NERA
ECONOMIC CONSULTING

AUKTIONEN IM NEUEN WINDSEEG: ÖKONOMISCHE ANALYSE DER DISKUTIERTEN MODELLE

Dominik Huebler
Associate Director

Leonie Janisch
Research Officer

Philipp Hiemann
Research Officer

EnReg
Berlin, 24.Juni 2020

© NERA Economic Consulting

Insight in Economics™

Über uns

Dominik Hübler
Associate Director

NERA Economic Consulting

Büro Berlin
+49 30 700 150 620
Dominik.Huebler@nera.com

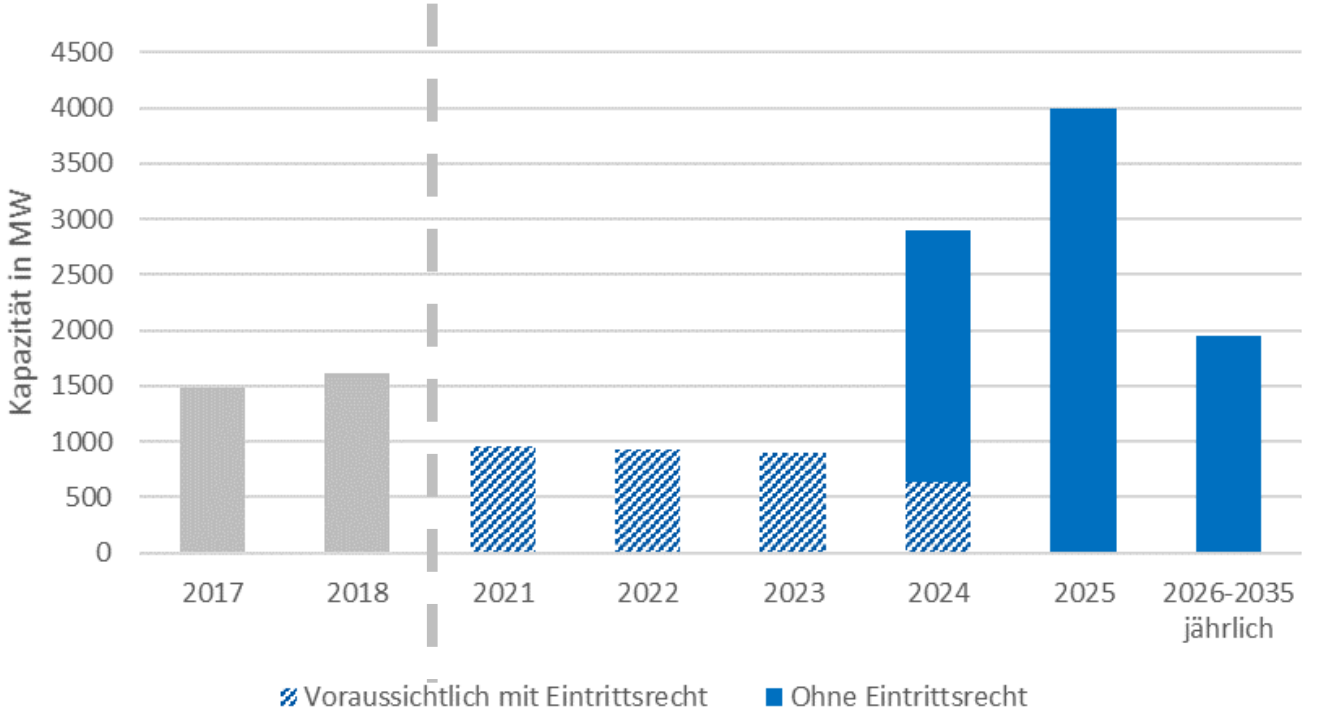
- Associate Director im Bereich Energie & Infrastruktur in Berlin
- 12 Jahre Erfahrung in der Beratung von Unternehmen, Investoren, Kanzleien und des öffentlichen Sektors zu Erneuerbaren, z.B.:
  - Beratung zu Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien in Europa
  - Regulatorische und marktliche Due Diligence für Offshore-Windprojekte, Kraft-Wärme-Kopplung und regulierte Netze in Deutschland und Europa
  - Ökonomische Beratung in Gerichts- und Schiedsverfahren zu Erneuerbaren Energien inkl. zu WindSeeG, KWK-G sowie Förderinstrumenten, unter anderem in Bulgarien und Kroatien
  - Mehrere Veröffentlichungen, z.B. zu §51 EEG (Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen), Änderungen der Förderprogramme für erneuerbare Energien, Finanzierungskosten, Bewertung der Anreizregulierung etc.
  - Regelmäßige Vortragstätigkeit unter anderem zu langfristigen Risiken bei EE PPAs sowie internationalen Erfahrungen bei Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

© NERA Economic Consulting

Neue Ausbauziele (20 GW bis 2030 & 40 GW bis 2040) sehen erhebliche Ausschreibungsmengen, insbesondere in 2024 / 25 vor

