktwerte bestehen. Ändert sich beispielsweise die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe positive Markterwartung zu einer pessimistischeren, kann das dazu führen, dass Investitionsentscheidungen vor der Realisierung zurückgezogen werden und damit die bezuschlagten Projekte unter Zahlung von Pönalen (die somit eine Art Optionsprämie darstellen) doch nicht realisiert werden.

Das Losverfahren bei „Null-Cent-Geboten“ ist für Investoren nicht tragbar

Die aktuelle Regelung des Zuschlags bei Null-Cent-Geboten über das Losverfahren dürfte weiterhin Kapitalgeber abschrecken und birgt daher das Risiko fehlender Investitionen, da andere Offshore-Märkte mit anderen Ausschreibungsdesigns wesentlich attraktiver sind. Beispiele hierfür sind bereits erfolgreiche Ausschreibungen, die das Konzept eines Differenzkontraktes beziehungsweise einer symmetrischen Marktprämie umsetzen. So unter anderem in Großbritannien, sowie zukünftige Systeme in Dänemark, Frankreich, Polen und weiteren europäischen Ländern. Mit der Attraktivität von anderen europäischen Märkten, ergibt sich auch ein direkter Einfluss auf die deutsche Offshore-Industrie, die durch lokale Produktion einen erheblichen Anteil zur Wertschöpfung in Deutschland beiträgt und durch einen weniger attraktiven deutschen Offshore-Markt gegenüber anderen Märkten ins Abseits geraten könnte.

Aufgrund der dargelegten Argumente ergibt sich die Notwendigkeit der Anpassung des aktuellen Ausschreibungsdesigns für die Phase ab 2021 (zentrales Modell).

Zwischenfazit

- Aufgrund des Designs der asymmetrischen Marktprämie können sich heute und zukünftig bei optimistischen Erlöserwartungen und der Erwartung sinkender Stromgestehungskosten und Skaleneffekte für große Offshore-Windparks Null-Cent-Gebote ergeben
- Im zentralen Modell ab 2021 muss dann bei mehreren Null-Cent-Geboten auf eine Fläche nach aktuellem Stand das Los entscheiden.
- Dies ist unter dem Gesichtspunkt der Realisierungswahrscheinlichkeit (inkl. Ausbauzielerreichung) und des Risikos für Investoren nicht zielführend.
- Weiterhin dürfte die aktuelle Zuschlagsregelung über ein Losverfahren Kapitalgeber abschrecken und birgt daher das Risiko, dass der deutsche Offshore-Markt gegenüber anderen Offshore-Märkten mit attraktiveren Ausschreibungsdesigns ins Abseits gerät.
- Der Status Quo muss für die Ausschreibungen ab 2021 daher überarbeitet werden.

5 Beschreibung der diskutierten Fördermodelle

In der politischen Diskussion befinden sich insbesondere zwei Modelle, die hier vorgestellt werden.

In der Diskussion über eine passende Lösung für das zukünftige Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind, bei der die oben genannten Probleme adressiert werden, stehen aktuell zwei verschiedene Fördermodelle im Fokus. Beide Fördermodelle basieren im Kern auf dem Prinzip der verpflichtenden Direktvermarktung. Dies bedeutet: Betreiber sind für die Vermarktung des erzeugten Offshore-Windstrom selber verantwortlich. Eine Auszahlung von Förderung erfolgt nur, sofern die in der Ausschreibung ermittelte Vergütungshöhe (der anzulegende Wert) von den Strommarkterlösen nicht gedeckt wird. In der Ausgestaltung dieser Förderung bestehen jedoch zwischen den Modellen erhebliche Unterschiede, wie nachfolgend dargelegt.

Auf der einen Seite steht das Modell 1 einer gleitenden, asymmetrischen Marktprämie, welche eine Einpreisung von Strommarkterlösen in die Gebote erfordert und damit Null-Cent-Gebote anreizt. In diesem Sonderfall (d.h. bei Abgabe mehrerer Null-Cent-Gebote auf einen Standort) fehlt derzeit ein sinnvolles Differenzierungskriterium für die Zuschlagserteilung, weshalb als Reformvorschlag eine zweite Gebotskomponente ergänzend eingeführt werden soll, welche aus einer jährlichen Zahlung an den Netzbetreiber besteht. Das in dieser Studie diskutierte Modell der asymmetrischen Marktprämie entspricht dem Vorschlag im Referentenentwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes von Ende Mai 2020 (BMWi 2020).

Auf der anderen Seite wird das Modell 2 einer symmetrischen Marktprämie diskutiert, welches einerseits Strommarkterlöse über dem wettbewerblich festgelegten Gebotspreis abschöpft und andererseits Erlöse unterhalb des Gebotspreises auffüllt. Das Vergütungsmodell der symmetrischen Marktprämie ist Bestandteil des „3-Säulen-Modells“ des BDEW (BDEW 2019), vergleichend wird diese Option auch in der Studie „Handlungsoptionen zum Umgang mit Null-Cent-Geboten bei Ausschreibungen für Windenergie auf See“ (Navigant 2019) aufgeführt.

Die folgende Tabelle stellt die beiden Modelle im Vergleich in Bezug auf ihre wesentlichen Ausgestaltungsmerkmale dar:

Kriterium	Modell 1 (asymmetrische Marktprämie)	Modell 2 (symmetrische Marktprämie)
Bezeichnung	Asymmetrische (gleitende) Marktprämie, mit zweiter Gebotskomponente (Zahlung)	Symmetrische Marktprämie
Gebotsgegenstand	Anzulegender Wert (Vergütungshöhe) + Höhe der Zahlung der zweiten Gebotskomponente	Anzulegender Wert (Vergütungshöhe)
Differenzierung bei 0 ct/kWh Geboten	Differenzierung durch Höhe der zweiten Gebotskomponente	Keine Differenzierung notwendig, da Fall aufgrund Abschöpfung der Mehrerlöse über Gebotswert nicht eintritt
Was passiert bei Referenzmarktwert < anzulegender Wert?	Auszahlung Marktprämie an Betreiber	Auszahlung Marktprämie an Betreiber
Was passiert bei Referenzmarktwert > anzulegender Wert?	Keine Auszahlung der Marktprämie, Zusatzerlöse aus dem Strommarkt verbleiben beim Betreiber	Keine Auszahlung der Marktprämie, Zusatzerlöse aus dem Strommarkt werden abgeschöpft
Absicherung gegen Strompreissrisiken	Bei Nullgeboten: nicht vorhanden, (Teil)-Absicherung nur über individuellen, bilateralen Vertrag (PPA) möglich	Strompreissrisiken bestehen für den Betreiber nicht

Modell der asymmetrischen Marktprämie sieht keine Abschöpfung von Zusatzerlösen über dem Gebotspreis vor und wird mit zweiter Gebotskomponente kombiniert

Dem ersten Modell liegt eine asymmetrische (gleitende) Marktprämie zugrunde, was dem Status Quo des EEG 2017 entspricht. Asymmetrisch (d.h. einseitig gleitend) ist die Marktprämie deshalb, da zwar eine Kompensation zwischen niedrigerem Referenzmarktwert und höherem anzulegendem Wert stattfindet, anders herum jedoch keine Rückzahlung bzw. Abschöpfung der Mehrerlöse erfolgt, wenn der Marktwert über den anzulegenden Wert steigt. Die Marktprämie kann minimal Null werden, sie wird per definitionem nicht negativ. Diese spezifische Mechanik der Marktprämienberechnung in diesem Fördermodell führt zu einer asymmetrischen Verteilung von Chancen und Risiken aus sich verändernden Strommarkterlösen. Im System der asymmetrischen Marktprämie können somit Null-Cent-Gebote auftreten. Die Festlegung der Gebotshöhe ist vom Bieter zur Ausschreibung zu treffen und gilt bei Zuschlag dann für die 20-jährige Förderdauer. Bei Zuschlag eines Null-Cent-Gebotes erfolgt keine Förderung – egal wo die tatsächlichen Strommarkterlöse später im Betrieb liegen.

Um die Problematik der Zuschlagsfindung bei mehreren Null-Cent-Geboten auf ein Projekt zu lösen, soll eine zweite Gebotskomponente eingeführt werden, welche eine eindeutige Reihung von mehreren Null-Cent-Geboten ermöglichen würde (BMWi 2020). Die Option der zweiten Gebotskomponente wird somit nur gezogen, falls mehrere Null-Cent-Gebote vorliegen.

Die asymmetrische Marktprämie ermöglicht Chancen auf Zusatzerlöse und kann Erlöse nach unten absichern (wenn das Gebot >0 ist)

Die Funktion der asymmetrischen Marktprämie ohne ein Abschöpfen möglicher zusätzlicher Strommarkterlöse, die auftreten, wenn Erlöse über der bezuschlagten Vergütung (anzulegender Wert) liegen, ist in der folgenden Grafik für den speziellen Fall eines Null-Cent-Gebotes dargestellt. Aufgrund des anzulegenden Werts von 0 ct/kWh wird grundsätzlich keine Marktprämie ausbezahlt, sämtliche Erlöse über die Förderdauer sind ausschließlich aus dem Großhandel zu bestreiten.

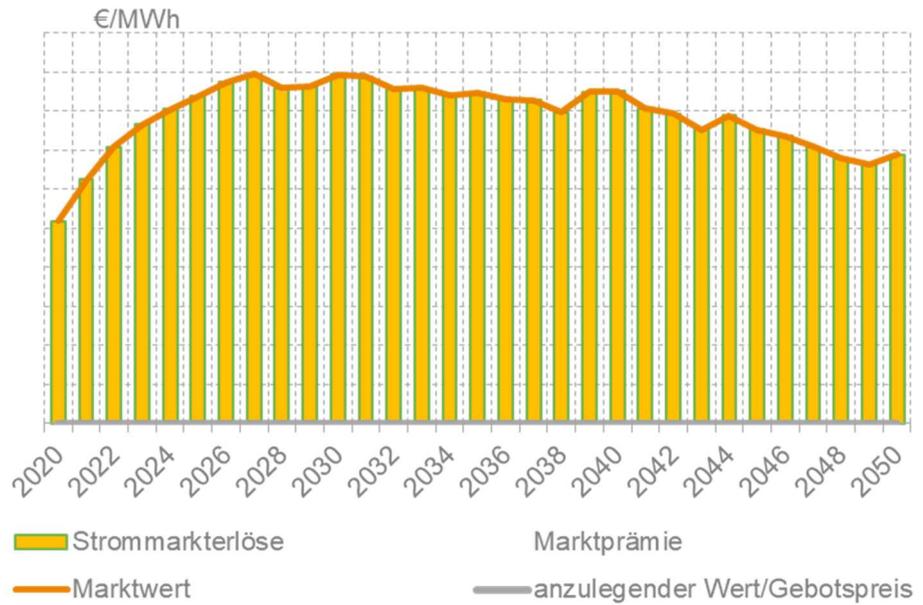


Abbildung 1: Beispielhaftes Funktionsprinzip der asymmetrischen Marktprämie

Die zweite Gebotskomponente entspricht einer Zahlung an den Netzbetreiber

Die zweite Gebotskomponente im System der asymmetrischen Marktprämie ist im Gegensatz zu einer Vergütung eine Zahlung („negative Vergütung“) an den Netzbetreiber. Der aktuelle Regelungsvorschlag sieht eine spezifische Berechnung in €/MW vor (BMWi 2020).

Die zweite Gebotskomponente kann in jährlichen Tranchen erhoben werden und soll die Offshore-Netzumlage senken

Es wurden zwei Ausgestaltungsvarianten der zweiten Gebotskomponenten vorgeschlagen (Navigant 2019): eine Einmalzahlung zum Zuschlagszeitpunkt oder eine jährliche pro rata Zahlung pro Betriebsjahr. Eine Einmalzahlung führt dabei zu starken finanziellen Belastungen zum Beginn des Projektes. Bei einer jährlichen Gebühr ist daher davon auszugehen, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit niedriger ist als bei einer Einmalzahlung zum Zeitpunkt des Zuschlages, da die Kosten der zweiten Gebotskomponente im Rahmen der finalen Investitionsentscheidung nicht als versunkene Kosten betrachtet werden.³ Die zweite Gebotskomponente soll über eine Sicherheit für den Fall der Nichtrealisierung abgesichert werden.

³ Die genaue Wirkung hängt ab vom Zeitpunkt der Zahlung der zweiten Gebotskomponente relativ zur finalen Investitionsentscheidung sowie der Frage, ob die fortlaufende Zahlung durch die Nichtinbetriebnahme vermieden werden kann.

Der aktuelle Regelungsvorschlag sieht für die zweite Gebotskomponente eine jährliche Zahlung sowie eine zehnpromzentige Sicherheitenstellung seitens der bezuschlagten Bieter vor; die Zahlungen im Rahmen dieser Komponente sollen mit der Offshore-Netzumlage verrechnet werden („Offshore-Netzausbaubeitrag“, BMWi 2020).

Die zweite Gebotskomponente soll im Rahmen einer weiteren Auktion bestimmt werden

Die Bestimmung der zweiten Gebotskomponente soll ebenfalls im Rahmen von Auktionen stattfinden. Dafür wird ein dynamisches Verfahren vorgeschlagen, in welchem für die Bieter ersichtlich ist, wie viele Teilnehmer aktuell noch an der Auktion teilnehmen und die Gebotspreise für die zweite Komponente kontinuierlich erhöht werden (BMWi 2020).

