Enreg Workshop: Zentrale Inhalte und rechtliche Probleme des reformierten WindSeeG

Dr. Wolf Friedrich Spieth
Sebastian Lutz-Bachmann
24. Juni 2020

POSSER SPIETH WOLFERS & PARTNERS

Agenda

I. Hintergrund der Reform des WindSeeG
II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs
III. Verfassungsrechtliche Bedenken
IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

Agenda

I. **Hintergrund der Reform des WindSeeG**

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

III. Verfassungsrechtliche Bedenken

IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

I. Hintergrund der Reform des WindSeeG

Rückblick WindSeeG 2017:

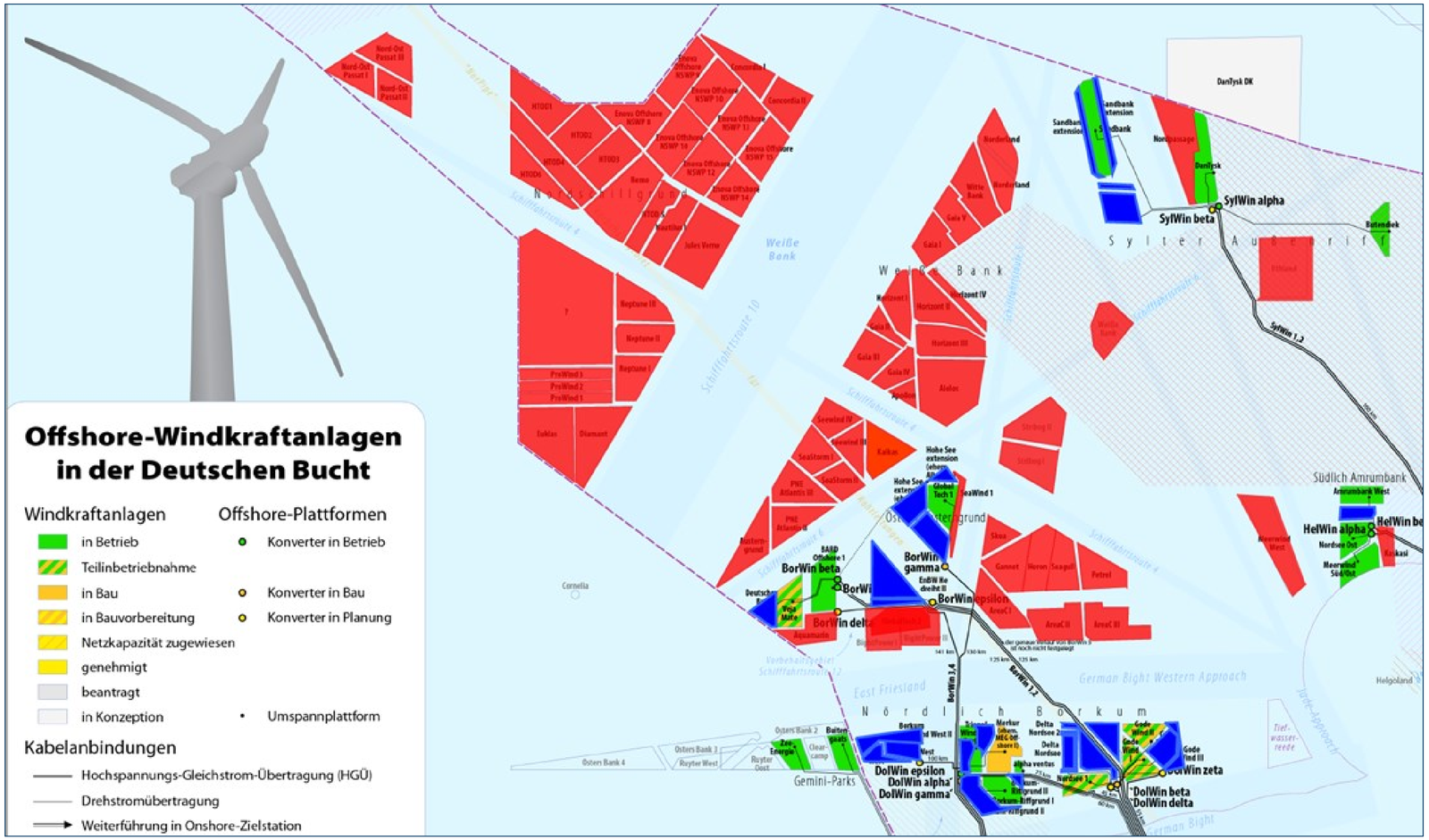
Einführung eines **Ausschreibungsmodells** für Offshore-Windenergie

- Potentielle Investoren konkurrieren um neue Projekte
- Neue Projekte werden offen auf dem Markt ausgeschrieben
- Niedrigstes Gebot erhält den Zuschlag
- Erst nach Zuschlag kann der Investor das Genehmigungsverfahren beantragen

Damit wurde **radikal in das bestehende Regime** eingegriffen:

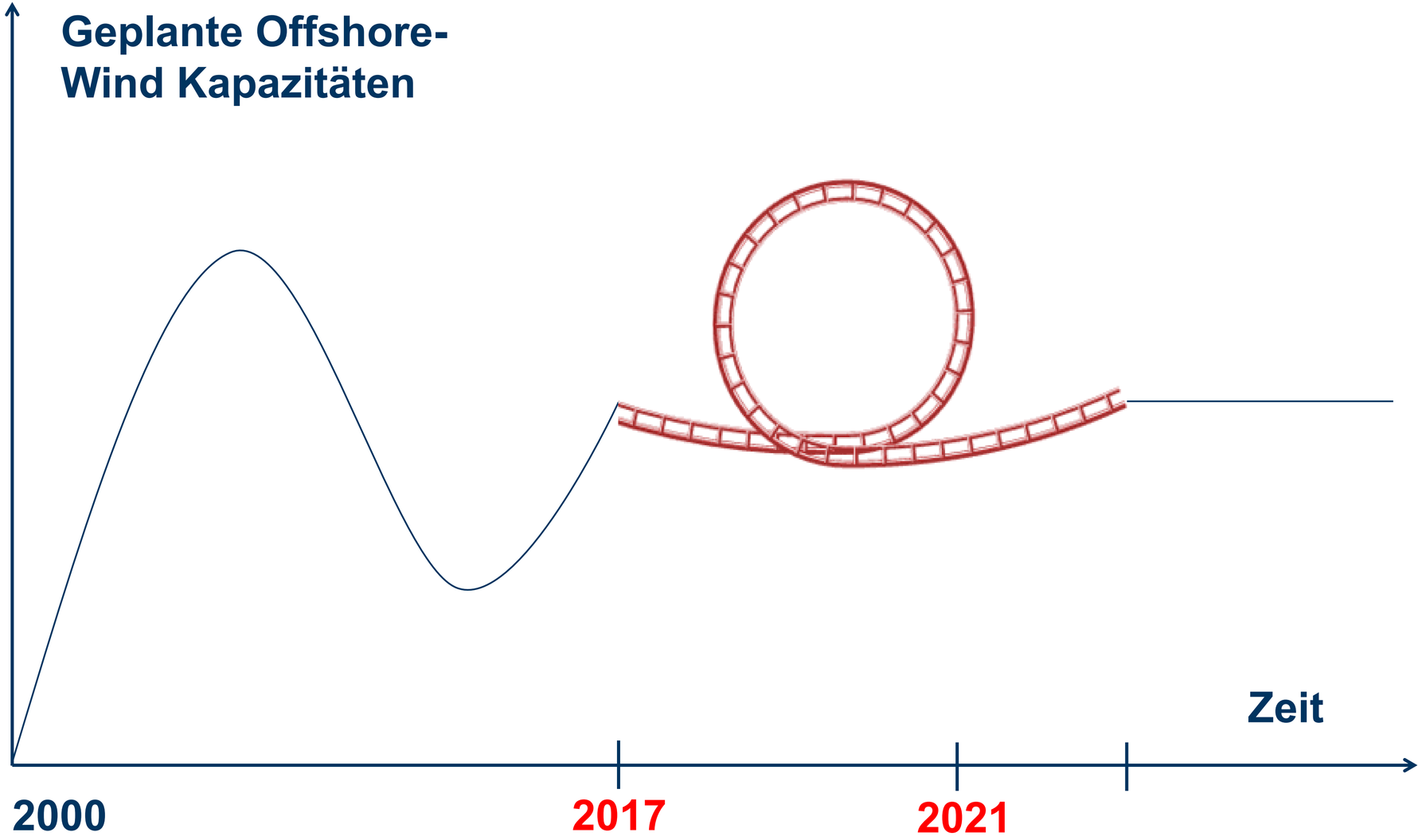
- Sämtliche Projekte, die bis Ende 2016 noch über keine unbedingte Netzanbindungszusage bzw. Kapazitätszuweisung verfügten, konnten nicht fortgeführt werden.
- Laufende Genehmigungsverfahren, wurden per Gesetz beendet, sämtliche Investitionen wurden entschädigungslos entwertet.
- Nur für einen Teil der Projekte, die bereits über Genehmigung verfügten bzw. die bereits erörtert waren, wurden zwei Übergangsausschreibungen durchgeführt. Allerdings war in diesen Übergangsausschreibungen weniger als 50% der Gesamtkapazität aller Projekte verfügbar.

Ausschreibungen nach dem WindSeeG



Grün: schon genehmigt und zugewiesene Netzkapazität, daher nicht von der „Übergangsphase“ erfasst
Blau: von der „Übergangsphase“ erfasst und teilnahmeberechtigt (23)
Rot: von der „Übergangsphase“ erfasst und ausgeschlossen (etwa 71)

Herausforderung für Offshore-Wind in Deutschland



I. Hintergrund der Reform des WindSeeG

Ergebnisse der Ausschreibung in 2017 und 2018:

- Zuschlagspreise lagen erheblich **unter** den Erwartungen
- Einige Projekte wurden mit 0 ct/kWh bezuschlagt, erhalten also **keine EEG-Förderung** mehr

Folgen der 0-Cent-Gebote in 2018 nach derzeitiger Rechtslage:

- Der sog. **„Höchstwert“** bestimmt die Obergrenze für zulässige Gebote für die EEG-Förderung von Offshore-Windenergieanlagen
- Höchstwert für künftige Ausschreibungsrunden entspricht dem **niedrigsten Gebotswert aus 2018** (§ 22 Abs. 1 WindSeeG 2017)
- Aufgrund der 0-Cent-Gebote in 2018 könnten **in kommenden Ausschreibungen lediglich 0-Cent-Gebote abgegeben werden**, darüber liegende Gebote wären unzulässig
- Eine Zuteilung unter verschiedenen Bietern könnte nur daher nach dem „Windhundprinzip“ oder im Losverfahren erfolgen; die Vergabe von Flächen würde zur reinen **Lotterie**
- Es ist **nicht** für alle künftig zur Ausschreibung gelangenden Flächen **zu erwarten**, dass **tatsächlich 0-Cent-Gebote abgegeben** werden – in diesem Fall würden die Flächen nicht zur Zuteilung gelangen

Agenda

I. Hintergrund der Reform des WindSeeG

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

1. Erhöhung der Ausbauziele
2. Gesetzliche Festlegung von Höchstwerten für die erste Gebotsrunde
3. Einführung einer zweiten Gebotsrunde mit negativen Geboten

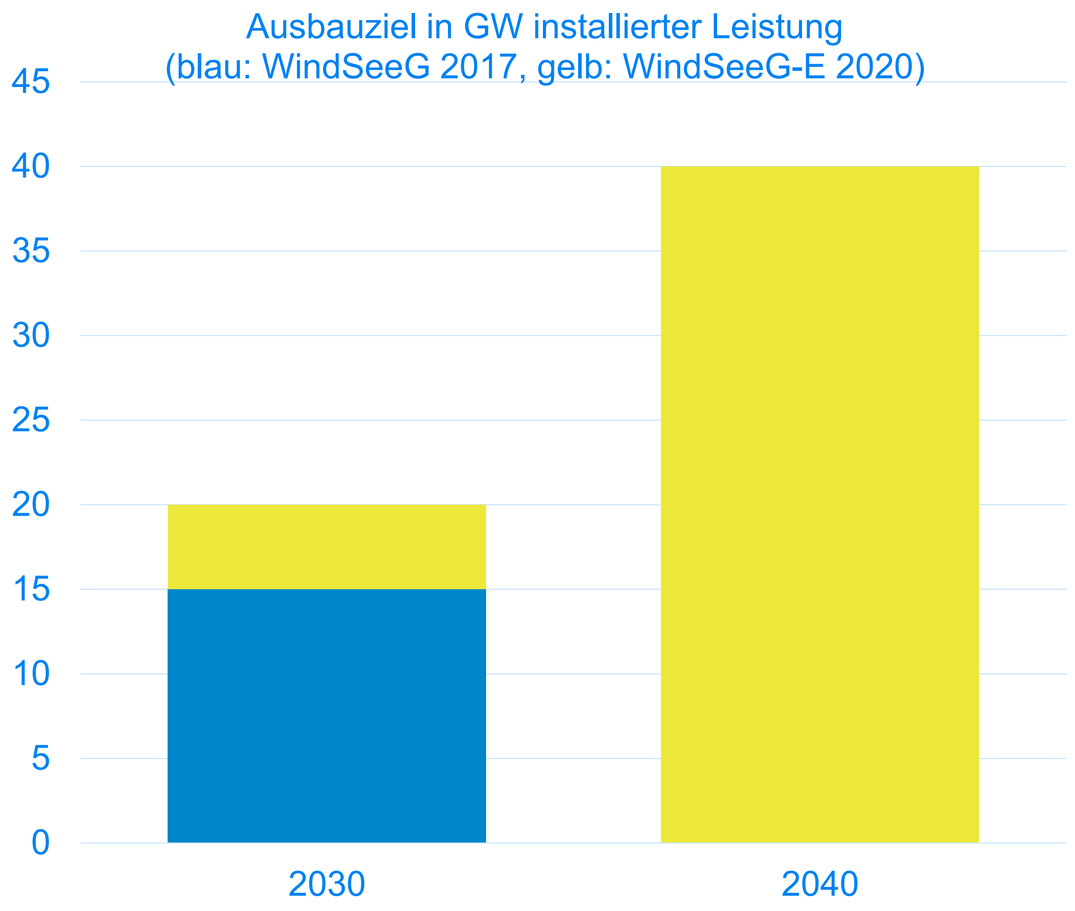
III. Verfassungsrechtliche Bedenken

IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

1. Erhöhung der Ausbauziele

- Erhöhung des Ausbauziels für **2030** von **15 GW auf 20 GW** installierter Leistung (nach Kürzung von 25 GW auf 15 GW im EEG 2014)
- **Anpassung der jährlichen Ausbauziele** bis 2030 (§ 1 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG-E)
- Erstmals Formulierung eines Langfristziels: **40 GW installierte Leistung bis 2040** (§ 1 Abs. 2 Satz 1 WindSeeG-E)