- Unter Umständen erhebliche zeitliche Schwankungen in der Wettbewerbsdynamik
  - 2021-23: Relativ geringe Mengen, in der Regel mit bestehenden Eintrittsrechten
  - Ab 2024 / 25 erhebliche Ausschreibungsmengen, im Wesentlichen ohne Eintrittsrechte

Ausschreibungsmengen laut FEP-E 2020



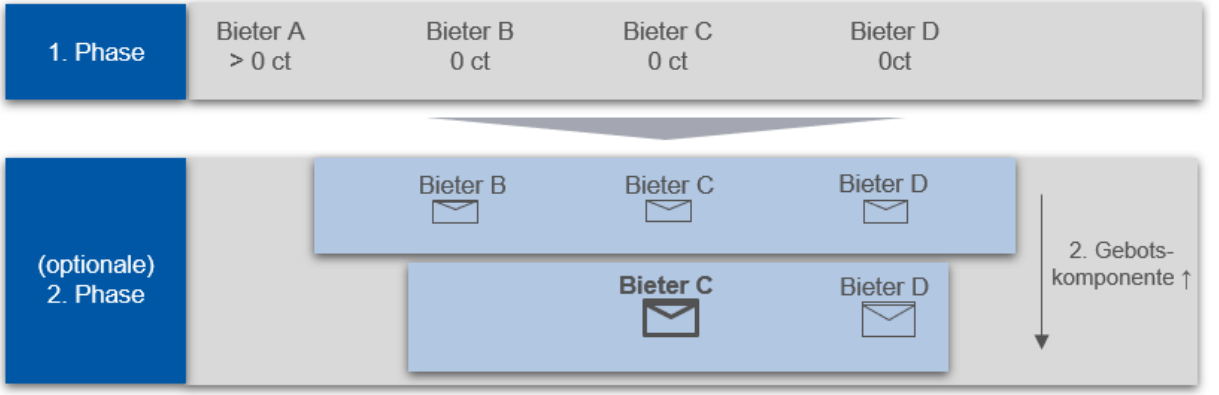
Quelle: WindSeeG-Entwurf, Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee des BSH
Wert für 2026-2035 zeigt ungefähr nötige jährliche Ausschreibungen zur Erreichung des Ziels für 2040
Annahmen: Eintrittsrechte geschätzt anhand bestehender Planungen, N-3.7 mit Eintrittsrecht

© NERA Economic Consulting

Weitere ökonomisch wesentliche Änderungen sind vorgesehen

- **Konzessionszahlung**: Während bisher die Erzeugung von EE gefördert wurde, beinhaltet der Entwurf die Möglichkeit, dass Erzeuger Konzessionszahlungen in Form eines sogenannten „Offshore-Netzausbaubetrages“ leisten müssen.

- **Dynamische Auktion:** Zweite Gebotsphase in Form eines dynamischen Gebotsverfahrens bei einem/ mehreren Nullgebot(en). Dieses besteht aus mehreren Gebotsrunden mit ansteigenden Gebotsstufen, über die sich die zweite Gebotskomponente erhöht. Somit werden negative Gebote möglich.
  - Noch 2017 wurden negative Gebotswerte vom Gesetzgeber ausgeschlossen.



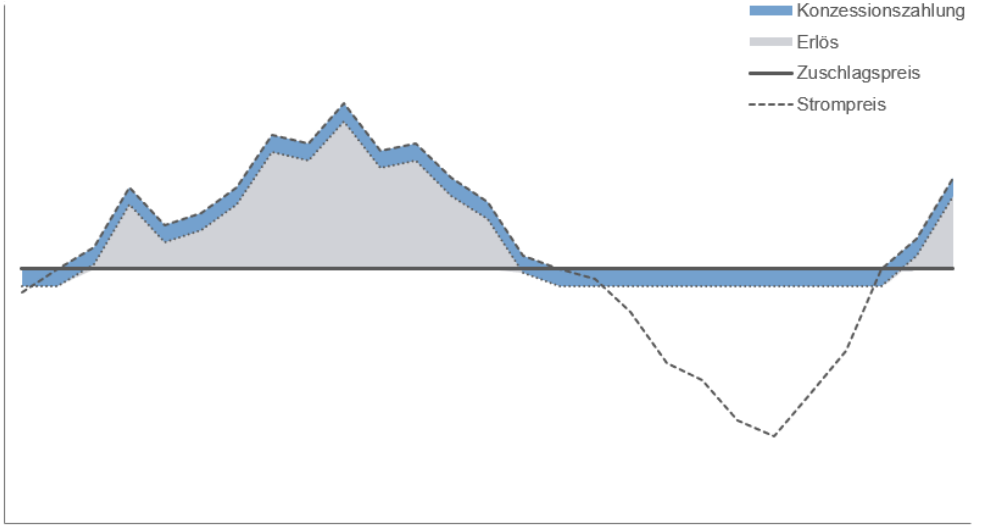
- Weitere Veränderungen:
  - *(Wieder)-Einführung positiver Höchstwerte:* 7,3 ct/kWh (2021); 6,4 ct/kWh (2022); 6,2 ct/kWh (2023)
  - *Evaluierungsmechanismus*: Evaluierung durch BNetzA nach zweimaliger Durchführung des dynamischen Gebotsverfahrens;
  - *Offshore-Wasserstoffproduktion*: Die Vergabe von Nutzungsrechten für Flächen wird künftig durch das WindSeeG geregelt.