Modell der symmetrischen Marktprämie: Der anzulegende Wert aus der Auktion sichert gegen niedrige Strommarkterlöse ab, Erlöse oberhalb des anzulegenden Wertes werden im Gegenzug abgeschöpft

Das zweite diskutierte Modell ist das einer symmetrischen Marktprämie, welches Betreiber gegen langfristige Erlösschwankungen aus dem Stromgroßhandelsmarkt absichern und gleichzeitig eine Überförderung ausschließen soll. Es erfolgt somit eine symmetrische Behandlung von Erlösen aus dem Strommarkt gegenüber der in der Ausschreibung festgelegten Förderhöhe.

Entsprechend des Konzepts der derzeit geltenden gleitenden Marktprämie wird bei einem Referenzmarktwert für Offshore-Wind, der unterhalb des anzulegenden Wertes (Gebotspreis) liegt, die Differenz zwischen Referenzmarktwert und anzulegendem Wert im Rahmen der Marktprämie durch den Netzbetreiber ausgeglichen (siehe grüne Balken in der folgenden Grafik, Auffüllung). Der entscheidende Unterschied zur asymmetrischen Marktprämie ergibt sich bei steigenden Strompreisen bzw. Marktwerten: liegt der Referenzmarktwert für Offshore-Wind im Abrechnungszeitraum oberhalb des anzulegenden Wertes (Zuschlagswert aus der Auktion), so hat der Betreiber die Mehrerlöse an den Netzbetreiber zurückzuzahlen (siehe rote Balken in der folgenden Grafik, Abschöpfung).



Abbildung 2: Beispielhaftes Funktionsprinzip der symmetrischen Marktprämie

Die symmetrische Marktprämie sorgt somit dafür, dass der Betreiber langfristig verlässliche Erlöse erhält, die grundsätzlich dem Zuschlagswert aus der Auktion entsprechen und weitgehend unabhängig von der allgemeinen Strommarktentwicklung sind. Dies gilt für die gesamte Förderdauer.

Durch die Abschöpfung der Erlöse bei höheren Strompreisen und Rückführung in das EEG-Konto kann die EEG-Umlage entsprechend gesenkt und die Endverbraucher in diesem Fall entlastet werden.

Die obenstehende Abbildung unterstreicht die wesentliche Wirkung der symmetrischen Marktprämie: führen allgemeine Strommarktentwicklungen zu Mehrerlösen für den Betreiber (Marktwert > anzulegender Wert), so werden diese abgeschöpft und sozialisiert (senken die EEG-Umlage), liegen die Erlöse aus dem Strommarkt unterhalb des bezuschlagten Gebotspreises, werden sie im Gegenzug aufgefüllt (d.h. ebenfalls in das EEG-Konto gewälzt). Dies schafft eine hohe Verlässlichkeit und Kalkulierbarkeit zukünftiger Erlösströme für die Marktakteure (Projektentwickler, Investoren, Banken und Betreiber).

Die Abrechnung der symmetrischen Marktprämie kann monatlich oder jährlich erfolgen

Bei der Ausgestaltung der symmetrischen Marktprämie muss der Abrechnungszeitraum festgesetzt werden, für den die Auszahlungen oder Rückzahlungen berechnet werden; es muss definiert sein, mit welchem Referenzmarktwert die Verrechnung erfolgt. Hierfür bietet sich eine Abrechnung mit dem Monats-Referenzmarktwert oder mit dem erzeugungsgewichteten Jahres-Referenzmarktwert an.

Die Berechnung der symmetrischen Marktprämie auf Basis des marktweiten Referenzmarktwertes für das gesamte Offshore-Portfolio und dessen Berechnung über längere Zeiträume (nicht stündlich, sondern pro Monat oder sogar pro Jahr) führt darüber hinaus zu klaren Anreizen für eine Optimierung der Investition und des Anlageneinsatzes, um eine möglichst positive Marktwertdifferenz des Windparks zum Referenz-Portfolio zu erlangen. Investitionen werden unter diesem Regime beispielsweise in Bezug auf die verwendeten Anlagentechnologien und Nabenhöhen für eine Maximierung des Ertrages und Erlöses optimiert. Im Anlageneinsatz erfolgt eine Optimierung an den kurzfristigen Preissignalen der Spotmärkte. Dies stellt den wesentlichen Unterschied des hier bewerteten Fördermodells der symmetrischen Marktprämie im Vergleich zu einem zeitlich hochaufgelösten (z. B. stündlichen) Differenzkontrakt dar und bedingt die gute Investitions- und Einsatz-Effizienz des Modells (BDEW 2019).

Neben den beschriebenen Effizienzanreizen über die Marktwertdifferenz, ergibt sich noch die Frage nach dem Abrechnungsaufwand der symmetrischen Marktprämie. Dabei hat eine jährliche Abrechnung den Vorteil, dass der Abrechnungsaufwand gering gehalten wird, jedoch dürfte auch die Verrechnung auf Monatsbasis im Vergleich zum Status Quo keinen wirklich erhöhten Aufwand verursachen, denn auch das heutige EEG-Marktprämienmodell wird auf Monatsbasis verrechnet.

Zwischenfazit

- Für die Weiterentwicklung der Offshore-Ausschreibungen werden im Kern zwei Modelle diskutiert: die asymmetrische Marktprämie mit zweiter Gebotskomponente und das Modell einer symmetrischen Marktprämie.
- Bei der asymmetrischen Marktprämie werden Zusatzerlöse über dem anzulegenden Wert nicht abgeschöpft, es können daher Null-Cent-Gebote auftreten. Der Erlösstrom aus der asymmetrischen Marktprämie ist in diesem Fall besonders stark abhängig von zukünftigen Strommarktentwicklungen.
- Die Abstufung zwischen den Geboten soll im Rahmen der asymmetrischen Marktprämie mit Null-Cent-Geboten eine zweite Gebotskomponente (Zahlung an den Netzbetreiber) regeln. Diese soll ebenfalls im Rahmen einer Auktion festgelegt werden.
- Bei der symmetrischen Marktprämie erfolgt eine systematische Abschöpfung jeglicher Erlöse oberhalb des anzulegenden Werts („Gebotswert“), Null-Cent-Gebote treten somit nicht auf. Die Gebote können daher gereiht bezuschlagt werden.⁴ Erlösdifferenzen zwischen anzulegendem Wert und Referenzmarktwert werden gleitend aufgefüllt. Dies führt zu langfristig stabilen und wenig risikobehafteten Erlösströmen für die Betreiber.
- Die Berechnung der symmetrischen Marktprämie basiert auf einem Referenzmarktwert des Offshore-Portfolios und kann entweder auf monatlicher oder jährlicher Ebene erfolgen, dadurch wird die Investitions- und Einsatzeffizienz gewährleistet.

⁴ Dadurch, dass im Rahmen der symmetrischen Marktprämie mit Vollkosten (d.h. ohne Abzug möglicher zukünftiger Strommarkterlöse) geboten wird, ist es nicht möglich, dass Null-Cent-Gebote eintreten, wodurch eine zweite Gebotskomponente obsolet ist.

6 Beispielberechnungen in drei Erlösszenarien

Berechnung von drei Strommarkt-szenarien mit unterschiedlichen Marktwert-entwicklungen

Im Rahmen dieser Studie wurden drei Strommarktszenarien mit dem enervis-Strommarktmodell berechnet. Dies ist ein fundamentales Modell, das die europäischen Strommärkte mit ihren Netzkuppelstellen detailliert abbildet. Die drei verwendeten energiewirtschaftlichen Szenarien unterscheiden sich dabei insbesondere in Bezug auf die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen, Stromnachfrage und resultieren in unterschiedlichen Marktwerten für Offshore-Wind. Sie zeigen somit einen möglichen Korridor der Entwicklung von Strompreisen und der damit einhergehenden Offshore-Marktwerte auf. Die Verwendung von Szenarien berücksichtigt eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen und somit erlaubt damit, resultierende Effekte aus Sicht der Marktakteure und der Verbraucher entlang der beiden verglichenen Fördermodelle zu analysieren.

Für die drei Szenarien wurden die nachfolgend dokumentierten energiewirtschaftliche Prämissen unterstellt.

	Best guess	low	high
Brennstoff- und CO ₂ -Preise	Durch-Futures-Werte / 2030-2040 IEA WEO 2019 "Stated policies scenario".	5%-Quantil der Futures-Notierungen / Extrapolation der zukünftigen Notierungen im Jahr 2023	95%-Quantil Futures-Notierungen / longterm IEA WEO 2019 "Sustainable development scenario".
Kohlebefeuerte Kapazitäten	Nationaler Kohleausstieg bis 2038 (laut "Kohle-Kommission") / Inbetriebnahme von Datteln 4 im Jahr 2020		Ausstieg aus der Kohleförderung 2035
Nukleare Kapazitäten	Ausstieg bis 2022		
Einsatz von erneuerbaren Energien	Aktuelle Projektpipeline und mittelfristiger Ausbau auf der Grundlage der im Klimapaket angekündigten Ziele Modellgestützte wirtschaftliche Inbetriebnahme von PV und Onshore-Wind nach Kostenannahmen möglich		
Stromnachfrage	Langfristiger Anstieg des Strombedarfs durch E-Mobilität und Elektrifizierung von Wärme	Höhere Nachfrage durch höhere Elektrifizierung	
DSM & Speicher	Best Guess-Annahmen für zukünftige DSM- und Speicherkapazitäten		

Abbildung 3: Übersicht der energiewirtschaftlichen Prämissen für die Beispielszenarien

Diese Prämissen führen zu drei unterschiedlichen Szenarien, aus denen die folgenden drei Marktwertverläufe für Offshore-Wind in Deutschland resultieren.

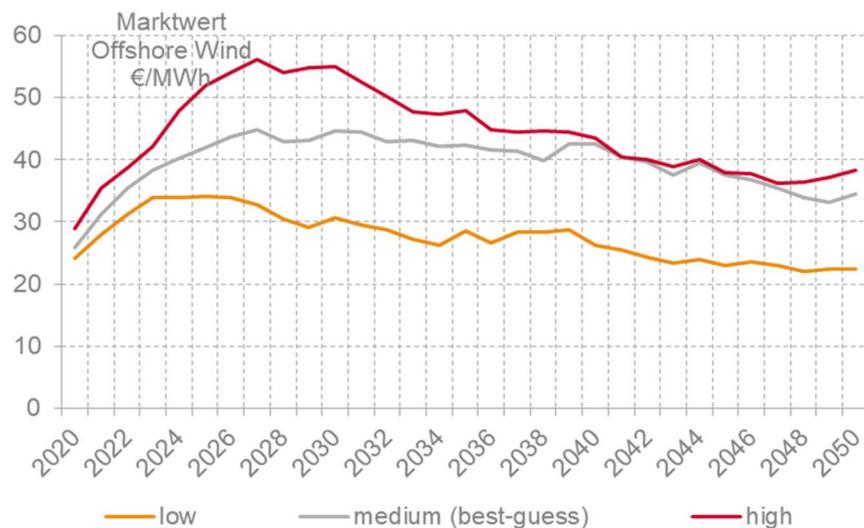


Abbildung 4: Offshore-Marktwerte in den Beispielszenarien (alle Werte real €₂₀₂₀)

Entwicklungspfade der Offshore-Marktwerte sind in den Szenarien deutlich unterschiedlich

In den dargestellten Szenarien ist zu erkennen, dass eine Bandbreite der möglichen Entwicklung zukünftiger Marktwerte auftritt – alle drei Szenarien stellen dabei beispielhaft mögliche Entwicklungspfade dar. Die Szenarien high und low sind dabei keineswegs als Maximal- und Minimalentwicklungen zu verstehen, die nicht unter- oder überschritten werden können, sondern stellen energiewirtschaftlich plausible und realistische Pfade dar. Darüber hinaus können auch andere Entwicklungen auftreten. In allen drei Szenarien steigen die Offshore-Marktwerte bis 2028 real an, danach beginnt eine kontinuierliche Absenkung der Marktwerte – je nach Szenario von unterschiedlich hohen Aufsatzen.

Die absolute Höhe der Marktwerte in den Szenarien resultiert aus den dazugehörigen Strompreisen, die von unterschiedlichen hohen Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Nachfrageentwicklungen beeinflusst werden und sich längerfristig dann seitwärts bewegen oder tendenziell wieder absinken. Ein Grund für den langfristigen absoluten Rückgang der Offshore-Marktwerte ist die Gleichzeitigkeit bei der Erzeugung erneuerbarer Energien, die zu einer „Kannibalisierung“ führt: je mehr Strom aus erneuerbarer Erzeugung in einer bestimmten Stunde in den Strommarkt drängt, desto niedriger wird der resultierende Strompreis im Rahmen der Merit-Order-Kurve. Bei Offshore-Wind ergeben sich insbesondere dann preisrelevante Gleichzeitigkeitseffekte, wenn der Zubau an Offshore-Wind Leistung weiter voranschreitet. Die Abschätzung der zukünftig erwarteten Kannibalisierung ist somit risikobehaftet und stellt ein strukturelles Erlösrisiko, je nach Fördermodell aber auch eine Chance auf Zusatzlöse für Offshore-Projekte dar. Fraglich ist dabei, ob es zielführend ist, den Betreibern solche strukturellen Risiken zuzuordnen – siehe hierzu Diskussion im Abschnitt 9.