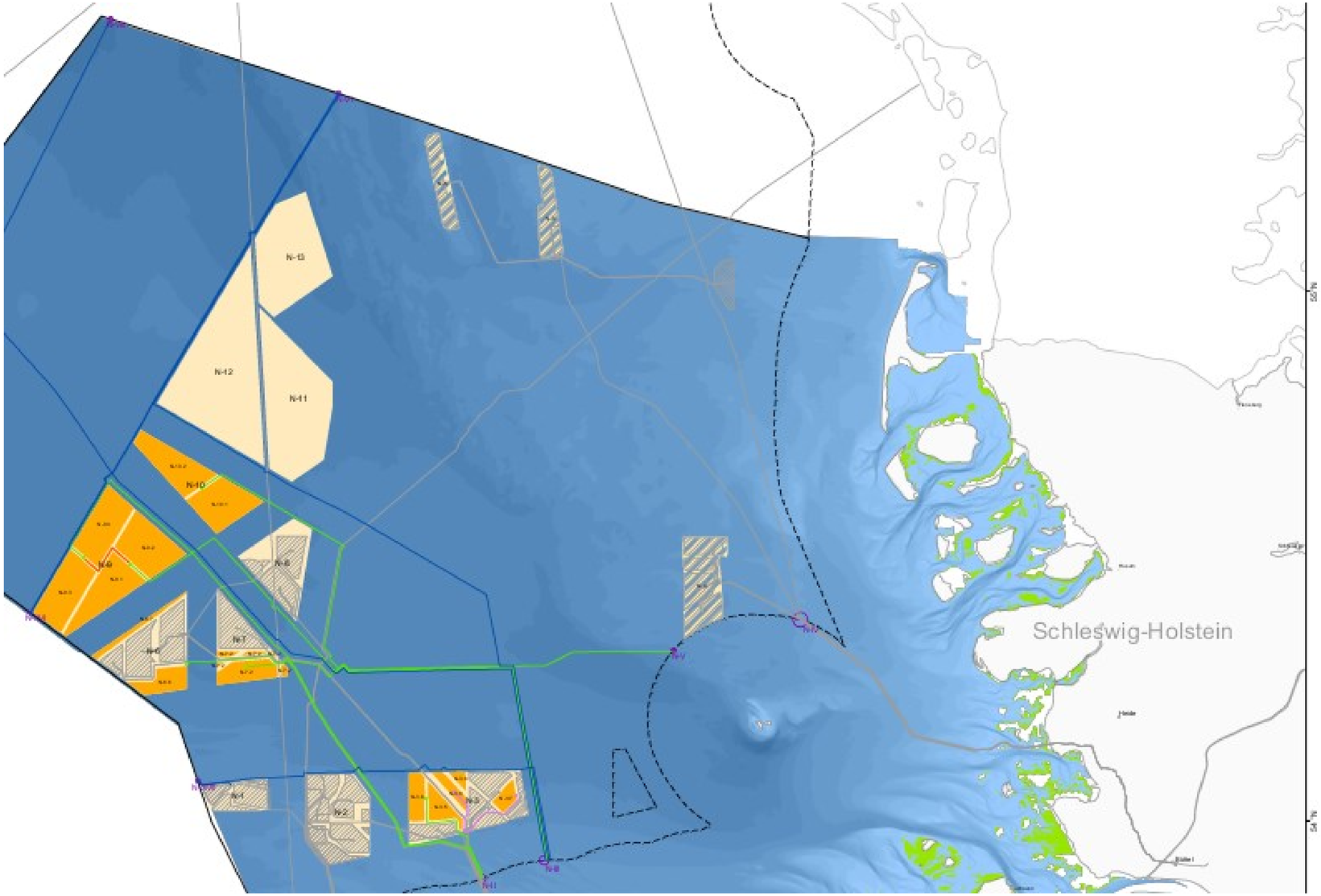


II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

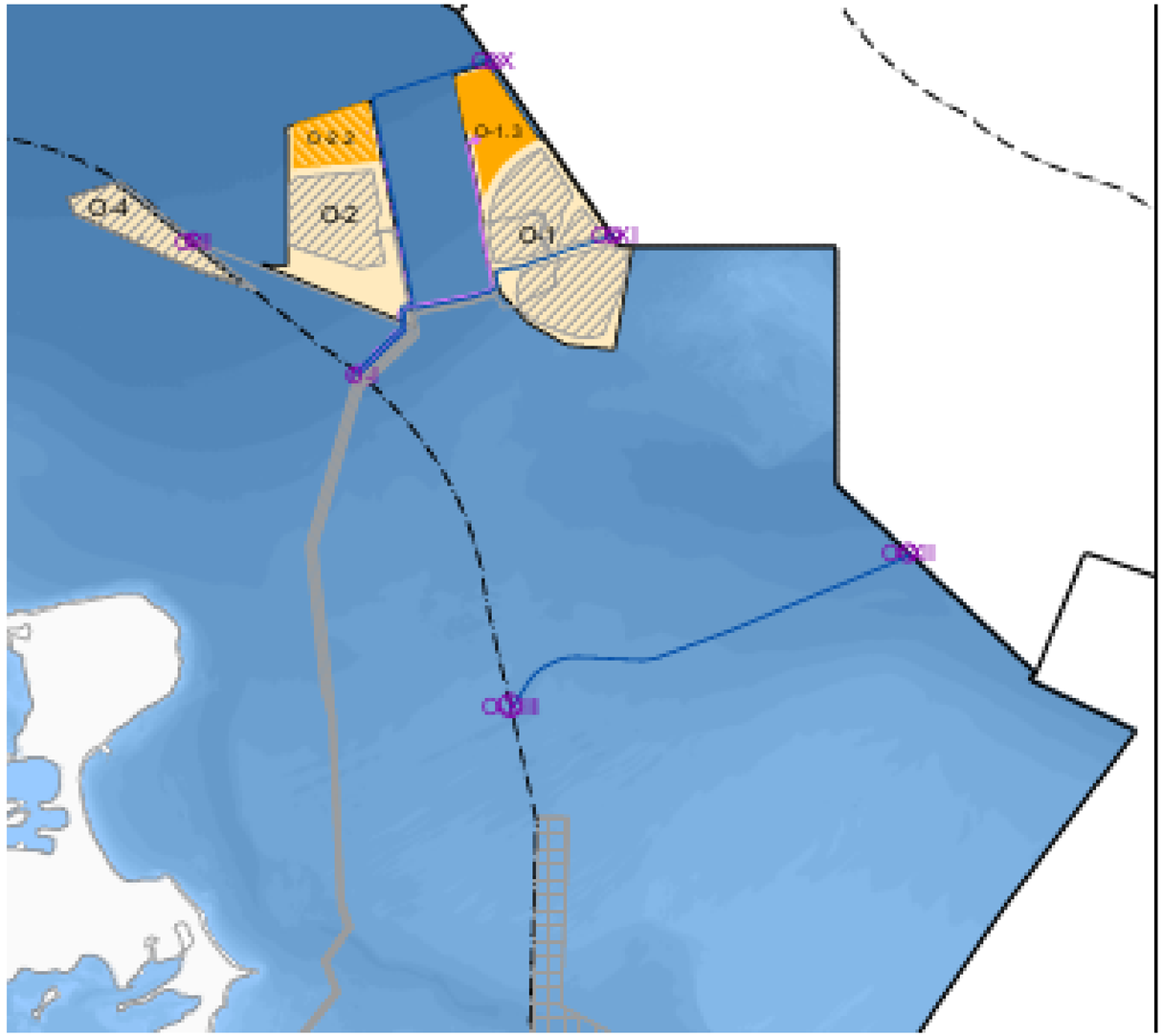
BSH: Entwurf für Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans auf Grundlage des WindSeeG-E

- In Vorgriff auf die Verabschiedung des WindSeeG-E durch den Gesetzgeber hat das BSH am 19. Juni 2020 die Einleitung der **Fortschreibung und Änderung des Flächenentwicklungsplans (FEP 2020)** sowie den voraussichtlichen Umfang der Fortschreibung und Änderung öffentlich bekannt gemacht.
- Zudem wurden ein **Vorentwurf für den FEP 2020** und die Entwürfe für die Untersuchungsrahmen (Nord- und Ostsee) im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung erstellt.

Übersichtskarte FEP-Entwurf Nordsee 2020



Übersichtskarte FEP-Entwurf Ostsee 2020



II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

Künftig zweistufiges Gebotsverfahren

Erste Gebotsrunde (wie bisher)

Bieter ***unterbieten*** sich um die zu erhaltende EEG-Marktprämie

Es werden
keine 0-Cent-Gebote abgegeben

Zuschlag erfolgt zum niedrigsten Gebot

Erfolgreicher Bieter ***erhält*** EEG-Marktprämie (wie bisher)

Es werden
0-Cent-Gebote abgegeben

Zweite Gebotskomponente (neu)

Bieter ***überbieten*** sich um den zu zahlenden Offshore-Netzausbaubeitrag

Zuschlag erfolgt zum höchsten „Negativgebot“

Erfolgreicher Bieter ***zahlt*** Offshore-Netzausbaubeitrag (neu)

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

2. Gesetzliche Festlegung der Höchstwerte für *erste* Gebotsrunde