© NERA Economic Consulting

Im Wesentlichen wurden zwei regulatorische Modelle diskutiert

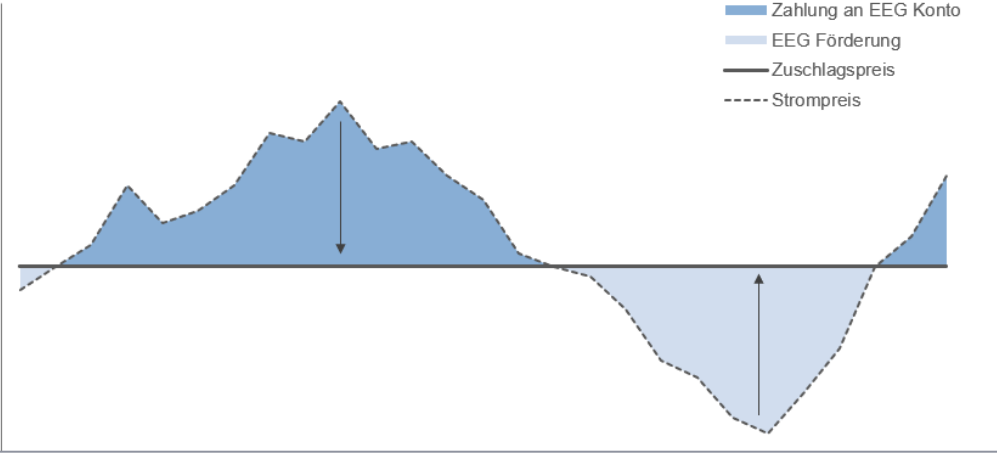
Das Modell der Bundesregierung beinhaltet eine einseitige Marktprämie

- Zuschlagspreis stellt Untergrenze dar; wesentlicher Teil der Refinanzierung über Strommarkterlöse
- Ähnliches Modell in den Niederlanden – aber Gutachten für niederländisches Ministerium empfiehlt Umstieg auf CfD
- Im Falle eines Zuschlags mit Konzessions-zahlung fällt unabhängig vom Strompreis eine Zahlung an



Das „Differenzvertragsmodell“ (CfD) beinhaltet regelmäßig eine symmetrische Marktprämie

- Zuschlagspreis ist effektiv „Festpreis“: Zahlungen aus EEG-Konto bei niedrigen Preisen, aber Zahlung an EEG Konto bei hohen Preisen
- Verwendung unter anderem in Großbritannien, Frankreich und Dänemark
- Analogie zu „Nullgebot“ ist Gebot in Höhe des erwarteten Marktpreises



In der Theorie führt Wettbewerb in der Ausschreibung bei gleichen Projektkosten im Erwartungswert zu gleichen Kosten für den Endkunden, aber…

In der Praxis bestehen wesentliche Unterschiede zwischen den beiden Modellen

FINANZIERUNGSKOSTEN

- Im BReg-Modell ca. 30% höher

(ZU ERWARTENDES) WETTBEWERBSNIVEAU

- BReg-Modell senkt unter Umständen die Anreize zur Teilnahme

REALISIERUNGSWAHRSCHEINLICHKEIT

- BReg-Modell beinhaltet Risiko des Abbruchs bei ungünstiger Strompreisentwicklung in den nächsten Jahren (Optionsbasiertes Bieten)

SYSTEMKOSTEN

- BReg-Modell schafft Anreize zur langfristigen Marktintegration, aber wesentliche Hebel zur Senkung sind auch mit symmetrischer Marktprämie realisierbar.

© NERA Economic Consulting

Die Finanzierungskosten sind im BReg-Modell um ca. 30% höher

- Verschiedene Studien schätzen, dass die Finanzierungskosten bei einer symmetrischen Marktprämie ca. 30% niedriger sind als im Konzessionsmodell.