Die dargestellten Szenarien dienen im Rahmen dieser Studie der Analyse der beiden unterschiedlichen Fördermodelle im Hinblick auf die Entscheidungen der Marktakteure, die damit verknüpften Realisierungswahrscheinlichkeiten sowie die Systemkosten und die Verbraucherbelastung. Hierfür wurde im Nachgang eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für einen fiktiven Offshore-Windpark in der Nordsee unter den beiden untersuchten Fördermodellen mit Inbetriebnahme im Jahr 2026 und einer Betriebsdauer von 25 Jahren durchgeführt. Die Betriebsjahre 1 - 20 werden dabei annahmegemäß durch das jeweils unterstellte Fördersystem abgedeckt, die Betriebsjahre 21 - 25 stellen den Weiterbetrieb dar, der in beiden Fördermodellen erlösseitig alleine über den Strommarkt gedeckt wird.

Ziel der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist ein Vergleich der erzielbaren Renditen in beiden Modellen

Ziel der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist ein Vergleich der jeweiligen erzielbaren Renditen in den Beispielszenarien unter den jeweiligen Fördermodellen. Ausgangspunkt für die Bewertung des Beispielswindparks ist die Erlöserwartung im medium (best-guess) Szenario. Für die Ermittlung der abgeleiteten Gebotswerte unter der asymmetrischen bzw. symmetrischen Marktprämie wird ausgehend von branchentypischen Kapitalkosten eine beispielhafte nominale Zielrendite vor Steuern auf das Eigenkapital von 11 % unterstellt. Da in dieser Berechnung insbesondere der Effekt auf die Realisierungswahrscheinlichkeit herausgearbeitet werden soll, wird auf eine Variation des Fremdkapitalzinssatzes zwischen den beiden Fördermodellen, wie in Kapitel 8 und in der darauffolgenden Berechnung diskutiert, vorerst verzichtet.

Das fiktive Projekt lässt sich im Rahmen der asymmetrischen Marktprämie bei Realisierung der Erlöse des medium Szenarios (ohne Risikoabschläge) über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren mit einem Gebot von 0 ct/kWh realisieren. In diesem Modell würde somit die zweite Gebotskomponente zum Tragen kommen.

Die Höhe der zweiten Gebotskomponente würde sich in der Beispielkalkulation aus der Differenz zwischen der im Beispielszenario erzielbaren Rendite und der Zielrendite von 11 % ergeben (siehe Kapitel 7). Der Renditeanteil (Reduktion der Rendite im Beispielszenario bis zur Zielrendite), der durch die Zahlung der zweiten Gebotskomponente an den Netzbetreiber gezahlt wird, ist in der nachfolgenden Grafik als grau gestreifter Balken dargestellt. Die zweite Gebotskomponente beläuft sich in diesem Beispiel im medium Szenario auf 150 €/kW.

Im zweiten betrachteten Modell, der symmetrischen Marktprämie, ist für die Erreichung der gleichen beispielhaften Zielrendite von 11 % im medium Szenario ein Gebotspreis über 20 Jahre von rund 50 €/MWh notwendig. Das Gebot erfolgt hier aufgrund der Abschöpfung jeglicher Zusatzerlöse auf Vollkostenbasis und spiegelt daher den notwendigen Erlös zur Deckung der Stromgestehungskosten und der Zielrendite der fiktiven Windpark-Investition wider. Erlöse oberhalb dieses Wertes fließen an den Netzbetreiber zurück, da es sich dem Wesen nach um einen Differenzkontrakt handelt.

Liegen Markterlöse darunter, so werden sie durch die Marktprämie bis zum Gebotswert aufgefüllt. Der daraus resultierende Verlauf für einen beispielhaften Gebotspreis im medium Szenario ist in der Darstellung der symmetrischen Marktprämie in Kapitel 6 dargestellt.

Die Rendite für beide Fördermodelle ist unter Erwartung des medium Szenarios für beide Modelle erst einmal gleich

Die Rendite im dargestellten Beispiel ist somit für beide Fördermodelle unter der Erwartung des mittleren Strommarktszenarios erst einmal identisch. Verändert sich jedoch die Strompreisentwicklung und damit die Erlöse des Beispielwindparks, bzw. die Erwartung des Investors dazu (Abweichung vom medium Szenario in Richtung des high oder low Szenarios), so hat diese Veränderung der Markt- und Erlöserwartung in den betrachteten Fördermodellen fundamental unterschiedliche Konsequenzen.

Eine Veränderung der Strompreis-erwartung (low/high) hat unter der symmetrischen Marktprämie wenig, unter der asymmetrische Marktprämie starke Auswirkungen in beide Richtungen.

Während die Rendite der beispielhaften Investition unter der symmetrischen Marktprämie bei Veränderung des medium zum high Szenario nahezu keine Verbesserung erfährt, da alle Zusatzerlöse aus den dann höheren Marktwerten abgeschöpft werden, steigt die Rendite unter der asymmetrischen Marktprämie mit nicht abgeschöpften Mehrerlösen stark an. Im low Szenario sinkt die Rendite unter der symmetrischen Marktprämie zwar leicht (dies liegt am Einfluss der in diesem Szenario dann ebenfalls niedrigeren Erlöse in den Weiterbetriebsjahren 21 bis 25), sie ist jedoch weitgehend stabil.

Im Modell der asymmetrischen Marktprämie wird die aus dem medium Szenario hergeleitete Rendite hingegen bei Eintritt des low Szenarios negativ, da aufgrund des unterstellten Null-Cent-Gebotes trotz der dann viel geringer ausfallenden Erlöse aus dem Strommarkt keine Förderung ausgezahlt wird (anzulegender Wert = 0).

Das bedeutet im Umkehrschluss: unter der asymmetrischen Marktprämie würde das Beispielprojekt mit Null-Cent-Gebot bei Eintritt einer niedrigeren Strompreisentwicklung und der daraus resultierenden niedrigen Offshore-Marktwerte die Zielrendite deutlich verfehlen und aus Investorensicht dauerhaft Defizite erwirtschaften; es könnten nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Die Konsequenz dieser Entwicklung wäre somit entweder ein Rücktritt des Investors vom Zuschlag und die Zahlung der Pönale (Sicherheit), sofern die begründete Erwartung einer Renditeverfehlung bzw. Unwirtschaftlichkeit bereits vor Realisierung besteht, oder sogar eine frühzeitige Stilllegung der Anlagen in der Betriebsphase, wenn selbst die operativen Kosten dauerhaft nicht gedeckt werden. Somit besteht unter der asymmetrischen Marktprämie bereits dann ein Nichtrealisierungsrisiko, wenn absehbar ist, dass die Zielrendite voraussichtlich nicht erreicht werden kann.

Eine gegenüber der Zielrendite reduzierte Verzinsung stellt unter der asymmetrischen Marktprämie die Realisierung des Projekts in Frage

Nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der zuvor dargelegten illustrativen Renditeberechnungen im Vergleich der beiden Fördermodelle und der drei Beispielszenarien. Die grau gestreiften Balken stellen dabei den rechnerischen Abschlag für die zweite Gebotskomponente im Modell der asymmetrischen Marktprämie dar.

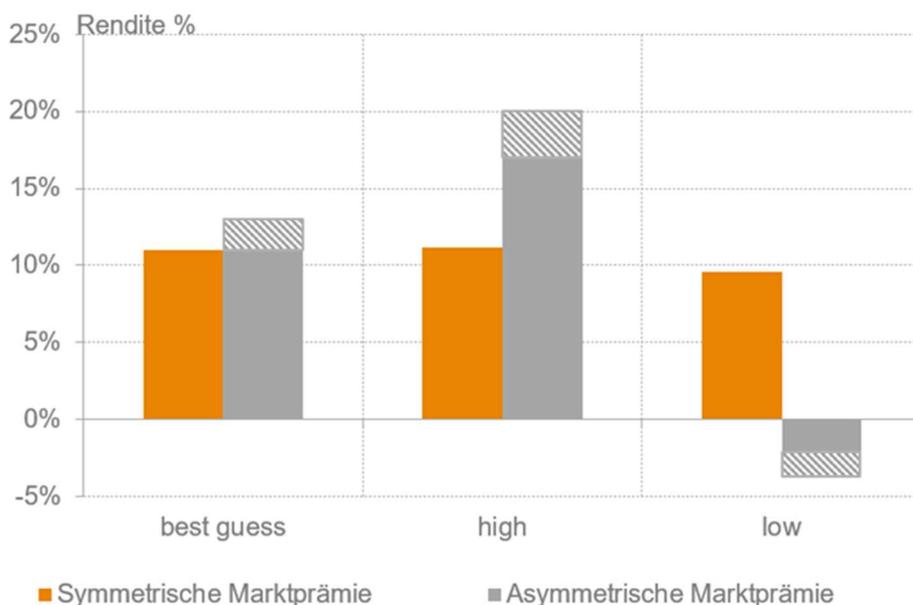


Abbildung 5: Renditevergleich für die Beispielszenarien bei gleicher Zielrendite

Zur Vermeidung einer verschlechterten Zielrendite müssen bei der asymmetrischen Marktprämie Risikoprämien eingepreist werden.

Die bisher dargestellte Betrachtung geht vereinfachend davon aus, dass Investoren in beiden Fördermodellen identische Zielrenditen verwenden. Wie in Kapitel 8 erläutert, muss jedoch in der Realität davon ausgegangen werden, dass sich Strommarkt- und Erlösriskien, die im Rahmen der asymmetrischen Marktprämie von den Investoren zu tragen sind, auf die Höhe der Zielrendite und damit auf die Kapitalkosten auswirken, da die Kapitalgeber Risikoprämien berücksichtigen müssen. Konkret bedeutet dies, dass der Investor auf die angesetzte Zielrendite eine Risikoprämie aufschlägt, um die Erreichung der Zielrendite auch bei ungünstigeren Marktentwicklungen abzusichern, so dass sich beispielsweise auch bei Eintritt des low Szenarios keine negative Rendite ergibt.

Um diesen Effekt auch in der Beispielberechnung abzubilden, wurde eine weitere Berechnung durchgeführt, welche die Wirkung von Risikoprämien in den drei Szenarien bei ansonsten gleichen Annahmen analysiert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in der folgenden Grafik dargestellt.

Risikoprämien steigern den Gebotspreis und führen zu insgesamt höheren Systemkosten der Förderung.

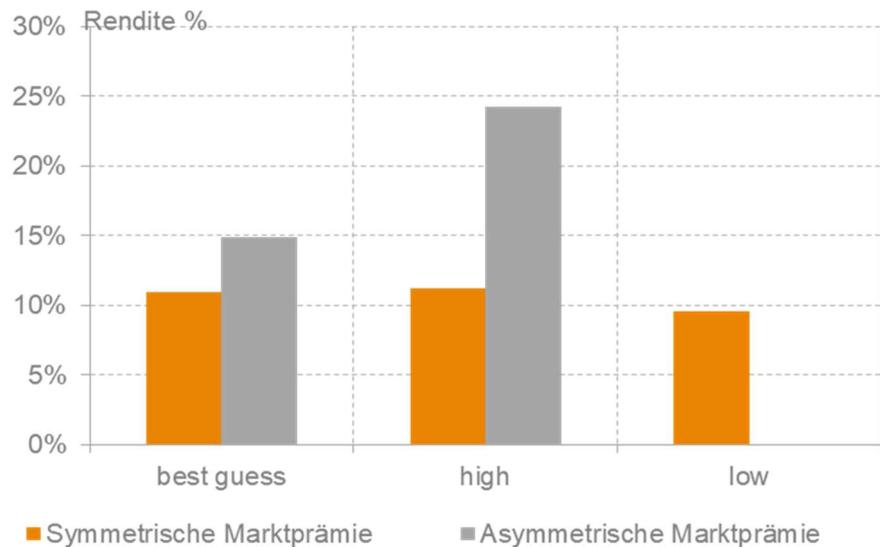


Abbildung 6: Renditevergleich für die Beispielszenarien bei risikoadjustierter Zielrendite

Es ist ersichtlich, dass die angesetzte Zielrendite in der Beispielberechnung durch die Einpreisung von Risikoprämien im medium Szenario wesentlich höher ausfällt als im Modell der symmetrischen Marktprämie, welches keine Risikoprämien erfordert. In der dargestellten Beispielberechnung beträgt der Aufschlag auf die Zielrendite im medium Szenario rund 4 %-Punkte⁵. Die Deckung dieser Risikoaufschläge erfordert ein höheres Gebot in der Ausschreibung und führt somit zu höheren Systemkosten. So ist eine zweite Gebotskomponente an dieser Stelle nicht mehr auszuweisen, da durch die Einpreisung der Risikoprämie kein Null-Cent-Gebot mehr realisiert werden kann. Legen Investoren ihrem Gebot eine besonders optimistische Einschätzung der Strompreisentwicklung zu Grund, so kann es auch unter Annahme von Risikoaufschlägen im Rahmen der asymmetrischen Marktprämie zukünftig zu Null-Cent-Geboten kommen. Gebote, die auf solch einer zu optimistischen Abschätzung abgegeben wurden, führen bei Eintritt weniger optimistischer Erlösentwicklungen dann jedoch zu Projektabbrüchen, niedrigeren Realisierungswahrscheinlichkeiten und bergen damit die Gefahr einer Verfehlung der Offshore-Ausbauziele.