- Aufgrund der 0-Cent-Gebote in 2018 könnten in kommenden Ausschreibungen nach derzeitiger Rechtslage **lediglich 0-Cent-Gebote** abgegeben (§ 22 Abs. 1 WindSeeG 2017)
- **Um wieder wettbewerbliche Ausschreibungen zu ermöglichen**, werden die Höchstwerte für Gebote in der ersten Gebotsrunde gesetzlich neu festgelegt (§ 22 Abs. 1 WindSeeG-E):

Jahr der Ausschreibung	Höchstwert
2021	7,3 ct/kWh
2022	6,4 ct/kWh
2023 ff.	6,2 ct/kWh

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

3. Einführung einer *zweiten* Gebotskomponente

- Kommt es künftig zu 0-Cent-Geboten, sollen **negative Gebote als ergänzendes Zuschlagskriterium** ermöglicht werden
- In der zweiten Gebotsrunde *unterbieten* sich die Bieter nicht länger um die *zu erhaltende* EEG-Förderung, sondern ***überbieten* sich um den *zu zahlenden* Offshore-Netzausbaubeitrag** (§ 23c Abs. 1 WindSeeG-E)
- Das Verfahren ist als **„dynamisches Gebotsverfahren“** ausgestaltet (§ 23a WindSeeG):
  - Das Verfahren besteht aus **mehreren Gebotsrunden** mit jeweils ansteigenden Gebotsstufen
  - Um in die nächste Gebotsrunde zu gelangen, müssen die Bieter innerhalb der Gebotsabgabefrist der jeweiligen Gebotsstufe **zustimmen**.
  - Stimmen mehrere Bieter der Gebotsstufe zu, beginnt eine **neue Gebotsrunde**, an der nur diese Bieter teilnehmen.
  - Das Verfahren wird fortgesetzt, bis nur noch ein Bieter der aufgerufenen Gebotsstufe zustimmt. Dieser Bieter erhält den **Zuschlag in Höhe der letzten Gebotsstufe**.