- Die Hauptgründe hierfür sind:
  - Geringeres Ausfallrisiko der Vertragsparteien
  - Bessere Planbarkeit der für den Schuldendienst verfügbaren Erträge

Bei hoher Wettbewerbsintensität in der Ausschreibung bedeuten niedrigere Finanzierungskosten eine direkte Erleichterung des Endkunden

© NERA Economic Consulting

Das BReg-Modell reduziert tendenziell die Wettbewerbsintensität

- Fehlende / geringe Wettbewerbsintensität in Deutschland bereits an mehreren Stellen für hohe Zuschlagswerte verantwortlich
  - Clusterung der Ergebnisse bei Onshore Wind nahe dem Höchstwert
  - Zuschläge in der 2. Übergangsausschreibung Offshore bis fast 100 EUR / MWh

- Bedeutung von Eintrittsrechten in Deutschland für Wettbewerb im zentralen Modell offen

- BReg-Modell erhöht das Risiko unzureichender Wettbewerbsintensität

  × Erhöhter **Eigenkapitalbedarf** reduziert die Akteursvielfalt (kleine Bieter & Möglichkeit für große an mehreren Ausschreibungen parallel teilzunehmen)

  × **Strompreisrisiko** schreckt unter Umständen risikoaverse Investoren mit niedrigen Kapitalkosten ab

  × „Kosten“ durch **Informationspreisgabe** im dynamischen Verfahren (siehe auch nächste Folie)

© NERA Economic Consulting

Beispiel: BNetzA veröffentlicht umfangreiche Daten im Rahmen von Frequenzauktionen

Bundesnetzagentur

Frequenzauktion 2019

Ergebnis der Runde 496

Frequenzbereich 2 GHz

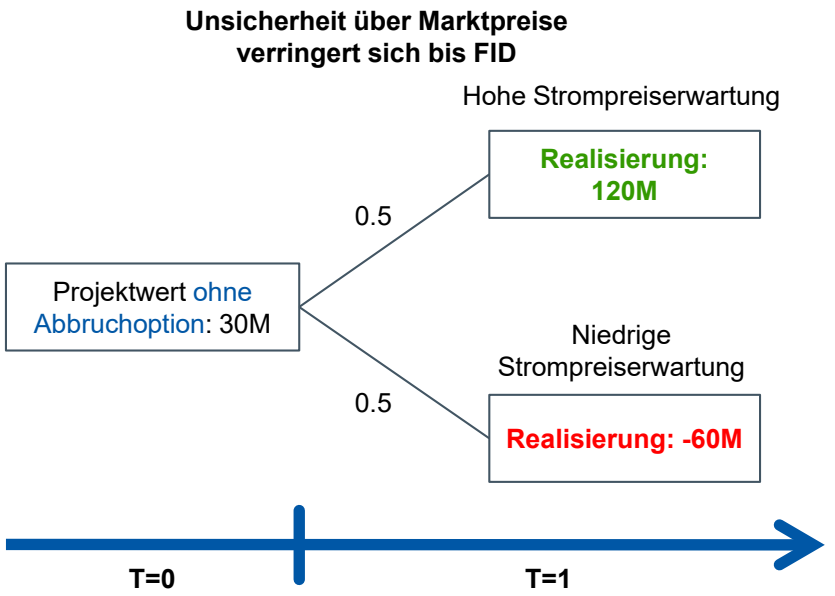
Block	Ausstattung	Höchstbieter	Höchstgebot
01A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Telekom	213.312.000
02A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Telekom	213.381.000
03A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Vodafone	211.652.000
04A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	TEF DE	211.274.000
05A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Vodafone	212.237.000
06A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Telekom	211.157.000
07A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Vodafone	213.816.000
08A 2 GHz	2x5 MHz abstrakt	Telekom	213.670.000
09A 2 GHz (2026)	2x5 MHz abstrakt	1und1 DRI	166.842.000
10A 2 GHz (2026)	2x5 MHz abstrakt	TEF DE	169.830.000
11A 2 GHz (2026)	2x5 MHz abstrakt	Vodafone	168.796.000
12A 2 GHz (2026)	2x5 MHz abstrakt	1und1 DRI	168.155.000

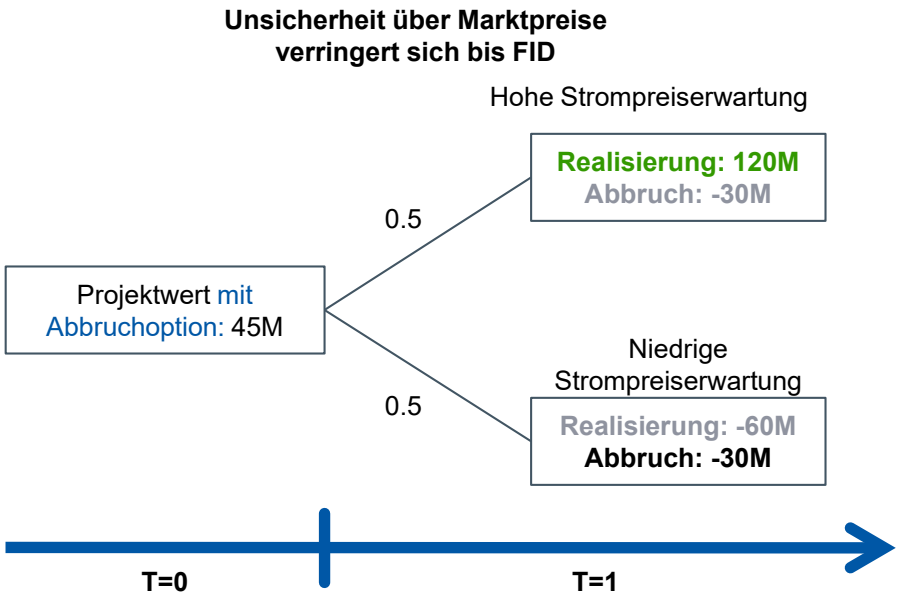
Ausgestaltung der Ausschreibungsregeln durch BNetzA voraussichtlich mit erheblichem Einfluss auf Wettbewerbsniveau

