

Offshore-Ausschreibung in Deutschland

Hintergrundpapier, 20. April 2017

Die Ergebnisse der ersten Ausschreibung zur Offshore-Windenergie in Deutschland haben im Umfeld der Windkraftbranche für Verwirrung gesorgt. Sie können jedoch nur unter Berücksichtigung der Umstände richtig interpretiert werden. Die Ausschreibung für insgesamt 1.550 MW ergab Zuschläge für eine Leistung von insgesamt 1.490 MW, dies zu einer Höhe von 0 und 6 cent/kWh. Geboten wurde auf eine Marktprämie, welche über eine Laufzeit von 20 Jahren zusätzlich zum auf dem Strommarkt erzielbaren Preis ausbezahlt wird. Unter einer kritischen Betrachtung relativiert sich dieses überraschende Ergebnis jedoch sehr schnell, es sind daraus keine sinnvollen Aussagen über die Gestehungskosten der Windenergie in Österreich abzuleiten.

- Die Projekte werden nicht JETZT sondern frühestens 2023 bis 2025 errichtet.
- Der Netzanschluss wird vom Staat übernommen, ist daher im Gebot nicht enthalten.
- Die Gebote sind als „Wette“ auf die zukünftigen Strompreise, CO₂-Preise, die verfügbare Technik und die Anlagenpreise zu werten.
- Nur Unternehmen mit hohen Staatsanteilen kamen zum Zug - Pönalen im Falle des Nichteintreffens ihrer Annahmen sind für diese ein geringer Faktor.
- Hinterlegte Sicherheiten (Pönale) haben bescheidene Wirkung, Rückabwicklung möglich
- Die ersten beiden Runden der Offshore-Ausschreibungen sind eine Sondersituation, da alte Projekte in einem gesonderten Ausschreibungsdesign erfolgen
- Gebote sind vor dem strategischen bzw. politischen Hintergrund der Forderung nach höheren Mengen zur Ausschreibung zu sehen.
- Schwierig ist, das eine Evaluierung und damit ein Lernen erst nach der Errichtungsperiode wirklich möglich ist. Ausschreibungen sind nach dem Ende der Errichtungsfrist erst wirklich beurteilbar.
- Für die Zielerreichung ein unsicheres Instrument.
- Fragwürdig ist, ob ein Umbau des Energiesystems durch unsichere Rahmenbedingungen mit hoher Versorgungssicherheit erfolgen kann.

1. Keine „reguläre“ Ausschreibung

Die erste Ausschreibungstranche 2017/2018 zur Offshore-Windenergie ist keine reguläre Ausschreibung von Neuprojekten.

In der ersten Tranche werden in zwei Runden am 1. April 2017 und am 1. April 2018 insgesamt 3.100 MW versteigert, wobei 2017 und 2018 jeweils 1.550 MW zur Verfügung stehen und 500 MW insgesamt für Projekte in der Ostsee geblockt sind. Diese Tranche ist jedoch nur für fertig entwickelte Windenergieprojekte zugänglich, die sich bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden. Insgesamt existieren derzeit rund 6.000 – 7.000 MW Windkraftprojekte in diesem fortgeschrittenen Planungsstadium, in welche bereits erhebliche Investitionen getätigt wurden.

Geboten wird bei der Ausschreibung auf die gewünschte Marktprämie, welche man dann als Förderung zusätzlich zu den auf dem Strommarkt zu erzielenden Preisen für eine Dauer von 20 Jahren erhält. Wer bei der Ausschreibung zum Zug kommt, erlangt zusätzlich zu dieser Marktprämie für 20 Jahre auch eine Einspeisegarantie für den erzeugten Strom über 25 Jahre (mit der Aussicht auf eine Verlängerung auf 30 Jahre). Außerdem erhält man die Berechtigung, das Projekt zu bauen und an das Netz anzuschließen. Der Netzanschluss wird vom Bund bezahlt und ist nicht vom Projektwerber zu tragen. Die kontrahierten Kapazitäten müssen bis 2025 in Betrieb genommen werden.

Für das Anbieten bei der Ausschreibung sind Sicherheiten zu hinterlegen, in dieser Phase liegen diese bei EUR 100/kW.

Auch wenn in der ersten Ausschreibung nun Gebote auf die Marktprämie zu EUR 0 erfolgten, war dies offenbar aus Sicht der Bieter trotzdem sinnvoll, weil sie erst mit dem Zuschlag das Recht erhalten haben, den

Windpark zu errichten, ans Netz anzuschließen und eine Einspeisegarantie für zumindest 25 Jahre mitumfasst ist. Der Strom ist nun am freien Markt zu vermarkten und hier sind Erlöse zu erzielen. Angesichts sehr hoher Planungskosten und behaupteter Synergien mit benachbarten Windparks haben sich die Unternehmen daher in Ausnahmefällen zu Geboten zu EUR 0 auf die Marktprämie entschlossen.