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

Einführung des Offshore-Netzausbaubeitrags

- Wird ein Bieter auf Grundlage eines negativen Gebots bezuschlagt, erhält er **keinerlei EEG-Vergütung** mehr, sondern muss einen sog. **Offshore-Netzausbaubeitrag** leisten
- **Die Höhe des Offshore-Netzausbaubeitrags** berechnet sich nach dem negativen Zuschlagswert der zweiten Gebotskomponente multipliziert mit dem Ausschreibungsvolumen für die Projektfläche (§ 23c Abs. 2 WindSeeG-E)
- **Zahlung des Offshore-Netzausbaubeitrags** erfolgt über 15 Jahre in gleichbleibenden jährlichen Raten zu leisten und soll zur Senkung der EEG-Umlage verwendet werden (§ 23c Abs. 2 und 3 WindSeeG-E)
- Faktisch ist der Offshore-Netzausbaubeitrag eine **echte Konzessionszahlung** für die Nutzungsmöglichkeit der bezuschlagten Flächen

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

Auswirkungen auf das Eintrittsrecht von Inhabern bestehender Projekte

a) Es werden MEHRERE 0-Cent-Gebote abgegeben:

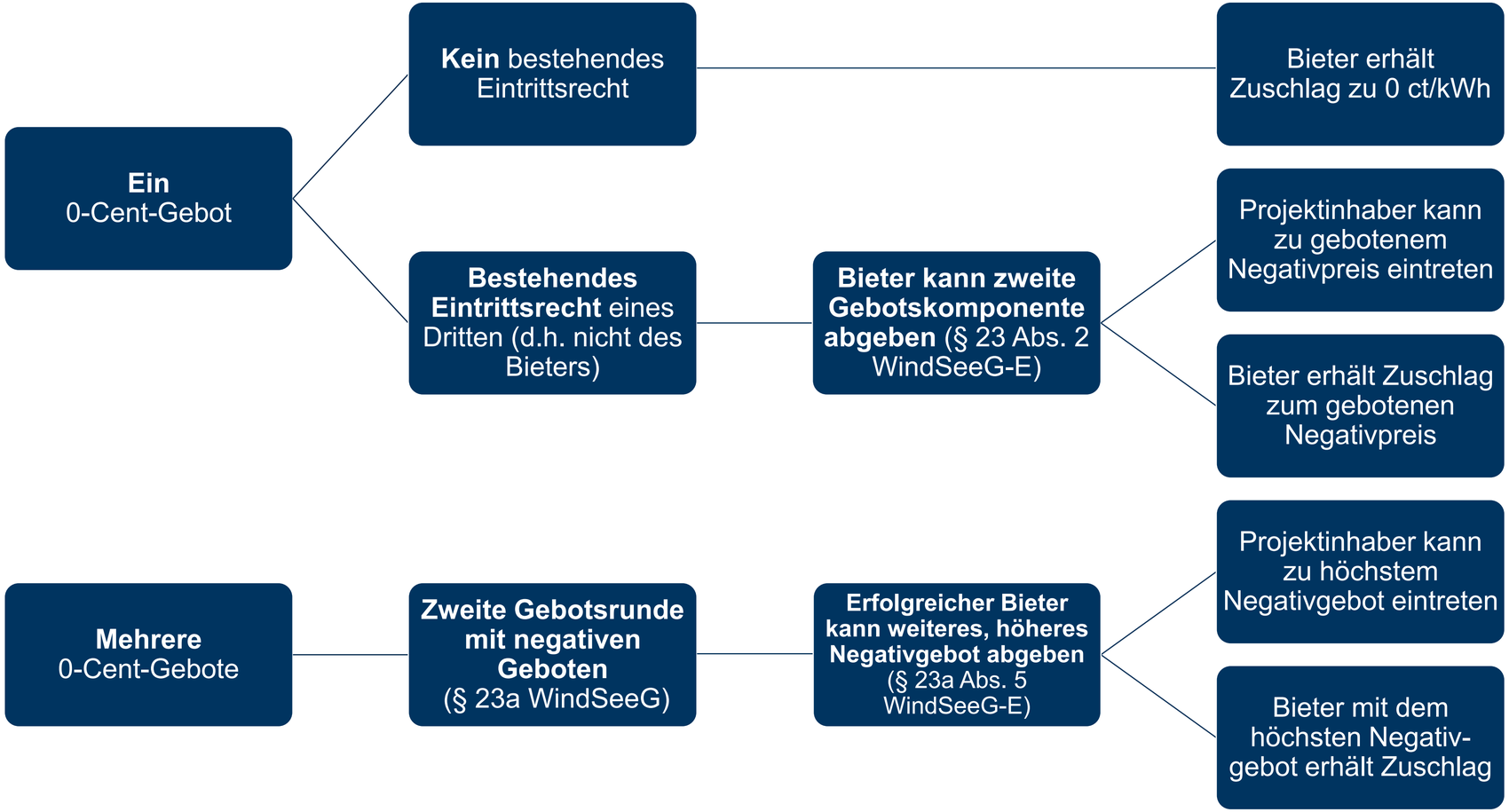
- Dynamisches Gebotsverfahren zur Ermittlung des höchsten Negativgebots (§ 23a WindSeeG-E)
- Sofern ein Eintrittsrecht eines Dritten besteht, kann der Bieter ein weiteres Gebot mit einer höheren zweiten Gebotskomponente abgeben, um seine Wettbewerbsposition gegenüber dem Eintrittsberechtigten weiter zu verbessern (§ 23a Abs. 5 WindSeeG-E)
- Eintrittsrecht des Projektinhabers zu Konditionen des höchsten Negativgebots nach Abschluss des Verfahrens (§ 39 Abs. 1 WindSeeG-E)