© NERA Economic Consulting

Das BReg-Modell senkt die Realisierungswahrscheinlichkeit gegenüber dem symmetrischen Marktprämienmodell

- Aufgrund von Zeitverzug zwischen Gebotstermin und Final Investment Decision (FID) besteht immer ein Zeitraum in dem neue Informationen (zu technologischer Entwicklung, Strompreiserwartung) einen Projektabbruch attraktiver machen können als die Investition
- In einer wettbewerblichen Ausschreibung werden solche „Realoptionen“ bei der Gebotserstellung einbezogen („optionsbasiertes Bieten“); siehe rechte Darstellung





- Im BReg-Modell ist ein Projektabbruch wahrscheinlicher, da zusätzlich zur Unsicherheit über die Technologiekosten Unsicherheit über die Strompreise besteht
  - Allerdings: Abbruchswahrscheinlichkeit aufgrund höherer Pönalen / kürzerer Realisierungszeiträume geringer als im Übergangsmodell

© NERA Economic Consulting

Kann die verstärkte Marktintegration im BReg-Modell dessen andere Nachteile aufwiegen? (1)

- **Marktintegration** (durch PPA oder „merchant“) als wesentliches Argument für BReg-Modell. Mögliche Vorteile:

  – Möglichkeit des direkten Grünstrombezugs durch Verbraucher
  – Lerneffekte / Heranführung an Operieren als „normales“ Kraftwerk (nächste Folie)
  – Senkung der Systemkosten durch optimiertes Verhalten im Strommarkt (nächste Folie)

- **Direkter Grünstrombezug:** Auch symmetrisches Marktprämienmodell kann grundsätzlich mit Herkunftsnachweisen (HKNs) kombiniert werden

  ✓ Grundsätzlich Ausstellung Herkunftsnachweise an Projekte mit anzulegendem Wert unterhalb „offizieller“ Strompreiserwartung denkbar
  ✓ Abnehmer der HKNs zahlen dann separat für Grünstromeigenschaft[1] durch Kauf von HKNs
  ✓ Wert der HKNs könnte vorvertraglich geregelt in Ausschreibungen eingepreist werden und anzulegende Werte senken

1 Zahlungsbereitschaft für HKNs allerdings regelmäßig niedrig, vgl. UBA (2019): Marktanalyse Ökostrom II, S. 214

© NERA Economic Consulting

Kann die verstärkte Marktintegration im BReg-Modell dessen andere Nachteile aufwiegen? (2)

- **Lerneffekte** auf EVU-Seite sind tendenziell gering:
  - × Akteure grundsätzlich erfahren und bereits fähig Preisrisiken zu übernehmen (und diese in Auktion einzupreisen)
  - × Aufgrund der großen Strommengen tendenziell weniger Nutzen durch standardisierte PPAs

- Weitere wesentliche Hebel zur **Senkung der Systemkosten** sind unabhängig von der Ausgestaltung der Marktprämie

  - ✓ Systemkostenfreundliche Standortauswahl während der staatlichen Vorentwicklung
  - ✓ Einbeziehung der Netzanbindung in die Ausschreibung bringt Anreiz zur Kostensenkung
  - ✓ Anreize zur Ko-Produktion von Wasserstoff bzw. anderer Speicherungsformen
  - ✓ Vermeiden von Anreizen zur Produktion in Stunden mit negativen Preisen (z.B. durch weiterentwickelten § 51 EEG)