Nach dieser Übergangsphase der ersten Tranche 2017/2018 müssen in der Zukunft alle Projekte im Rahmen eines neuen Modells vergeben werden, wobei Projekte nur mehr in solchen Flächen zulässig sind, die vom Staat vorentwickelt wurden bzw. zumindest zu 50% in solchen vom Staat ausgewiesenen Flächen liegen. All jene bereits bisher in Entwicklung befindlichen Projekte, welche also nicht in der Tranche 2017/2018 zum Zug kommen und außerhalb dieser Flächen liegen, sind damit gestorben. Die „eigentlichen“ Ausschreibungen für Offshore Windenergie erfolgen also erst ab frühestens 2021, da werden dann sowohl die eigentliche Standortentwicklung als auch der Netzanschluss vom Staat übernommen. Aus diesem Grund besteht daher ein großer Druck für die derzeit existierenden konkreten Projekte im Ausmaß von rund 6.000 bis 7.000 MW, schon in der ersten Tranche 2017/2018 zum Zug zu kommen.

Folgende Fenster ergeben sich für die Offshore-Windenergie¹

Ausschreibungstermin	Ausschreibungsmenge		Vorgesehenes Jahr der Inbetriebnahme
1.4.2017	1.550 MW	(min. 500 MW in der Ostsee)*	2021-2025
1.4.2018	1.550 MW		2021-2025
1.9.2021	700-900 MW		2026
1.9.2022	700-900 MW		2027
1.9.2023	700-900 MW		2028
1.9.2024	700-900 MW		2029
1.9.2025	700-900 MW		2030

*Offshore-Windkraft in der Ostsee ist tendenziell aufwändiger als in der Nordsee. Die Quote soll Projekten in diesen Gebieten eine Realisierung ermöglichen.

2. Wie kam der Zuschlag an die Unternehmen zustande?

Die Bestbieter waren nicht vier Unternehmen, sondern lediglich zwei: EnBW und DONG Energy mit insgesamt vier Projekten. EnBW ist der ehemalige Landesenergieversorger des deutschen Bundeslandes Baden-Württemberg (heute 2,84% Streubesitz). DONG Energy ist der ehemalige dänische staatliche Energieversorger (heute 49,9% Streubesitz, 20% davon Goldman Sachs).

- | | |
|---|---------------------------|
| 1. EnBW He Dreht | 900 MW (EnBW, EUR 0/MWh) |
| 2. Dong Energy Borkum Riffgrund West II | 240 MW (DONG, EUR 0/MWh) |
| 3. Northern Energy OWP West | 240 MW (DONG, EUR 0/MWh) |
| 4. Gode Wind 03 | 110 MW (DONG, EUR 60/MWh) |

Insgesamt war laut der deutschen Bundesnetzagentur ein Projektvolumen von 6.000 MW – 7.000 MW teilnahmeberechtigt. Aufgrund der unterschiedlich fortgeschrittenen Projekte und der geringen Akteursanzahl ist die Ansicht des „intensiven Wettbewerbs“ der Bundesnetzagentur kritisch zu hinterfragen. Im Wesentlichen gibt es 12 Akteure, wobei Nordseeprojekte Vorteile gegenüber Ostseeprojekten haben. Sieht man die beiden Zonen getrennt, gibt es 8 Teilnehmer in der Nordsee und 4 Teilnehmer in der Ostsee, und eine deutliche Konzentration bei ehemaligen bzw. weiterhin unter staatlicher Kontrolle befindlichen Unternehmen bzw. Investmentfonds, deren Kostenstruktur nicht gleichwertig mit jener von unabhängigen Energieversorgern zu sehen ist. Die oben angesprochenen 6.000 -7.000 MW setzen sich aus folgenden Projekten zusammen:

Nordsee	Borkum Riffgrund West I	Dong Energy
	OWP Delta Nordsee I	E.ON
	Nördlicher Grund I	Blackstone
	Nördlicher Grund II	Vattenfall
	He Dreht	EnBW
	OWP Delta Nordsee 2	E.ON

¹ Stiftung Offshore Windenergie, 2017

	Gode Wind 04	Dong Energy
	Nordsee Two	Innogy (RWE)
	Nordsee Three	Innogy (RWE)
	OWP West	Dong Energy
	Borkum Riffgrund West II	Dong Energy
	Global Tech II	Vattenfall
	Gode Wind III	PNE
	Kaskasi II	Innogy (RWE)
	Atlantis I	PNE
Ostsee	Arcadis Ost 1	KNK Wind
	Adlergrund 500	BEC Energie Consult GmbH
	Adlergrund GAP	BEC Energie Consult GmbH
	Wikinger Nord	Iberdrola
	Wikinger Süd	Iberdrola
	Baltic Eagle	Iberdrola
	Ostseeschatz	Windreich
	Windanker	Iberdrola

3. Rechtlicher Hintergrund zu den Geboten

Bieter für die ersten beiden Ausschreibungsrunden bieten mit Projekten, die schon in einem sehr fortgeschrittenen Stadium der Entwicklung sind.