b) Es wird EIN 0-Cent-Gebot abgegeben:

- Sofern ein Eintrittsrecht eines Dritten besteht, kann der Bieter eine zweite Gebotskomponente abgeben (§ 23 Abs. 2 WindSeeG-E)
- Der Projektinhaber kann zu den Konditionen dieser zweiten Gebotskomponente eintreten, andernfalls erfolgt Zuschlag an den Bieter zu diesen Konditionen (§ 39 Abs. 1 WindSeeG-E)

II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs

Auswirkungen auf das Eintrittsrecht von Inhabern bestehender Projekte



Agenda

I. Hintergrund der Reform des WindSeeG
II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs
III. Verfassungsrechtliche Bedenken
IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

III. Verfassungsrechtliche Bedenken

Hintergrund: Eintrittsrecht

- Mit dem Inkrafttreten des WindSeeG konnten Projekten, die bereits genehmigt waren bzw. für die bereits ein Erörterungstermin durchgeführt worden war, die aber noch nicht an das Netz angeschlossen waren, **nicht mehr verwirklicht werden**.
- Für diese Projekte wurden in den Jahren 2017 oder 2018 **Übergangsausschreibungen** durchgeführt.
- Alle Projekte, die in den Übergangsausschreibungen keinen Zuschlag bekommen haben, haben ihre Projektrechte endgültig verloren.
- Als **Kompensation für den Verlust der Projektrechte** wurden den Projektinhabern ein Eintrittsrecht gewährt.
- Wird die ehemalige Projektfläche in den Ausschreibungen bis 2030 bezuschlagt, kann der ehemalige Projektinhaber zu den Konditionen des Zuschlags das Projekt verwirklichen
- Voraussetzung dafür ist insb., dass der ehemalige Projektinhaber seine Projektrechte und seine Planungsunterlagen kompensationslos an den Staat abgetreten hat.

III. Verfassungsrechtliche Bedenken

Entwertung des Eintrittsrecht durch die Reform

- Die Entwertung der Projektrechte durch das WindSeeG stellte einen **erheblichen Eingriff das Recht auf Eigentum (Art. 14 Abs. 1 GG) dar**. Die Projektrechte beruhten auf eigenen Leistungen, nämlich den Investitionen. Allein für die Projektentwicklung und die Erlangung einer Genehmigung für ein Offshore-Windparkprojekt musste ein Millionenbetrag investiert werden, insbesondere für die umfangreichen technischen und umweltfachgutachterlichen Studien.
- Das Eintrittsrecht ist eine Kompensation für diesen Eingriff in das Eigentum der (ehemaligen) Projektinhaber und **nimmt daher am Eigentumsschutz aus Art. 14 Abs. 1 GG teil.**
- Die vorgeschlagene Reform des WindSeeG ist im Hinblick auf diesen Eigentumsschutz in Form des Vertrauensschutzes der Eintrittsberechtigen bedenklich. Denn die Eintrittsberechtigen hatten im **Vertrauen auf das im WindSeeG festgelegten Design der Ausschreibungen** ab dem Jahr 2021 ihre Projekt- und Untersuchungsunterlagen im Jahr 2018 kompensationslos an den Staat übertragen.
- Durch die Einführung des dynamischen Gebotsverfahrens würde das **Eigentumsrecht nachträglich entwertet**. Denn die Wirtschaftlichkeit und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten, die über die zweiten Gebotskomponente bezuschlagt werden, erheblich vermindern und daher das Eintrittsrecht nachträglich entwerten.

Agenda

I. Hintergrund der Reform des WindSeeG
II. Wesentliche Inhalte des Gesetzesentwurfs
III. Verfassungsrechtliche Bedenken
IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