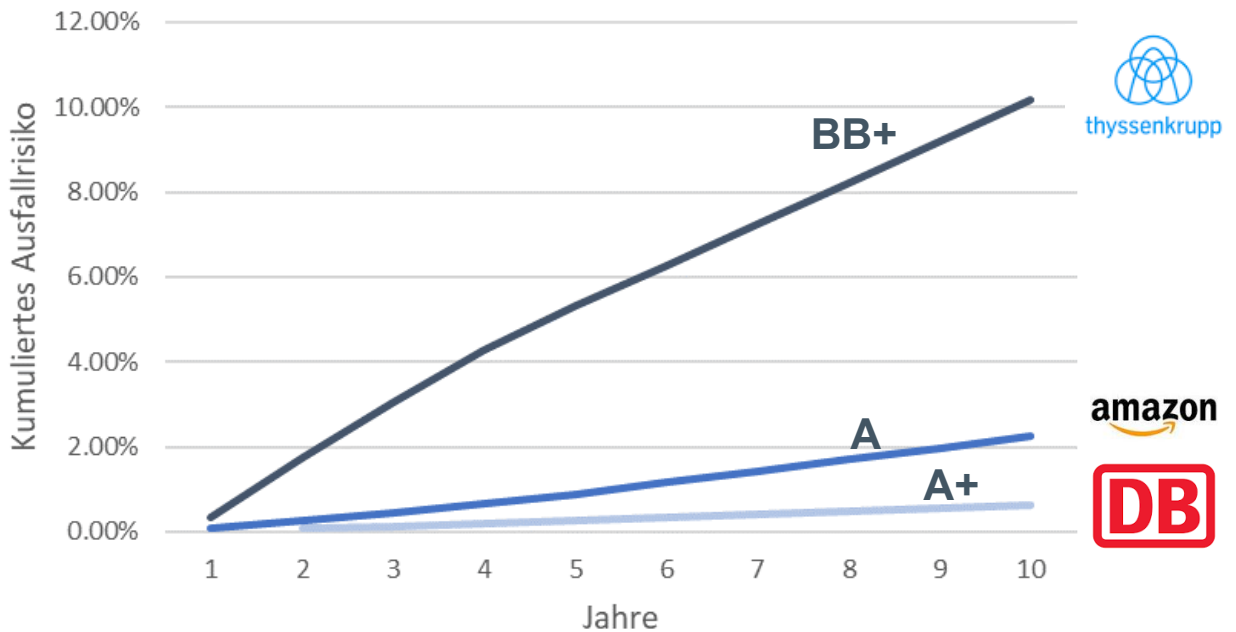
1 Zahlungsbereitschaft für HKNs allerdings regelmäßig niedrig, vgl. UBA (2019): Marktanalyse Ökostrom II, S. 214

© NERA Economic Consulting

Bewertung der Marktintegration im BReg-Modell muss festes Mengenziel für Offshore berücksichtigen

- Aufgrund der notwendigen Planung der Anschlussleitungen Wettbewerb um begrenzte Menge statt Realisierung aller zum Marktpreis möglichen Projekte
  - Besondere Situation führt zu möglichen Geboten unter tech-spezifischem Marktpreis bei CFD

- Marktintegration im BReg-Modell erhöht die Kosten der Erreichung des Mengenziels ggü. CFD
  - Ohne PPA („merchant“) erhebliche Aufschläge bei Finanzierungskosten
  - Auch bei individuellen PPA steigen die Kosten ggü. CFD, da jedes Projekt das Ausfallrisiko des einzelnen Abnehmers trägt
    → ineffizient, wenn Politik über Mengenziel die gesamtwirtschaftliche „Nachfrage“ sichert



Ausfallrisiken auf Basis eigener Analyse und Fitch (2016): Global Corporate Finance 2016 Transition and Default Study

Fazit: BReg-Modell macht die Erreichung der erhöhten Ausbauziele teurer und unsicherer als nötig

AUSBAUPLAN BRINGT OFFENE FRAGEN BEI WETTBERSBDYNAMIK

- Möglicherweise erhebliche Unterschiede in der Wettbewerbssituation im Hinblick auf Eintrittsrechte & zeitliches Profil

BREG-MODELL ERHÖHT KOSTEN UND UNSICHERHEIT GEGENÜBER CFD

- Unstreitig höhere Finanzierungskosten
- Tendenziell niedrigere Wettbewerbsintensität erhöht Risiko von Mitnahmeeffekten
- Höheres Risiko, dass bei ungünstiger Strompreisentwicklung abgebrochen wird

„MARKTINTEGRATION“ MUSS BESONDERHEIT BEI OFFSHORE BERÜCKSICHTIGEN

- Sondersituation durch politisch fixierte Nachfrage nach Offshore Wind → Potential durch BReg-Modell nicht genutzt
- Marktintegration durch PPA erhöht Kosten bei tendenziell geringen Lerneffekten

FÜR SCHWÄCHEN DES SYMMETRISCHEN (CFD)-MODELLS BESTEHEN LÖSUNGEN

- Wesentliche Senkung der Systemkosten auch im CFD-Modell möglich
- Grundsätzlich auch Kombination mit HKNs / direktem Grünstromverkauf möglich

© NERA Economic Consulting

Wo wir helfen können – Aktuelle NERA-Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien

- **Markteinstieg / ökonomische Analyse Offshore Wind DE**
  (u.a. für China Three Gorges, …)
  - Analyse des regulatorischen Rahmens (Strommarkt und EE-Förderung)
  - Strompreisprognose unter verschiedenen Szenarien
  - Analyse von Auktions-szenarien