Werden Risikoaufschläge eingepreist und tritt dann eine bessere Erlösentwicklung ein als erwartet, im Beispiel das high Szenario, so fällt auch die Investorenrendite deutlich höher aus, denn die Einpreisung von (nur bei perfekter Vorausschau nicht notwendigen) Risikoprämien hat bei höheren Erlösen einen stark renditesteigernden Effekt (vergleiche Abbildung 6). Tritt hingegen das low Szenario ein, bewahrt die Einrechnung der Risikoprämie in den Gebotswert und die daraus resultierende Marktprämienzahlung im Berechnungsbeispiel den Investor davor, dass die Rendite negativ wird.

⁵ Dies ist eine vereinfachte Annahme zur Darstellung in den Beispielszenarien. Ein Aufschlag von 4 %-Punkten führt in der Beispielberechnung dazu, dass sich unter der asymmetrischen Marktprämie im low Szenario keine negative Zielrendite mehr ergibt, sondern eine von Null. Dies ist aus Investorensicht immer noch ein einschneidender Verlust. Dder Renditeaufschlag kann in der Realität somit höher oder auch geringer ausfallen.

Aber auch bei einer Rendite von Null, wie hier beispielhaft dargestellt, muss die Frage nach der Realisierungswahrscheinlichkeit und dem Effekt auf die Systemkosten gestellt werden – dies vor allem im Vergleich zum Fördermodell der symmetrischen Marktprämie, welches in allen Szenarien einen stabilen Kapitalrückfluss und die Realisierung der Zielrendite ermöglicht und daher keine Einpreisung von Risikoprämien in den Gebotswert erfordert.

Die dargestellten Beispielberechnungen illustrieren somit deutlich die wesentliche Schwäche des Modells der asymmetrischen Marktprämie im Vergleich zur symmetrischen Marktprämie: Risikoprämien führen zu höheren Systemkosten bei dennoch niedrigerer Realisierungswahrscheinlichkeit. Letzteres zeigt sich vor allem dann, wenn sich die einem Gebot zugrunde gelegten Erlösannahmen als zu optimistisch herausstellen. Die Konsequenz einer solchen zu optimistischen Erlösprognose zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe und einer Korrektur dieser Annahme nach unten im Nachgang, birgt im System der asymmetrischen Marktprämie die Gefahr der Unwirtschaftlichkeit von Projekten und befördert damit deren Nichtrealisierung.

Unerwartete
Veränderung der
Erlöse können unter
der asymmetrischen
Marktprämie zur
Unwirtschaftlichkeit
und daher der
Nichtrealisierung
des Zuschlags
führen

Aufgrund der Größe der deutschen Offshore-Projekte von vielen 100 Megawatt würde bereits die Nichtrealisierung eines einzigen Projektes eine deutliche Reduzierung der Realisierungsquote bewirken, was im Endeffekt die Offshore-Ausbauziele der Bundesregierung gefährden würden. Beispielhaft hierfür wäre ein Projekt, welches in 2021 unter der asymmetrischen Marktprämie einen Zuschlag für ein Null-Cent-Gebot inklusive Zahlung einer zweiten Gebotskomponente bekommen hat. Angenommen die Wirtschaftlichkeitsberechnung für dieses Projekt erfolgte auf Basis des beispielhaft dargestellten medium Szenarios und einige Monate nach Zuschlagserteilung zeichnet sich nun ab, dass die Entwicklung des Strommarkts aufgrund externer Faktoren (wie beispielsweise die Corona-Krise mit deutlich sinkenden Marktwerten) pessimistischer eingeschätzt werden muss.

Unter dieser angepassten Erlöserwartung würde der Windpark nun nur noch eine deutlich niedrigere als die erwartete Rendite erzielen. Es würden nun klare wirtschaftliche Anreize existieren, das Projekt spätestens zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung abzubrechen, wenn sich die Zahlung der entsprechenden Pönale (gegebenenfalls inklusive der zweiten Gebotskomponente) als der wirtschaftlich geringere Schaden darstellt. Da der Bieter gemäß den Fristen des WindSeeG für die finale Investitionsentscheidung bis zu 3 Jahre Zeit hat, besteht ein beträchtliches Zeitfenster, in denen solche negativen Entwicklungen eintreten können und dann zur Nichtrealisierung eines bereits bezuschlagten und damit im Offshore-Ausbaupfad (und in der Netzanschlussplanung) fest eingeplanten Projektes führen können.

Im Wettbewerb um internationale Investoren sollten für den deutschen Offshoremarkt attraktive Bedingungen geschaffen werden

Das Fördermodell der symmetrischen Marktprämie unterbricht hingegen die direkte Abhängigkeit der Realisierungswahrscheinlichkeit einzelner Projekte und der Realisierungsquote insgesamt von zukünftigen (unsicheren) Strommarktentwicklungen. Die Beispielberechnungen zeigen, dass die symmetrische Marktprämie entsprechende (Rendite-)Schwankungen stark dämpft. Mehrerlöse bei vorteilhafter Erlösentwicklung werden abgeschöpft, während die Projekte bei verschlechterter Erlöslage zumindest die für den wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Erlöse abgesichert haben.

Durch diesen Effekt dürften die Realisierungswahrscheinlichkeiten deutlich höher sein und die Zielerreichung insgesamt verlässlicher. Zusätzlich stellt sich das Modell der symmetrischen Marktprämie für Investoren wesentlich attraktiver dar. Insbesondere im globalen Wettbewerb um Kapital für den Offshore-Ausbau ergäbe sich durch das System der asymmetrischen Marktprämie ggfs. ein Defizit im Vergleich zu einem Großteil anderer Staaten, die Modelle anwenden, die sich im Wesentlichen am Konzept der symmetrischen Marktprämie anlehnen und somit weniger Erlösrisiken beinhalten. Dies könnte in der Konsequenz dazu führen, dass im deutschen Ausschreibungssystem längerfristig mit weniger Wettbewerb, daraus resultierend höheren Kosten und weniger Innovation zu rechnen wäre. Im schlimmsten Fall würde somit die Möglichkeit eines Rückzugs von Bietern von den Ausschreibungen bestehen, der zu einer Unterdeckung führen würde. Im zentralen Modell würden dann bestimmte Potenzialflächen gar nicht entwickelt und die Ausbauziele verfehlt werden.

Zwischenfazit

- Während die Projektrealisierung unter der symmetrischen Marktprämie von strompreisbedingten Erlösschwankungen wenig betroffen ist, schlagen Änderungen der Marktwertenerwartungen bei der asymmetrischen Marktprämie direkt auf die Projektrendite durch.
- Die asymmetrische Marktprämie führt bei gegenüber dem medium Szenario steigenden Marktwerten zu deutlich höheren Renditen, die nicht abgeschöpft werden und höhere Systemkosten bedingen, während bei sinkenden Marktwerten die Gefahr besteht, dass Zielrenditen nicht erreicht werden und somit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte sinkt, da Investoren Zuschläge unter Zahlung der initial geleisteten Pönalen lieber verfallen lassen, als langfristig ein Projekt mit Minderrenditen oder sogar negativen Deckungsbeiträgen zu realisieren.
- Um Verfehlungen der Zielrendite im beispielhaft dargestellten low Szenario zu vermeiden, würden Investoren Risikoprämien einpreisen, welche wiederum zu höheren erwarteten Förderkosten als unter der symmetrischen Marktprämie führen.

7 Einfluss von EE-Fördermechanismen auf Risikoprämien

Kapitalkosten
werden durch eine
Erlösabsicherung
reduziert

Investitionen mit einem hohen Anteil an risikobehafteten (unsicheren) Einnahmen führen zu einem größeren Bedarf an Sicherheiten, höheren Eigenkapitalquoten und Risikoaufschlägen auf das Eigen- und Fremdkapital. Aufgrund der kapitalintensiven Natur von Offshore-Windprojekten haben die Finanzierungsbedingungen hier einen besonders hohen Einfluss auf die Stromgestehungskosten (Prognos 2018). Aus diesem Grund ist es zentral zu diskutieren, wie sich ein gewähltes Offshore-Fördersystem auf die Risikoverteilung für diese Investitionen auswirkt – denn dies hat einen direkten Effekt auf die Kosten, mit denen der Offshore-Ausbau realisiert und den Umfang, in dem die Ausbauziele erreicht werden können.

Es besteht ein hohes Maß an Einigkeit in der gesichteten Literatur, dass die Förderung von erneuerbaren Energien über das System einer symmetrischen Marktprämie das strompreisbedingte Erlösrisiko deutlich mindert. Durch die weitgehende Herausnahme des Erlösschwankungsrisikos wird ein sehr gut planbarer Kapitalrückfluss geschaffen, wie beispielsweise AFRY (2020), ARUP (2018), DIW (2018) und Peluchon (2019) argumentieren.

Aufgrund des stark gedämpften Erlösrisikos können insbesondere kapitalintensive Investitionen zu besseren Konditionen finanziert werden, wodurch der Mischzins aus Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalzins (Weighted Average Cost of Capital, WACC) im Vergleich zu risikointensiveren Fördermodellen niedriger liegt. So führt eine Reduktion der Finanzierungskosten direkt zu geringeren Stromgestehungskosten und damit zu niedrigen Subventionskosten (Peluchon 2019). Dies gilt insbesondere für kapitalintensive Technologien wie Offshore-Wind.

Der Einfluss von Risiko- und Kapitalkosten lässt sich an folgendem Beispiel illustrieren: die Senkung des WACC um einen Prozentpunkt führt bei einem 500 MW Offshore-Windprojekt zu einer Senkung der Stromgestehungskosten um 8% (Stand 2012, PwC 2012). Für die Inbetriebnahmejahre zwischen 2026 und 2030 ist für Offshore-Windprojekte in Deutschland nach aktuellen Kalkulationen von enervis bei einer WACC-Senkung um zwei Prozentpunkte eine Reduzierung der Offshore-Stromgestehungskosten von ca. 12 % möglich. Dies verdeutlicht nachfolgende Grafik.

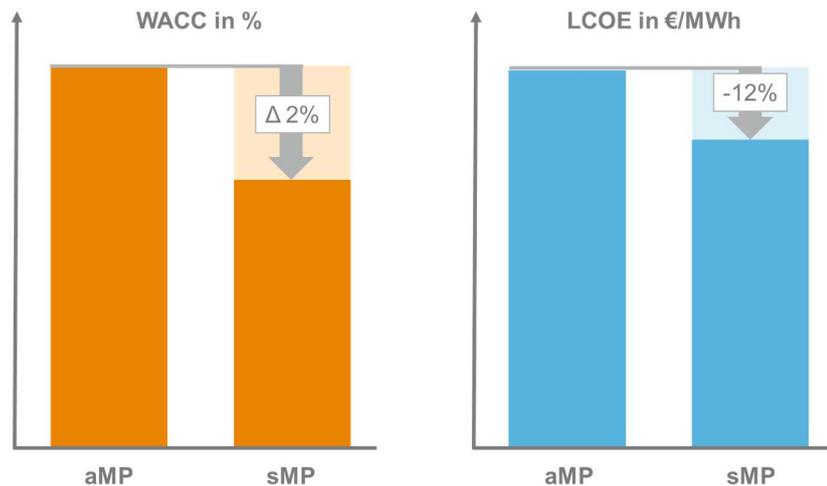


Abbildung 7: WACC-Effekt auf Stromgestehungskosten (LCOE)

Die analysierten Quellen legen eine Reduzierung des WACC durch eine symmetrische gegenüber einer asymmetrischen Marktprämie um bis zu 3 %-Punkte nahe.

Für die Quantifizierung des Effekts von Fördermodellen, die ein hohes Maß an Risikoabsicherung bieten, auf die Finanzierungskosten finden sich folgende Literaturangaben: Fraunhofer ISE (2018) beziffert den nominalen WACC für Offshore-Windprojekte in Deutschland auf 4,8 % (real). Nach Prognos (2018) wird ein WACC für Offshore-Windprojekte im Jahr 2025 von 4,4 % bis 5,8 % (real) angesetzt. Im niedrigsten Fall wird dabei eine EK-Rendite von 11 % real vor Steuern unterstellt (vergleiche hierzu die Beispielberechnungen in Kapitel 6). In beiden Quellen wird dabei impliziert von einer gleitenden Marktprämie, die ein gewisses Maß an Absicherung erlaubt, ausgegangen. Für förderfreie Offshore-Windprojekte (in den Niederlanden) geht AFRY (2020) von einem WACC (real vor Steuern) zwischen 7 % und 10 % aus.