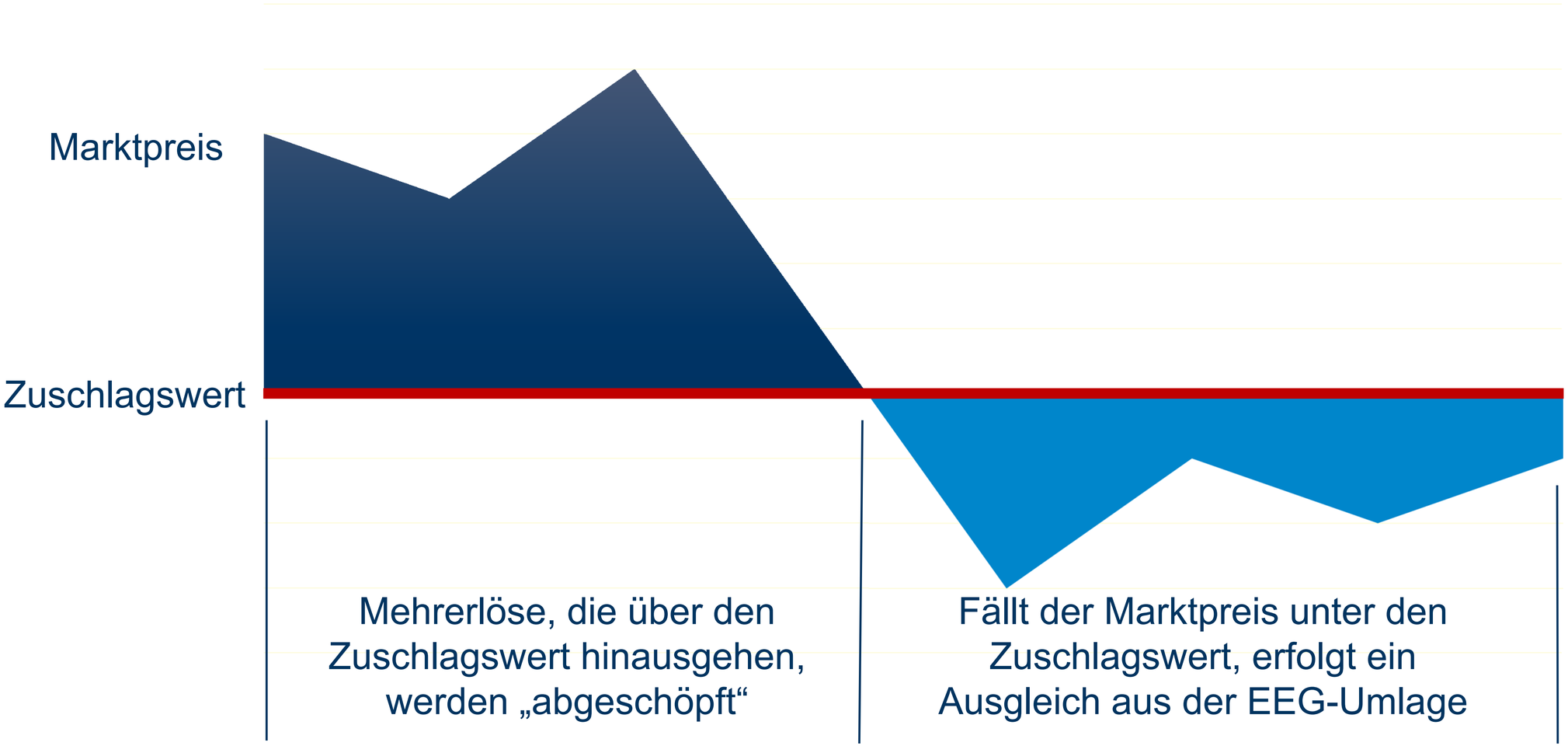
IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

Differenzvertragsmodell als symmetrische Marktprämie

- Lediglich **Mehrerlöse, die über den Zuschlagswert hinausgehen**, würden zur Senkung der EEG- bzw. Offshore-Netzumlage **abgeschöpft.**
- Fällt der Strompreis unter den in der Ausschreibung ermittelten Wert, würde der erfolgreiche Bieter – wie bisher – eine **Vergütung für die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Zuschlagswert** erhalten.
- CfD-Modell als **„symmetrische“** Marktprämie: Der möglichen Verpflichtung zur Leistung an das EEG-Konto steht der mögliche Empfang von Leistungen aus dem EEG-Konto gegenüber.

IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

Differenzvertragsmodell als symmetrische Marktprämie



IV. Alternativlösung: Contracts for Differences

Vorteile der symmetrischen Marktprämie gegenüber dem Konzessionsmodell

- **Reduktion der Finanzierungskosten** durch geringeres Ausfallrisiko und verbesserter Planbarkeit.
- Ausschaltung des „Risikofaktors Marktpreis“ bewirkt **Erhöhung der Wettbewerbsintensität*;*** Kostensenkungen würden sich vollständig in den Ausschreibungsergebnissen widerspiegeln; dadurch **Entlastung der Endkunden.**
- Symmetrische Marktprämie **erhöht Realisierungswahrscheinlichkeit** bezuschlagter Projekte, da „optionsbasiertes Bieten“ lediglich auf Grundlage der (erwarteten) Technologieentwicklung, nicht aber auf Grundlage der (erwarteten) Strompreisentwicklung erfolgt.
- Symmetrische Marktprämie wäre **systemkonforme Fortentwicklung des bestehenden Ausschreibungsmodells**, da sie lediglich die möglichen Erlöse der Bieter nach oben begrenzen würde.
- Überschaubarer **gesetzlicher Anpassungsbedarf**

Ihre Ansprechpartner

Dr. Wolf Friedrich Spieth
Partner
T + 49 30 814 542 501
M Wolf.Spieth@pswp.de

Sebastian Lutz-Bachmann, LL.M.
Principal Associate
T + 49 30 814 542 507
M Sebastian.Lutz-Bachmann@pswp.de

POSSER SPIETH WOLFERS & PARTNERS
Palais Holler
Kurfürstendamm 170
10707 Berlin
Germany
www.pswp.de