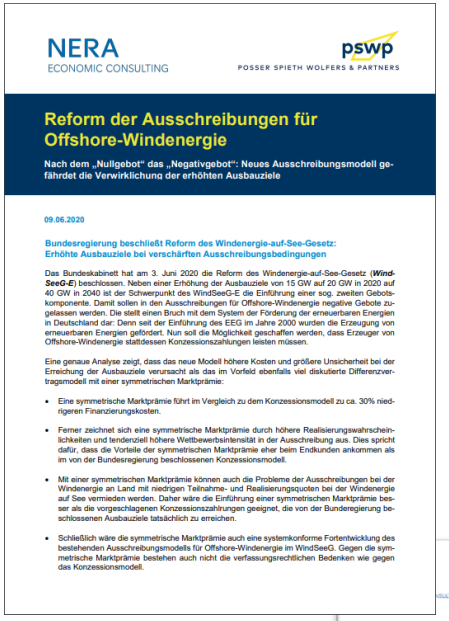
- **Auktionsanalyse und Gebots-unterstützung**
  (u.a. Vattenfall, Equinor, SSE, …)
  - Auktionssimulation und Gebotsoptimierung
  - Analyse PPA-Markt und Ko-Investoren
  - Wettbewerberanalyse
  - “War Gaming”

- **Weiterentwicklung von regulato-rischen Rahmenbedingungen für EE-Förderung**
  - Folgenabschätzung CfD-Einführung für UK DECC
  - Analyse verschiedener Aus-schreibungsmechanismen für Offshore Wind in NL
  - Design, Vorbereitung und Beihilfenanalyse für Einführung CfD in ROM

- **Ökonomische Unterstützung in Gerichts- und Schiedsverfahren zu Erneuerbaren**
  - Langfristiger Liefervertrag Solar-Wafers (ICC)
  - Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen Wind (ICSID)
  - Änderung Förderbedingungen Wasserkraft, Biomasse (jew. ICSID)
  - Verschiedene, u.a. Netzanschluss, Finanzierbarkeit (FERC, ad hoc)

© NERA Economic Consulting

Aktuelle NERA-Veröffentlichungen zum Thema Offshore-Wind



NERA ECONOMIC CONSULTING

pswp POSSER SPIETH WOLFERS & PARTNERS

Reform der Ausschreibungen für Offshore-Windenergie

Nach dem „Nullgebot" das „Negativgebot": Neues Ausschreibungsmodell gefährdet die Verwirklichung der erhöhten Ausbauziele

09.06.2020

Bundesregierung beschließt Reform des Windenergie-auf-See-Gesetz: Erhöhte Ausbauziele bei verschärften Ausschreibungsbedingungen

Das Bundeskabinett hat am 3. Juni 2020 die Reform des Windenergie-auf-See-Gesetz (***WindSeeG-E***) beschlossen. Neben einer Erhöhung der Ausbauziele von 15 GW auf 20 GW in 2020 auf 40 GW in 2040 ist der Schwerpunkt des WindSeeG-E die Einführung einer sog. zweiten Gebotskomponente. Damit sollen in den Ausschreibungen für Offshore-Windenergie negative Gebote zugelassen werden. Die stellt einen Bruch mit dem System der Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland dar: Denn seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 wurden die Erzeugung von erneuerbaren Energien gefördert. Nun soll die Möglichkeit geschaffen werden, dass Erzeuger von Offshore-Windenergie stattdessen Konzessionszahlungen leisten müssen.

Eine genaue Analyse zeigt, dass das neue Modell höhere Kosten und größere Unsicherheit bei der Erreichung der Ausbauziele verursacht als das im Vorfeld ebenfalls viel diskutierte Differenzvertragsmodell mit einer symmetrischen Marktprämie:

- Eine symmetrische Marktprämie führt im Vergleich zu dem Konzessionsmodell zu ca. 30% niedrigeren Finanzierungskosten.
- Ferner zeichnet sich eine symmetrische Marktprämie durch höhere Realisierungswahrscheinlichkeiten und tenderziell höhere Wettbewerbsintensität in der Ausschreibung aus. Dies spricht dafür, dass die Vorteile der symmetrischen Marktprämie eher beim Endkunden ankommen als im von der Bundesregierung beschlossenen Konzessionsmodell.
- Mit einer symmetrischen Marktprämie können auch die Probleme der Ausschreibungen bei der Windenergie an Land mit niedrigen Teilnahme- und Realisierungsquoten bei der Windenergie auf See vermieden werden. Daher wäre die Einführung einer symmetrischen Marktprämie besser als die vorgeschlagenen Konzessionszahlungen geeignet, die von der Bunderegierung beschlossenen Ausbauziele tatsächlich zu erreichen.
- Schließlich wäre die symmetrische Marktprämie auch eine systemkonforme Fortentwicklung des bestehenden Ausschreibungsmodells für Offshore-Windenergie im WindSeeG. Gegen die symmetrische Marktprämie bestehen auch nicht die verfassungsrechtlichen Bedenken wie gegen das Konzessionsmodell.