Gegenüber einem förderfreien Marktumfeld kann der WACC von Onshore-Windprojekten durch die Einführung einer symmetrischen Marktprämie nach ARUP (2018) um 1,4 bis 3,2 Prozentpunkte gesenkt werden. Auch gegenüber einer fixen Marktprämie, die ein höheres Maß an Erlörisiko beim Anlagenbetreiber belässt, fällt nach Cambridge (2011) der WACC von Offshore-Windprojekten mit einem Differenzkontrakt (Risikoverteilung analog zur symmetrischen Marktprämie) um 0,6 bis 0,8 Prozentpunkte niedriger aus.

Die analysierten Quellen legen somit alle eine Reduzierung des WACC durch eine symmetrische Marktprämie anstelle von Fördermodellen, die ein Großteil der Strommarktrisiken beim Investor belassen, nahe. Der Umfang wird auf bis zu drei Prozentpunkte beziffert und dürfte umso höher ausfallen, je länger der Zeitraum der Absicherung ist. Somit lässt sich festhalten, dass die symmetrische Marktprämie ein geeignetes Instrument darstellt, um die Systemkosten gering zu halten, indem Risikoaufschläge und Kapitalkosten minimiert werden. Dies ermöglicht die kosteneffiziente und treffsichere Erreichung von Offshore-Ausbauzielen.

Durch Absenkung der Kapitalkosten führt zu Systemkostensparnis von 4,3 bis 8,4 Mrd. €

Für den weiteren Offshore-Wind-Zubau bis 2030 lässt sich der zu erwartende Effekt, welcher aus niedrigeren Kapitalkosten durch eine symmetrische Marktprämie für die Systemkosten und damit die letztlich resultierende Belastung der privaten, gewerblichen und industriellen Stromverbraucher resultiert, auf Basis der aus der Literatur entnommenen Werte beispielhaft berechnen. Dafür wird die zusätzliche Stromerzeugung aus dem neuen Ausschreibungsmechanismus von Offshore-Windkraftanlagen, welche zwischen 2026 und 2030 in Betrieb gehen werden (ca. 37 TWh), mit der Differenz der Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen WACC-Höhen multipliziert (Differenzbetrachtung).

Bei einer WACC-Reduzierung um zwei Prozentpunkte, welche aus der Literatur als realistischer Effekt einer Erlösabsicherung im Modell der symmetrischen Marktprämie angesehen werden kann, ergibt sich gegenüber einem Modell mit höheren Marktrisiken (beispielsweise der asymmetrischen Marktprämie) ein Systemkostensparnis von rund 279 Mio. Euro pro Jahr. Unterstellt man als konservativere Annahme im WACC-Korridor der gesichteten Literatur, dass die symmetrische Marktprämie den Mischzins nur um einen Prozentpunkt senkt, ergäbe sich immer noch ein Systemkostensparnis von rund 143 Mio. Euro pro Jahr (nominal im Jahr 2030). Über eine 30-jährige Betriebsdauer der neuen Offshore-Windparks, die im Zeitraum bis 2030 in Betrieb gehen, entspricht dies 4,3 bis 8,4 Mrd. Euro an Systemkostensparnis.

Zwischenfazit

- Die Einführung einer symmetrischen Marktprämie hat belegbare Vorteile bei den Kapitalkosten (WACC), welche durch das höhere Maß an Erlössicherheit reduziert werden.
- Die analysierten Literaturquellen legen eine Reduzierung des anzusetzenden WACC durch eine symmetrische Marktprämie um bis zu drei Prozentpunkte gegenüber einem Fördersystem mit umfangreicheren Marktpreis- und Erlösrisiken nahe.
- Ein niedrigerer Mischzins senkt die Stromgestehungskosten und damit die Systemkosten für den Offshore-Wind Zubau bis 2030 um 143 bis 279 Mio. Euro pro Jahr.
- Über eine 30-jährige Betriebsdauer der neuen Offshore-Windparks, die im Zeitraum bis 2030 in Betrieb gehen, entspricht dies 4,3 bis 8,4 Mrd. Euro an Systemkostensparnis.

8 Vergleichende Bewertung von zwei Markdesignoptionen

In diesem Abschnitt der Studie erfolgt eine Herleitung und Beschreibung von fünf Bewertungskriterien und eine Einordnung der beiden untersuchten Fördermodelle in Bezug auf diese Bewertungskriterien. Aufgrund besserer Lesbarkeit wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Erläuterung der jeweils drei Bewertungsdimensionen für die Kriterien verzichtet, diese findet sich im Anhang der Studie.

Für die vergleichende Bewertung der beiden untersuchten Fördermodelle asymmetrische und symmetrische Marktprämie werden in dieser Studie die folgenden fünf Bewertungskriterien definiert:

1. Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ausbauziele
2. Investitions-Effizienz
3. Einsatz-Effizienz
4. Regulatorische Komplexität & Transaktionskosten
5. Produktive Risikoallokation

Das Kriterium der produktiven Risikoallokation ist dabei das Fokuskriterium. Es wird im Detail diskutiert (Kapitel 5), da es einen zentralen Einfluss auf die Investitionseffizienz und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Windprojekten als auch die dafür anfallenden Systemkosten hat.

Nachfolgende Abbildung fasst die verwendeten Bewertungskriterien und die zugehörigen Bewertungsdimensionen (1 bis 3 Punkte) zusammen.

Die vergleichende Bewertung verwendet pro Kriterium drei Bewertungsdimensionen

Kriterien	Bewertungsdimensionen		
	gering 1	mittel 2	hoch 3
1) Effektivität in der Zielerreichung	Zielerreichung stark von nicht durch Investoren / Betreiber zu beeinflussenden globalen Risiken (v.a. Strompreisentwicklung) abhängig	Zielerreichung neben projekt-spezifischen Risiken anteilig auch von globalen Risiken (v.a. Strompreisentwicklung) abhängig	Zielerreichung Offshore-Ausbau unabhängig von exogenen Risiken, (v.a. Strompreisentwicklung), abhängig alleine von sonstigen (z.B. technischen) Projektrisiken
2) Investitions-Effizienz	Es bestehen Fehlanreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren	Nur bedingte (ggf. verzerrte) Anreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren	Klare Anreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren
3) Einsatz-Effizienz	Es bestehen Fehlanreize, Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen	Nur bedingte (ggf. verzerrte) Anreize, Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen	Klare Anreize, Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen
4) Regulatorische Komplexität & Transaktionskosten	Hohe regulatorische Komplexität, hohe Transaktionskosten für die Marktakteure	Regulatorische Komplexität, oder Transaktionskosten für die Marktakteure sind erhöht	Geringe regulatorische Komplexität, geringe Transaktionskosten für die Marktakteure
5) Produktive Risikoallokation	Allokation des Risikos verursacht Risikoprämien ohne positive Anreizeffekte auszulösen („=unproduktives Risiko“)	Risiko wird weitgehend sozialisiert, also nicht bei Marktakteuren allokiert (neutral)	Allokation des Risikos verursacht überwiegend positive Anreizeffekte („=produktives Risiko“)

Abbildung 8: Liste der Kriterien und Bewertungsdimensionen

Die Herleitung der Kriterien und die zugehörige Bewertung der zwei verglichenen Fördermodelle werden nachfolgend dargestellt und begründet. Ergänzende Informationen finden sich im Anhang.

Kriterium 1 bewertet die Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ziele

Das **Kriterium der Effektivität** bewertet, wie treffsicher ein Fördermodell die gesetzten Offshore-Ausbauziele realisieren kann. Dies ist zentral, da es sich beim Ausbau der Offshore-Windenergie um ein exogen gesetztes energiepolitisches Ziel handelt, welches zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands eine zentrale Bedeutung hat. Die aktuellen Entwicklungen zum Ausbau insbesondere der Onshore-Windkraft (Erhöhung des Ausbauziels von 15 auf 20 GW in 2030) zeigen die hohe Relevanz der Offshore-Windenergie für die Erreichung der Gesamtausbauziele (u.a. des 65%- Ziels bis 2030). Daher spielen die Sicherheit und Planbarkeit, mit der dieses Ziel durch die zu bewertenden Fördermodelle erreicht werden kann, eine wichtige Rolle. Vor diesem Hintergrund ist vor allem der Einfluss des Fördermodells auf die Realisierungswahrscheinlichkeit zu bewerten. Sie beschreibt, wie wahrscheinlich es ist, dass ein Projekt nach Bezuschlagung in einer Ausschreibung über die Schritte der erfolgreichen Finanzierung und Investitionsentscheidung auch realisiert wird.

Die asymmetrische Marktprämie zeigt Defizite bei der Effektivität der Zielerreichung durch das erhöhte Risiko der Nichtrealisierung

Die Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ausbauziele wird für die asymmetrische Marktprämie mit 2 Punkten bewertet. Grund für diese Bewertung ist, dass in diesem Fördermodell für die übergeordnete Zielerreichung neben projektspezifischen technischen Risiken vor allem auch die unsichere Strompreisentwicklung einen wichtigen Einfluss hat. Die Realisierung bezuschlagter Projekte (und damit die Erreichung der Offshore-Ausbauziele) ist unter der asymmetrischen Marktprämie abhängig von nicht durch die Investoren und Betreiber zu beeinflussenden Risiken. Diese Risiken führen dazu, dass Investoren und Betreiber bei für sie ungünstigen Marktentwicklungen Optionalitäten zur Nichtrealisierung ihrer Projekte nutzen werden, mindestens so lange die finale Investitionsentscheidung nicht gefallen ist. Diese Optionalitäten reduzieren die Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ausbauziele unter diesem Modell. Die im zugehörigen Abschnitt dargestellten Marktwertszenarien illustrieren, dass es zu Situationen kommen kann, in denen starke wirtschaftliche Anreize für Investoren bestehen bereits bezuschlagte Projekte doch nicht zu realisieren. Dies kann auch durch eine mögliche Erhöhung der Pönale (also der Kosten der Nichtrealisierung) nicht vollständig (und vor allem nicht kostenneutral) abgefangen werden.

Die symmetrische Marktprämie ist in Bezug auf die Effektivität optimal, die Ziele werden mit sehr hoher Sicherheit erreicht

Die Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ausbauziele wird für die symmetrische Marktprämie mit 3 Punkten bewertet. Grund für diese Bewertung ist, dass in diesem Fördermodell für die übergeordnete Zielerreichung alleine projektspezifische (z.B. technische) und zumeist beeinflussbare Risiken ausschlaggebend sind.

Die Realisierungswahrscheinlichkeit von einmal bezuschlagten Projekten – und damit die Erreichung der Offshore-Ausbauziele – ist unter der symmetrischen Marktprämie damit als sehr hoch einzustufen, da Investoren und Betreiber die Realisierung des Projektes nicht von unsicheren Marktentwicklungen abhängig machen. Damit erreicht die symmetrische Marktprämie die höchstmögliche Effektivität für die Realisierung der Offshore-Ausbauziele.

Kriterium 2 bewertet die Investitions-effizienz

Die Fähigkeit eines Fördersystems, effiziente Investitionen anzureizen, wird mit dem **Kriterium der Investitions-Effizienz** bewertet. Denn Ziel eines Fördersystems für Offshore-Wind mit exogen gesetztem Ausbauziel muss sein, dieses mit möglichst hoher Kosteneffizienz zu erreichen. Da die Offshore-Windenergie vergleichsweise investitionskostenlastig ist, wird Kosteneffizienz vor allem durch Anreize zur effizienten Dimensionierung der Investitionen erreicht. Die Kosten der Zielerreichung werden dabei im Wesentlichen von der gewählten Technologie (u.a. Gründungstyp, Anlagentyp, Nabenhöhe), der Dimensionierung der Projekte (Parkgröße, Parklayout, Netzanschluss) und der Standortwahl beeinflusst. Da im zentralen Modell die Standorte (und auch die Netzanschlusskapazität) vorgegeben sind, entfällt der letzte Punkt in der Bewertung. Der Einfluss von Kapitalkosten auf Stromgestehungs- und Systemkosten wird in Kapitel 7 separat diskutiert.

Die asymmetrische und die symmetrische Marktprämie reizen grundsätzlich effiziente Investitionen an

In Bezug auf das Kriterium der Investitions-Effizienz gibt es keine ausschlaggebenden Unterschiede zwischen asymmetrischer Marktprämie und symmetrischer Marktprämie.

So kann zwar argumentiert werden, dass unter der asymmetrischen Marktprämie eine zu optimistische Strompreis- und Marktwertenerwartung zu einer weniger effizienten Investitionsdimensionierung führen kann, so dass Offshore-Projekte mit vergleichsweise höheren Kosten geplant werden, jedoch ist dieser Effekt aus heutiger Sicht nicht verlässlich abzuschätzen und wird daher hier nicht als ausschlaggebend für eine nachteilige Bewertung ausgelegt. Beide Fördermodelle werden daher als grundsätzlich optimal (mit 3 Punkten) bewertet, da sie ausreichende Anreize setzen, Offshore-Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren.

Kriterium 3 bewertet die Einsatz-Effizienz

Ziel eines Fördersystems für Offshore-Wind muss es neben der Zielerreichung (Kriterium 1) und der Investitions-Effizienz (Kriterium 2) sein, bei realisierten Offshore-Projekten einen effizienten Anlageneinsatz anzureizen. Dies bewertet das **Kriterium der Einsatz-Effizienz**. Effizient ist der Anlageneinsatz dann, wenn sich die Einsatzentscheidung an den kurzfristigen Preissignalen und Opportunitäten des Stromgroßhandels (im Wesentlichen Day-Ahead und Intra-Day-Spotmärkte) ausrichtet und nicht durch einsatzrelevante Förderbestandteile verzerrt wird.

Die asymmetrische und symmetrische Marktprämie reizen gleichermaßen effizienten Anlageneinsatz an

In Bezug auf das Kriterium der Einsatz-Effizienz gibt es bei entsprechender Ausgestaltung der symmetrischen Marktprämie (im Wesentlichen Sicherstellen des Anreiz für kurzfristig effizienten Anlageneinsatz durch die im Fördermodell vorgesehene Orientierung am Referenzmarktwert und die Verrechnung über längere Zeiteinheiten wie Monat oder Jahr) keine wesentlichen Unterschiede zwischen asymmetrischer Marktprämie und symmetrischer Marktprämie. Beide Fördermodelle werden hier mit 3 Punkten bewertet, da sie klare Anreize setzen, die Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen.⁶ Bei Anwendung beider Modelle sollte somit in gleich hohem Maße die Einsatz-Effizienz gewährleistet sein.

Kriterium 4 bewertet regulatorische Komplexität und Transaktionskosten

Für die Bewertung der zu vergleichenden Fördermodelle sind weiterhin deren Komplexität für den Regulator sowie die damit verbundenen Transaktionskosten für die Marktakteure zu bewerten. Die regulatorische Komplexität bemisst sich (1) an der Anzahl regulatorisch zu bestimmender Parameter für die Implementierung des Fördermodells und (2) dem laufenden Aufwand, beispielsweise zur Abrechnung, für den Regulator. Die allgemeine Komplexität des Modells, aber vor allem die Vorgaben, die das Fördermodell für das Agieren der Marktakteure macht, bestimmen den Aufwand für diese. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein regulatorisch wenig komplexes Modell durchaus mit hoher Komplexität und hohen Transaktionskosten für die Marktakteure einhergehen kann, da es beispielsweise eine laufende Risikobewertung und den Abschluss individueller Absicherungsgeschäfte in der Risikosphäre der Marktakteure erfordert, die aus regulatorischer Sicht nicht ins Gewicht fallen. Transaktionskosten in Fördersystemen haben dabei aber nicht nur eine betriebswirtschaftliche Relevanz, sondern werden am Ende der Wälzungskette auch vom Verbraucher getragen.

Die asymmetrische Marktprämie ist regulatorisch wenig komplex, geht jedoch mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten für Marktakteure einher

Die regulatorische Komplexität in Verbindung mit dem Auftreten von Transaktionskosten werden für die asymmetrische Marktprämie mit 2 Punkten bewertet. Die Begründung für diese reduzierte Bewertung ist, dass dieses Fördermodell zwar nur eine vergleichsweise geringe regulatorische Komplexität aufweist, jedoch nicht unerhebliche Transaktionskosten für die Marktakteure beinhaltet. Der Aufwand und die damit verbundenen Transaktionskosten für die Marktakteure im Modell der asymmetrischen Marktprämie werden im Wesentlichen durch zwei in diesem Modell notwendigen Aktivitäten der Marktakteure hervorgerufen. Dies ist einerseits die Notwendigkeit der Bewertung langfristiger Erlöserwartungen und der daraus abzuleitenden Gebotskomponente bei Nullgeboten und die dafür notwendige Risikobewertung.

⁶ Nur ergänzend sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es in der wissenschaftlichen Diskussion durchaus Argumente dafür gibt, dass eine Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung nach Großhandelspreissignalen (z.B. bei negativen Preisen) bei gegebenen erneuerbaren Ausbauzielen nicht unbedingt kosteneffizient ist.

Diese ist von den Marktakteuren (Projektierer, Investoren, Banken) durchzuführen und ist mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden. Zweitens muss von im Vergleich zur symmetrischen Marktprämie (siehe Folgeabschnitt) deutlich erhöhten Transaktionskosten durch die Notwendigkeit bilateraler langfristiger Stromabsatzverträge (PPA) zur Absicherung von Erlörisiken im Fall von Nullgeboten ausgegangen werden. Die Anbahnung, Bewertung und Verhandlung dieser Verträge ist für die Marktakteure zeit- und kostenintensiv. So wurden beispielsweise in einer aktuellen Befragung der enervis von 44 Marktakteuren die Komplexität und hohen Transaktionskosten als die größten Hindernisse für die Nutzung solcher Verträge genannt. In Summe ist daher – vor allem unter der Berücksichtigung der nicht unerheblichen Transaktionskosten und Komplexität für die Marktakteure – eine Bewertung der asymmetrischen Marktprämie von (nur) 2 Punkten angezeigt.

Die symmetrische Marktprämie geht mit im Vergleich deutlich geringeren Transaktionskosten für Marktakteure einher, ist regulatorisch aber leicht komplexer

Die regulatorische Komplexität in Verbindung mit dem Auftreten von Transaktionskosten werden für das Modell der symmetrischen Marktprämie mit 3 Punkten bewertet. Die Begründung für diese Bewertung ist, dass dieses Fördermodell zwar eine im Vergleich zur asymmetrischen Marktprämie leicht höhere regulatorische Komplexität aufweist (im Wesentlichen erfordert es eine laufende Abrechnung auf Basis von eingespeisten Strommengen und Marktpreisen, welche jedoch ohnehin bei den Marktakteuren vorliegen), jedoch verursacht die symmetrische Marktprämie im Vergleich zur vorab bewerteten asymmetrischen Marktprämie deutlich geringere Transaktionskosten im Markt. So entfällt der Aufwand und die damit verbundenen Transaktionskosten für die Risikobewertung und die Risikoabsicherung. Lediglich für die Zeit nach Ende der Förderdauer sind Erlösbewertungen durchzuführen, eine Absicherung wird dafür zum Zeitpunkt des Gebotes nicht durchgeführt. In Summe ist daher vor allem unter der Berücksichtigung der als deutlich geringer einzuschätzenden Transaktionskosten, die das Modell der symmetrischen Marktprämie bei den Marktakteuren hervorruft, eine vergleichende Bewertung von 3 Punkten angezeigt.

Kriterium 5 bewertet die Produktivität der durch die gewählte Risikoallokation ausgelösten Anreize

Im Fokus der Bewertungsdiskussion dieser Studie steht das **Kriterium der produktiven Risikoallokation**. Grund für diese Fokussierung ist, dass sich die beiden zu vergleichenden Fördermodelle insbesondere in Bezug auf dieses Bewertungskriterium unterscheiden. Wir führen dieses Bewertungskriterium ein, um die abstrakte und vorwiegend normativ geprägte (und für eine objektive Bewertung daher eher ungeeignete) Frage, wo Risiken verortet werden sollten, zu differenzieren, zu konkretisieren und zu operationalisieren. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass die Zuordnung von Risiko an einen bestimmten Akteur kein „Wert an sich“ ist.

Es ist vielmehr die Frage zu stellen, welchen Zielen eine bestimmte Risikoallokation konkret zuträglich oder abträglich ist. Es ist daher zuerst zu diskutieren, was die Zuordnung eines Risikos zu einem Akteur in Bezug auf die übergeordneten Ziele bewirken kann, bevor die Risikoallokation als solche bewertet wird.

Vor diesem Hintergrund unterscheiden wir zwischen produktivem und unproduktivem Risiko. In unserem Verständnis sind Risiken dann produktiv, wenn durch ihre Zuordnung zu einem Akteur zielfdienliche Anreize gesetzt werden. Diese Anreize führen bei produktivem Risiko dazu, dass der (Markt)Akteur zielfdienlich reagiert, indem er die Risiken effizient bewirtschaftet. Unproduktiv ist eine Risikoanordnung dann, wenn sie keine dem Ziel zuträgliche Reaktion des Akteurs auslöst beziehungsweise, wenn eine effiziente Risikobewirtschaftung durch den Akteur nicht möglich ist.

In der Bewertung in diesem Kriterium wird daher stets eine Abwägung der positiven und negativen Aspekte die durch die Risikoanordnung hervorgerufen werden. Eine detailliertere Herleitung des Begriffs der Risikoproduktivität und die Anwendung auf die hier zentrale Frage von Strompreisrisiken erfolgt im nachfolgenden Kapitel.

Die Allokation des Strompreisrisikos in der asymmetrischen Marktprämie bei Marktakteuren verursacht Risikoprämien ohne produktive Anreize auszulösen

Die Risikoallokation wird für die asymmetrische Marktprämie mit 1 Punkt bewertet. Die Begründung für diese Bewertung ist, dass in diesem Modell ein Einpreisen von langfristig unsichereren Strompreisentwicklungen seitens der Marktakteure notwendig wird. Damit gehen Risiken einher, die bei positiven Geboten in wesentlichem Umfang und bei Nullgeboten sogar vollständig bei den Marktakteuren allokiert werden und dort erhebliche Risikoprämien verursachen, ohne signifikante produktive Anreizeffekte (insbesondere relativ zu den negativen Aspekten) auszulösen. Diese unproduktive Risikoallokation bei den Marktakteuren erhöht die Kosten der Zielerreichung, ist daher nachteilig und führt zur Bewertung der asymmetrischen Marktprämie mit 1 Punkt.

Auf der anderen Seite impliziert die asymmetrische Marktprämie auch eine asymmetrische Chancenallokation: fallen Markterlöse höher als bei der Gebotsabgabe unterstellt an, so führt dies zu steigenden Renditen bei den Marktakteuren, da (Mehr)erlöse nicht abgeschöpft werden.

Die Wälzung des Strompreisrisikos auf die Endverbraucher in der symmetrischen Marktprämie vermeidet unproduktive Risikoallokation bei Marktakteuren

Die Risikoallokation wird für die symmetrische Marktprämie mit 2 Punkten bewertet. Die Begründung für diese Bewertung ist, dass in diesem Modell das Marktpreisrisiko weitgehend über die EEG-Umlage regulatorisch auf die Endverbraucher überwält und nicht bei Marktakteuren allokiert wird. So wird eine unproduktive Risikoallokation bei Marktakteuren vermieden. Da die regulatorische Allokation des Risikos bei den Endverbrauchern keine positiven Anreizeffekte auslöst, sondern im Wesentlichen unproduktives Risiko von den Marktakteuren fernhält, erfolgt eine Bewertung mit 2 Punkten.

Nachfolgend findet sich eine tabellarische Gegenüberstellung der Ergebnisse der Bewertung der beiden Fördermechanismen in den fünf Kriterien als Fazit aus dem vorangehenden Abschnitt.

Die vergleichende Bewertung der Reformoptionen ergibt eine insgesamt höhere Wertung für die symmetrische Marktprämie. Darüber hinaus sind auch in den einzelnen Kriterien keine deutlichen Vorteile für die asymmetrische Marktprämie erkennbar, die bei einer anderen Gewichtung der Kriterien die Gesamtaussage verändern würden.

Eine hervorgehobene Relevanz kommt dabei dem Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“ zu, welches in Kapitel 9 vertieft wird. Bei der Produktivität der Risikoallokation, in Bezug auf die Effektivität der Zielerreichung sowie der Transaktionskostenbelastung für die Marktakteure schneidet die symmetrische Marktprämie besser ab, als die asymmetrische Marktprämie.

Im Vergleich der beiden bewerteten Fördermodelle entlang der fünf Kriterien ergibt sich eine klare Vorteilhaftigkeit für das Modell der symmetrischen Marktprämie

Kriterien	Asymmetrische Marktprämie	Symmetrische Marktprämie
1) Effektivität in der Zielerreichung	 <ul style="list-style-type: none"> Die Zielerreichung ist neben projektspezifischen Risiken vor allem auch von der Strompreisentwicklung abhängig Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte wird davon negativ beeinflusst 	 <ul style="list-style-type: none"> Die Zielerreichung ist alleine von projektspezifischen Risiken abhängig Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte ist sehr hoch
2) Investitions-Effizienz	 <ul style="list-style-type: none"> Es bestehen klare Anreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren Dadurch werden kosteneffiziente Projekte bezuschlagt und der Ausbau erfolgt kosteneffizient 	 <ul style="list-style-type: none"> Es bestehen klare Anreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu dimensionieren Dadurch werden kosteneffiziente Projekte bezuschlagt und der Ausbau erfolgt kosteneffizient
3) Einsatz-Effizienz	 <ul style="list-style-type: none"> Es bestehen klare Anreize, die Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen 	 <ul style="list-style-type: none"> Es bestehen klare Anreize, die Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen
4) Regulatorische Komplexität & Transaktionskosten	 <ul style="list-style-type: none"> Transaktionskosten für die Marktakteure sind erhöht, i.W. durch die notwendigen bilateralen Verträge zur Absicherung von Erlösrisiken Regulatorische Komplexität ist eher gering 	 <ul style="list-style-type: none"> Transaktionskosten für die Marktakteure sind gering, da i.W. nur administrativer Aufwand zur Abwicklung anfällt Regulatorische Komplexität ist eher gering
5) Produktive Risikoallokation	 <ul style="list-style-type: none"> Allokation des Risikos verursacht Risikoprämien ohne positive Anreizeffekte auszulösen Unproduktives Risiko bei Marktakteuren 	 <ul style="list-style-type: none"> Risiko wird weitgehend sozialisiert und nicht bei Marktakteuren allokiert (neutral) Unproduktive Risikoallokation bei Marktakteuren wird vermieden

Abbildung 9: Bewertung der Fördermodelle in den fünf Kriterien

Zwischenfazit

- Die vergleichende Bewertung der Reformoptionen entlang von fünf Kriterien ergibt wesentliche Vorteile für die symmetrische Marktprämie. Dabei spielt die unterschiedliche Bewertung der beiden untersuchten Fördermodelle in den folgenden Kriterien eine ausschlaggebende Rolle:
 - Effektivität der Zielerreichung: Hierfür ist die unter der symmetrischen Marktprämie im Vergleich zu asymmetrischen Marktprämie höhere Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte und damit die bessere Zielerreichung der ausschlaggebende Grund. Die asymmetrische Marktprämie verortet langfristige und strukturelle Erlösrisiken bei den Marktakteuren. Diese haben unter gewissen Voraussetzungen daher einen Anreiz, Projekte nach einem

erfolgreichen Zuschlag doch nicht zu realisieren. Dies reduziert somit die Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Projekten und damit die übergeordnete Zielerreichung gegenüber dem Modell der symmetrischen Marktprämie negativ.