https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/Briefing%20-%20Reform%20der%20Ausschreibungen%20f%C3%BCr%20Offshore-Windenergie_15_06_2020.pdf

Mai 2017

NERA ECONOMIC CONSULTING

Hart am Wind: Einsichten aus der Optionsbewertung zu den Ergebnissen der ersten deutschen Offshore-Wind-Ausschreibung und ihren Auswirkungen

Autoren: Dominik Huebler, Daniel Radov, Lorenz Wieshammer[1]

Kernpunkte

Die Nutzung von Ausschreibungen zur Vergabe von Subventionen für erneuerbare Energieträger war in den vergangenen Jahren wiederholt Gegenstand wissenschaftlicher und politischer Diskussionen. Die Ausschreibungsergebnisse, die die Bundesnetzagentur am 13. April 2017 verkündete, dürften diese Diskussionen weiter anheizen.

Drei der vier bezuschlagten Offshore-Projekte haben Gebotswerte von 0 €/MWh (im Folgenden „Nullgebote") abgegeben, die eine (fast) subventionsfreie Vermarktung des erzeugten Stroms am Markt bedeuten.[2] Der Energiekonzern DONG, der sich mehrheitlich im Besitz des dänischen Staats befindet, sicherte sich die Baurechte für drei Projekte in der Nordsee mit einer Gesamtkapazität von 600 MW, davon 480 MW in zwei Nullgeboten zu je 240 MW. Daneben bezuschlagte die Bundesnetzagentur ein Nullgebot des ebenfalls mehrheitlich in staatlicher Hand befindlichen Stromkonzerns EnBW in der Nordsee mit einer geplanten Erzeugungskapazität von 900 MW.

Auf den ersten Blick spricht die Tatsache, dass beide Bieter angeboten haben, ihre Projekte ohne explizite Subventionen zu realisieren, dafür, dass DONG und EnBW Effizienzsteigerungen erwarten, die weit jenseits dessen liegen, was Experten für möglich hielten. Sollten die Projekte wie geplant realisiert werden, wäre dies eine Zäsur für die Offshore-Windenergie in Deutschland und würde die Effizienz von Ausschreibungen bei der Ermittlung der Fördertöhen erneuerbarer Energien unterstreichen.

https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf

NOMOSKOMMENTAR

Spieth | Lutz-Bachmann [Hrsg.]

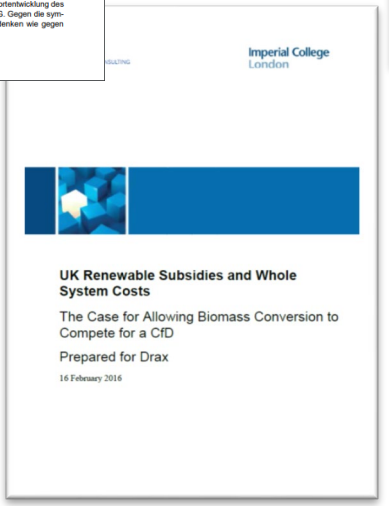
Offshore-Windenergierecht

WindSeeG | EEG | EnWG

Handkommentar

Nomos

https://www.nomos-shop.de/titel/offshore-windenergierecht-id-80902/



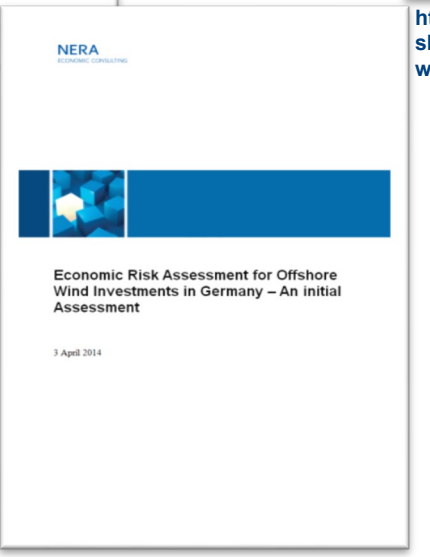
Imperial College London

UK Renewable Subsidies and Whole System Costs

The Case for Allowing Biomass Conversion to Compete for a CfD

Prepared for Drax

16 February 2016



NERA ECONOMIC CONSULTING

Economic Risk Assessment for Offshore Wind Investments in Germany – An initial Assessment

3 April 2014

Franz Jürgen Säcker (Hrsg.)

BERLINER KOMMENTAR ZUM ENERGIERECHT

Band 6

EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017

4. Auflage

R&W

dfv Mediengruppe

NERA
ECONOMIC CONSULTING

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dominik Huebler
Associate Director
NERA Berlin
+49 30 700 150 620
Dominik.Huebler@nera.com

© Copyright 2020
NERA Economic Consulting GmbH

All rights reserved.

Insight in Economics™