- Regulatorische Komplexität und Transaktionskosten: Hier spielen die nicht unerheblichen Transaktionskosten der Marktakteure, die im Modell der asymmetrischen Marktprämie zu erwarten sind, eine zentrale Rolle. Sie fallen deutlich höher aus, als unter einer symmetrischen Marktprämie zu erwarten, vor allem, da eine dauerhafte Risikobewirtschaftung sowie ggf. der Abschluss bilateraler Verträge notwendig werden. Daher ergibt sich hier eine bessere Bewertung für die symmetrische Marktprämie.
- Fokuskriterium Risikoallokation: Hier ist die Zuordnung von (unproduktivem) Risiko im Modell der asymmetrischen Marktprämie negativ zu bewerten, da sie zu Risikoprämien führt, ohne positive Anreizeffekte auszulösen. Die durch diese unproduktive Risikoallokation auf Seiten der Marktakteure ausgelösten Risikoprämien werden in die Gebote eingepreist und verursachen daher – neben ihrem negativen Einfluss auf Realisierungswahrscheinlichkeiten und die Zielerreichung – vor allem auch höhere Systemkosten.
- Die Bewertung in den Kriterien Investitions- und Einsatz-Effizienz ist für beide Fördermodelle gleichlaufend, auch wenn im Bereich der Investitionseffizienz gegebenenfalls verzerrende Effekte im Modell der asymmetrischen Marktprämie bestehen (welche jedoch aus heutiger Sicht nicht belastbar bewertbar sind)
- Die vergleichende Bewertung der Reformoptionen ergibt somit insgesamt eine höhere Bewertung für die symmetrische Marktprämie – sie ist besser geeignet, die Erreichung der Offshore-Ausbauziele kosteneffizient sicherzustellen, bei gleichzeitiger Gewährleistung hoher Investitions- und Einsatzeffizienz sowie geringen Transaktionskosten. Darüber hinaus sind auch in den einzelnen Kriterien keine deutlichen Vorteile für die asymmetrische Marktprämie erkennbar, die bei einer anderen Gewichtung der Kriterien die Gesamtaussage grundlegend verändern würden.

9 Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“

Eine wichtige Rolle bei der Bewertung spielt die Frage, ob das Strompreisrisiko beim Betreiber liegen oder auf die Verbraucher gewälzt werden sollte

Zur produktiven Risikoallokation existiert ein breiter Fundus von Analysen, die diskutiert werden hier eingeordnet („Meta-Analyse“)

Eine besonders wichtige Rolle bei der Entscheidung zwischen symmetrischer und asymmetrischer Marktprämie spielt die Frage, ob das Strompreisrisiko über die Betriebsdauer beim Investor bzw. Betreiber der Windkraftanlagen liegen oder, wie derzeit im EEG-System, über eine Umlage auf den Stromverbrauch verlagert werden sollte. Die hierfür notwendige Abwägung wird in diesem Abschnitt unter dem Begriff „produktive Risikoallokation“ adressiert.

Zur Frage der produktiven Risikoallokation existiert ein breiter Fundus von Analysen und Positionierungen in der wissenschaftlichen und energiepolitischen Debatte. Vor diesem Hintergrund wurde eine Literaturrecherche durchgeführt um die Argumente für beide Seiten der Diskussion zusammenstellen. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Übersicht der Argumente und verdeutlicht dabei zugleich die Breite im Kontext der Bewertung von „Risiko“ in der Diskussion. Erkennbar handelt es sich bei der Fragestellung der Risikoallokation um ein facettenreiches und differenziert diskutiertes Thema. Die in der Diskussion präsenten Argumente wurden im Folgenden im Rahmen einer Meta-Analyse recherchiert, eingeordnet und gewichtet. Dazu wurden die Argumente in der folgenden Abbildung sortiert.

Je weiter rechts ein Argument dabei eingeordnet wird, desto stärker handelt es sich um ein Argument gegen die Risikoanordnung zum Erzeuger bzw. dafür, ein Risiko zu sozialisieren (bzw. dem Verbraucher zuzuordnen). Je weiter links ein Argument zugeordnet wird, desto eher handelt es sich um ein Argument für die Risikoanordnung beim Erzeuger. Argumente, die mittig platziert sind, werden als neutral gewertet. Die Einordnung der Argumente in Bezug auf Richtung und Stärke repräsentiert dabei die Meinung von enervis.

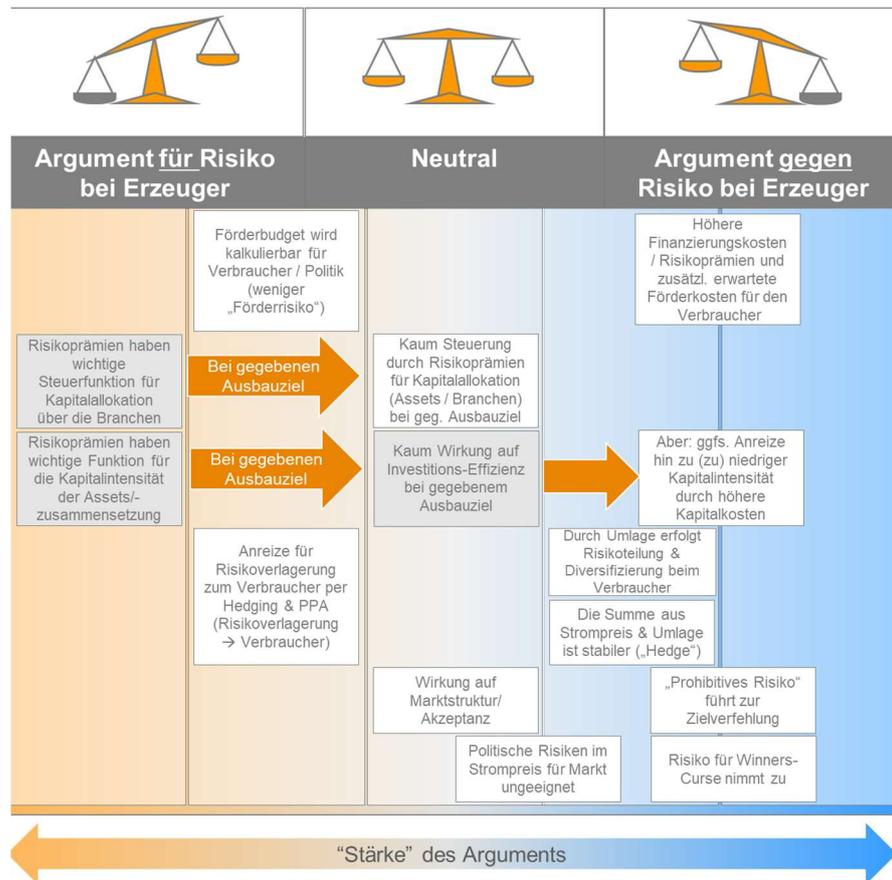


Abbildung 10: Übersicht und Einordnung der zentralen Argumente zur Risikoallokation

Die Mehrzahl der Argumente in der wissenschaftlichen Diskussion spricht gegen die asymmetrischen Marktprämie (bei Nullgeboten); durch die EE-Ausbauziele wird die Funktion von Risikoprämien zum Großteil neutralisiert.

Die zentralen Punkte der Argumentation werden entlang der Abbildung im Folgenden zusammenfassend erläutert:

- In der asymmetrischen Marktprämie in der hier relevanten Situation (also bei Nullgeboten mit zweiter Gebotskomponente) erfolgt eine Zuordnung des Großhandelspreisrisikos zum Anlagenbetreiber. Im Umkehrschluss wird das Förderrisiko des Verbrauchers reduziert. Das Tragen dieses Risikos ist für den Betreiber jedoch nicht kostenfrei. Ein höheres Risiko bedingt höherer Finanzierungskosten und insgesamt höhere Risikoprämien in der Investitionsentscheidung, die über ein im Erwartungswert höherliegendes Förderniveau kompensiert werden müssen, was wiederum eine höhere Verbraucherbelastung über die Förderkosten begründet.
- Risikoprämien können jedoch eine wichtige Funktion erfüllen. So dienen sie beispielsweise einer effizienten Kapitalallokation über Branchen und Investitionsobjekte unter anderem über die Nutzung der Finanzmärkte, was für eine Zuordnung des Preisrisikos zum Erzeuger spricht. Dieses Argument verliert jedoch in einem Markt wie dem hier vorliegenden an Überzeugungskraft. So führt die Vorgabe von Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien insgesamt und die Offshore-Windkraft im Speziellen dazu, dass die Möglichkeiten zur Strukturierung des Kapitaleinsatzes deutlich reduziert sind, da ja der insgesamt notwendige Ausbau exogen vorgegeben ist.

- In diesem Umfeld ist nicht erkennbar, dass Risikoprämien eine besonders produktive Wirkung auf die Kapitalallokation oder die Asset-Zusammensetzung haben können. Umgekehrt ist es eventuell sogar so, dass höhere Risikoprämien dazu führen, dass Kapitalkosten relativ zu Betriebskosten teurer werden. Dies würde Anreize dazu setzen die Kapitalintensität der Offshore-Windparks zu reduzieren (beispielsweise bei der Entscheidung über Anlagentypen). Eine solche Veränderung der Parkdimensionierung wäre dann eher negativ zu bewerten.
- Die Zuordnung von Großhandelspreisisiken zum Anlagenbetreiber führt dazu, dass diese Wege suchen, um das Risiko an Händler oder andere Marktakteure vertraglich weiterzugeben. Hier reicht das Spektrum von der Absicherung über Terminmarktprodukte bis hin zu langfristigen Stromabsatzverträgen (Power Purchase Agreements). Anreize für eine marktliche Absicherung sind sicherlich ein positiver Effekt, dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Weitergabe von Strompreisisiken über eine Umlage an die Stromverbraucher in der symmetrischen Marktprämie im Kern etwas Ähnliches nachvollzieht. So wird in der Literatur argumentiert, dass Verbraucher aufgrund ihres breiten Warenkorbs gegenüber dem Strompreisisiko diversifiziert wären (Bofinger 2013) oder dass die Verbraucher besonders geeignet wären, das Förderrisiko zu tragen, weil sich die Förderumlage und die Großhandelskomponente im Endkundenstrompreis gegenseitig stabilisieren und damit ein natürlicher Hedge entsteht (MVV 2013).
- Daneben existiert ein weiteres Feld von Argumenten, die hier nur zusammenfassend dargestellt werden können, die aus verschiedenen Perspektiven gegen die Zuordnung von Großhandelspreisisiken zum Erzeuger sprechen:
 - Hervorhebenswert ist, dass das Strompreisisiko die Gefahr des sogenannten „Winner’s Curse“ verschärft, welcher unter gewissen Rahmenbedingungen in Ausschreibungen auftreten kann. Hierunter versteht man das Risiko, dass diejenigen Bieter den Zuschlag erhalten, die die möglichen Markterlöse zu optimistisch einschätzen („Fluch des Gewinners“). Die Strommarktmodellierungen in Abschnitt 5 machen eindrücklich deutlich, welche Bandbreite der zukünftigen Strommarkterlöse eines Offshore Windparks, auch durch politische Unsicherheiten, plausibel möglich sind. Je optimistischer ein Bieter diesbezüglich, desto höher seine Chance in der Ausschreibung zum Zuge zu kommen. Dies bedingt wiederum problematische Effekte für die Realisierungswahrscheinlichkeit und die Zielerreichung.
 - Außerdem gilt, dass das Strompreisisiko dazu beitragen könnte, dass es zu Situation kommt, in denen insgesamt zu wenig Angebot in die Ausschreibung geht („prohibitives Risiko“ Argument). Auch wenn dies im aktuellen Marktumfeld

nicht absehbar ist, zeigen doch Erfahrungen aus anderen Ausschreibungssystemen, dass eine Angebotsunterdeckung zu einem Problem werden kann.

Im Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“ spricht die insgesamt überwiegende Anzahl von Argumenten für die symmetrische Marktprämie

Die Analyse und Abwägung der Argumente zeigt, dass insgesamt weniger Argumente dafür existieren, das Strompreisrisiko bei den Erzeugern zu verorten. Dies ist teilweise bedingt durch die Annahme eines festen politischen Mengenziels für die EE-Stromerzeugung, hat jedoch auch mit ganz praktischen Erwägungen zu tun, welche Reaktionen die Zuordnung dieser Risiken bei den Erzeugern auslösen dürften. Vor diesem Hintergrund verliert eine zentrale Funktion des Strompreises und der dadurch bedingten Risikoprämien, nämlich die Steuerung von Investitionen und Kapitalflüssen, stark an Relevanz.⁷

Das in der Literatur und der politischen Diskussion zum Teil als Kriterium genutzte Argument der „Marktintegration“ verliert deswegen hier nun auch an Relevanz, da die gegebenen politischen Ausbauziele implizieren, das dem Markt, mindestens allein, nicht die Dimensionierung des EE-Ausbaus überlassen werden soll.

Zwar setzt das Strompreisrisiko produktive Anreize bei den Erzeugern, zum Beispiel für Handelsaktivitäten wie Hedging oder PPA-Abschlüsse. Dem stehen aber eine insgesamt dominante Anzahl von Argumenten entgegen. In Angesicht der politischen Ziele sind starke Argumente für eine Verlagerung auf den Erzeuger somit nicht zu finden, umgekehrt gibt es durchaus einige Argumente für eine regulatorische Allokation beim Verbraucher.

Vor diesem Hintergrund erscheint die im Kapitel 8 getroffene höhere Bewertung der symmetrischen Marktprämie im Kriterium der produktiven Risikoallokation gerechtfertigt.

Zwischenfazit

- Eine zentrale Rolle bei der Entscheidung zwischen symmetrischer Marktprämie und asymmetrischer Marktprämie spielt die Frage, ob das Strompreisrisiko beim Betreiber liegen sollte oder über die Umlage beim Verbraucher („produktive Risikoallokation“)
- Zur Frage der produktiven Risikoallokation existiert ein breiter Fundus von wissenschaftlichen Analysen, die in der Diskussion stehenden Argumente wurden daher recherchiert und eingeordnet („Meta-Analyse“).
- Hier sprechen eine Vielzahl von, zum Teil gewichtigen Argumenten, gegen die asymmetrische Marktprämie. So bedingen Risikoprämien und steigende Finanzierungskosten nicht nur eine zunehmende Verbraucherbelastung, sondern ggfs. auch Anreize zur Reduktion der Kapitalintensität von Offshore Parks.

⁷ Ohne das Vorhandensein von EE-Ausbauzielen würde dies nicht ohne weiteres gelten.

- Hervorhebenswert ist auch, dass das Strompreisisiko die Gefahr des sogenannten „Winner’s Curse“ verschärft. Die Strommarktmodellierungen in Abschnitt 5 machen eindrücklich deutlich, welche Bandbreite der zukünftigen Strommarkterlöse eines Offshore Windparks, auch durch politische Unsicherheiten, plausibel möglich sind. Dies bedingt wiederum problematische Effekte für die Realisierungswahrscheinlichkeit und damit die Zielerreichung.
- Umgekehrt ist es so, dass durch (technologiespezifische) EE-Ausbauziele die zentrale Funktion von Risikoprämien, nämlich die Steuerung von Kapital und Investitionen, zum Großteil neutralisiert wird. Die Platzierung des Großhandelspreisisikos beim Betreiber mit dem Ziel der „Marktintegration“ verliert vor diesem Hintergrund an Bedeutung.
- Im Fokuskriterium „produktive Risikoallokation“ spricht daher die überwiegende Anzahl von Argumenten für die symmetrische Marktprämie.

10 Anhang

Nachfolgend werden die Bewertungsdimensionen für die fünf in Kapitel 8 definierten Kriterien ausführlicher erläutert.

1. Effektivität in der Realisierung der Offshore-Ausbauziele

Das mit dem Kriterium zu bewertende Optimalziel ist wie folgt formuliert: das zu bewertende Fördermodell stellt die Erreichung der Offshore-Ausbauziele verlässlich sicher.

Die Bewertungsfrage für die Fördermodelle lautet somit: Wie treffsicher und planbar realisiert das zu bewertende Fördermodell die gesetzten Ausbauziele?

Die drei Bewertungskategorien sind wie folgt definiert:

- Mit 3 Punkten ist eine im Vergleich hohe Effektivität des Fördermodells zu bewerten. Diese zeichnet sich durch eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aus, welche erreicht wird, wenn die Realisierung bezuschlagter Projekte möglichst unabhängig von nicht durch die Investoren und Betreiber zu beeinflussenden Risiken ist. Die maximale Punktzahl in diesem Bewertungskriterium wird somit vergeben, wenn im Fördermodell die Realisierung alleine von projektspezifischen Risiken wie z.B. technischen Risiken und nicht von globalen Risiken wie beispielsweise Strompreissrisiken abhängig ist.
- Mit 2 Punkten ist eine im Vergleich mittlere Effektivität des Fördermodells zu bewerten. Diese zeichnet sich durch eine reduzierte Realisierungswahrscheinlichkeit aus. Diese ist zu erwarten, wenn die Realisierung bezuschlagter Projekte nicht weitgehend unabhängig von nicht durch die Investoren und Betreiber zu beeinflussenden Risiken ist. Diese Punktzahl wird somit vergeben, wenn im Fördermodell die Realisierung neben projektspezifischen Risiken wie z.B. technischen Risiken auch anteilig von globalen Risiken wie beispielsweise Strompreissrisiken beeinflusst wird. In diesen Fällen könnten Investoren und Betreiber Optionalitäten zur Nichtrealisierung oder dem Abbruch von Projekten nutzen, sofern die nicht zu beeinflussenden Risiken sich nachhaltig ungünstig entwickeln.
- Mit 1 Punkt ist eine im Vergleich niedrige Effektivität des Fördermodells zu bewerten. Diese fußt auf der im Vergleich der drei Bewertungsdimensionen niedrigsten Realisierungswahrscheinlichkeit. Diese ist zu erwarten, wenn die Realisierung bezuschlagter Projekte stark von nicht durch die Investoren und Betreiber zu beeinflussenden Risiken wie beispielsweise Strompreissrisiken abhängig ist. In diesen Fällen werden Investoren und Betreiber Optionalitäten zur

Nichtrealisierung oder dem Abbruch von Projekten nutzen, sofern die nicht zu beeinflussenden Risiken sich ungünstig entwickeln.

2. Investitions-Effizienz

Das mit dem Kriterium zu bewertende Optimalziel ist wie folgt formuliert: Das zu bewertende Fördermodell stellt eine kosteneffiziente Dimensionierung der Offshore-Projekte sicher.

Die Bewertungsfrage für die Fördermodelle lautet somit: Wie gut reizt das zu bewertende Fördermodell kosteneffiziente Offshore-Projekte an?

Die drei Bewertungskategorien sind wie folgt definiert:

- Mit 3 Punkten ist eine im Vergleich hohe Investitions-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese ist dann gewährleistet, wenn klare Anreize bestehen, Projekte möglichst kosteneffizient zu planen und zu realisieren.
- Mit 2 Punkten ist eine im Vergleich mittlere Investitions-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese zeigt gegenüber der vorangehenden Bewertungskategorie deutlich reduzierte Anreize, Projekte möglichst kosteneffizient zu realisieren – Fehlanreize bestehen jedoch nicht.
- Mit 1 Punkt ist eine im Vergleich niedrige Investitions-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese liegt vor, wenn Fehlanreize für die Dimensionierung der Investition oder die Technologiewahl vorliegen.

3. Einsatz-Effizienz

Das mit dem Kriterium zu bewertende Optimalziel ist wie folgt formuliert: Das zu bewertende Fördermodell setzt klare Anreize zum effizienten Anlageneinsatz.

Die Bewertungsfrage für die Fördermodelle lautet somit: Wie gut reizt das zu bewertende Fördermodell einen effizienten Anlageneinsatz an?

Die drei Bewertungskategorien sind wie folgt definiert:

- Mit 3 Punkten ist eine im Vergleich hohe Einsatz-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese ist dann gegeben, wenn das Modell klare Anreize setzt, die Erzeugungsanlagen entlang von kurzfristigen Preissignalen aus dem Großhandel einzusetzen.
- Mit 2 Punkten ist eine im Vergleich mittlere Einsatz-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese zeichnet sich durch gegenüber der vorangehenden optimalen Bewertungskategorie reduzierte Anreize aus, die Erzeugungsanlage möglichst effizient einzusetzen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn kurzfristige Preissignale aus dem Großhandel durch Förderbestandteile verzerrt werden und damit weniger effizient wirken.

- Mit 1 Punkt ist eine im Vergleich niedrige Einsatz-Effizienz des Fördermodells zu bewerten. Diese liegt vor, wenn Fehlanreize für den Anlageneinsatz (d.h. Anreize zur Abweichung vom Einsatz entlang kurzfristiger Preissignale aus dem Großhandel) bestehen.

4. Regulatorische Komplexität & Transaktionskosten

Das mit dem Kriterium zu bewertende Optimalziel ist wie folgt formuliert: Geringer regulatorischer Aufwand und geringe Transaktionskosten für die Marktakteure.

Die Bewertungsfrage für die Fördermodelle lautet somit: Wie gut ist das zu bewertende Fördermodell geeignet, die regulatorische Komplexität und die Transaktionskosten für die Marktakteure gering zu halten?

Die drei Bewertungskategorien sind wie folgt definiert:

- Mit 3 Punkten sind eine im Vergleich geringe regulatorische Komplexität im Zusammenhang mit geringen Transaktionskosten des Fördermodells für die Marktakteure zu bewerten.
- Mit 2 Punkten sind eine im Vergleich mittlere regulatorische Komplexität im Zusammenhang mit mittleren Transaktionskosten des Fördermodells für die Marktakteure zu bewerten. Alternativ fällt in diese Bewertungskategorie eine Kombination von im Vergleich hoher / niedriger regulatorischer Komplexität im Zusammenhang mit im Vergleich niedrigen / hohen Transaktionskosten des Fördermodells für die Marktakteure.
- Mit 1 Punkt sind eine im Vergleich hohe regulatorische Komplexität im Zusammenhang mit hohen Transaktionskosten des Fördermodells für die Marktakteure zu bewerten.

5. Produktive Risikoallokation

Das mit dem Kriterium zu bewertende Optimalziel ist wie folgt formuliert: Die Risikoallokation im zu bewertenden Fördermodell führt zu positiven Anreizeffekten, die dem Ziel zuträglich sind und vermeidet negative Anreize, die dem Ziel abträglich sind.

Die Bewertungsfrage für die Fördermodelle lautet somit: Wie gut ist das zu bewertende Fördermodell geeignet, durch produktive Risikoallokation zieldienliche Anreizeffekte auszulösen und dabei unproduktives Risiko zu vermeiden?

Die drei Bewertungskategorien sind wie folgt definiert:

- Mit 3 Punkten ist eine im Vergleich produktive Risikoallokation zu bewerten. Die Allokation des Risikos im Fördermodell verursacht überwiegend positive Anreizeffekte (ist produktiv) und vermeidet unproduktive Risikoallokation.

- Mit 2 Punkten ist eine in Bezug auf die Produktivität des Risikos neutrale Ausgestaltung zu bewerten. Das bedeutet beispielsweise, dass ein unproduktives Risiko weitgehend sozialisiert – also nicht bei Marktakteuren allokiert wird, um eine unproduktive Risikoallokation bei diesen zu vermeiden. Die Sozialisierung schafft zwar kein produktives Risiko, vermeidet aber unproduktives Risiko (daher neutrale Bewertung).
- Mit 1 Punkt ist eine im Vergleich unproduktive Risikoallokation zu bewerten. Die Allokation des Risikos durch das Fördermodell verursacht in diesem Fall überwiegend negative Effekte wie vergleichsweise hohe und unproduktive Risikoprämien.

11 Literaturverzeichnis

- AFRY (2020) - The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind – A report to the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
- ARUP (2018) - Cost of Capital Benefits of Revenue Stabilisation via a Contract for Difference
- BDEW (2019) - Das „3-Säulen-Modell“
- BMWi (2020). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften, Bearbeitungsstand vom 26.05.2020
- Bofinger,P (2013) - Förderung fluktuierender Erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?
- Cambridge (2011) - Cambridge Economic Policy Associates Ltd; Note on impacts of the CfD FIT support package on costs and availability of capital and on existing discounts in power purchase agreements
- DIW (2018) - Renewable Energy Policy in the Age of Falling Technology Costs
- ISE (2018) - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Stromgestehungskosten erneuerbare Energien
- MVV (2013) - Vorschlag für eine wettbewerbliche Reform des EEG mit Augenmaß
- Navigant (2019) - Handlungsoptionen zum Umgang mit Null-Cent-Geboten bei Ausschreibungen für Windenergie auf See
- Peluchon (2019) - Benoit Peluchon; EDF R&D; Market Design and the Cost of Capital for Generation Capacity Investment
- Prognos (2018) - Prognos AG, Fichtner GmbH & Co. KG, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II: Windenergie auf See - Zwischenbericht
- PwC (2012) - Offshore wind cost reduction pathways study - Finance work stream

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str.29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
kontakt@enervis.de
www.enervis.de