Das EnBW-Projekt He Dreht etwa ist seit 2002 in der Planungs- und Projektierungsphase und seit 2007 baufertig und genehmigt. Aufgrund mangelnder Netzanschlussmöglichkeiten wurde es bisher jedoch nicht errichtet, wie der Brancheninformationsdienst „montel“ berichtet². Durch die Umstellung des Fördersystems besteht ein hoher Druck, das Projekt aufgrund der bereits entstandenen Projektierungskosten zu realisieren. Für EnBW bedeutet He Dreht gemeinsam mit einem zweiten Windpark in diesem Gebiet ein Investitionsvolumen von 3,5 bis 4 Milliarden Euro.³

Analog dazu sind auch die anderen Projekte zu sehen, einige Projekte haben aufgrund mangelnder Netzanschlussmöglichkeiten bereits mehrmals die Fertigstellung beantragt, konnten jedoch nicht errichtet werden.

- Borkum Riffgrund West II; Projektbeginn 2004
- Northern Energy OWP West; Projektbeginn 2003
- Gode Wind III; Projektbeginn 2009 (als Teil eines älteren Projektes)

Eine Besonderheit ist, dass ein Kontingent von 500 MW für die Ostsee reserviert war. Frei ausgeschrieben wurden also lediglich 2.600 MW, wobei klar war, dass in der ersten Runde Nordsee-Projekte zum Zug kommen werden und das zweite Fenster dementsprechend um 500 MW (also 30%) kleiner wird. Insofern hätte etwa EnBW mit einem Projekt von 900 MW Größe die komplette zweite Ausschreibungsrunde benötigt, um zum Zug zu kommen. Andernfalls wären das Projekt und die bisher getätigten Investitionen verfallen.

Erschwerend kommt hinzu, dass laut § 22 Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG)⁴ die niedrigste Prämie der zweiten Auktion am 1. April 2018 den Höchstwert für alle darauf folgenden Auktionen definiert (siehe Tabelle oben). Ein Bieter mit einem großen Projekt in der Nordsee (wie etwa EnBW) bzw. mit einem großen Kontingent bereits sehr weit entwickelter Projekte (wie Dong Energy) steht also vor der zusätzlichen Herausforderung, dass bei einer zweiten Auktion außerordentlich niedrige Gebote wiederum alle zukünftigen Auktionen auf den selben Preis bringen und die unterschiedliche Kostenstruktur der Projekte nicht abgebildet werden kann. Es besteht also erheblicher Druck, die erste Runde 2017 zu nutzen, wenn man mit sehr niedrigen Preisen anbieten möchte, um nicht durch ein niedriges Gebot bei der Runde 2018 eine zu niedrige Schwelle für die Zukunft zu verursachen. Aus diesem Grund ist für 2018 tendenziell mit höheren Geboten zu rechnen.

² Montel (2014); EnBW-Windpark He Dreht (738 MW) erhält keine Netzkapazität.

³ EnBW (2012); Stellungnahme im Festlegungsverfahren zur Bestimmung von Kriterien nach §17 Abs. 2b EnWG (Konsultation von Eckpunkten)

⁴ Im WindSeeGesetz werden die Ausschreibungen geregelt.

5. Errichtung erst (frühestens) 2023 bis 2025

Diese Windparks werden nicht JETZT errichtet, sondern erst frühestens in rund 8 Jahren (ausgehend von den jeweiligen Investitionsentscheidungen der Unternehmen, die frühestens 2021 getroffen werden). Relevant ist auch der Planungs- und Investitionshorizont. So stellt etwa der CEO der Windenergiesparte von DONG Energy klar, dass die Investitionsentscheidung für die bezuschlagten Parks erst 2021 getroffen wird⁵. Bis dahin ist unklar, ob und wie diese Parks gebaut werden können. Eine Evaluierung, ob die Errichtung unter diesen Bedingungen möglich ist, ist insofern erst frühestens nach 2025 möglich. Eine Beurteilung, ob der Betrieb unter diesen Bedingungen wirtschaftlich über längere Frist möglich ist, ist folgerichtig erst nach einer längeren Laufzeit frühestens um 2030 möglich. Vorher sind hier keine sinnvollen Aussagen zu treffen.

6. Hinterlegte Sicherheiten mit limitierter Wirkung – Rückabwicklung möglich

Werden die Projekte nicht errichtet, müssen die Unternehmen DONG Energy bzw. EnBW ihre hinterlegten Sicherheiten abschreiben. Es handelt sich hierbei um jeweils EUR 100/kW bzw. EUR 90 Mio. für EnBW und EUR 59 Mio. für DONG Energy. In Summe EUR 149 Millionen. Zur Beurteilung der Relevanz dieser Zahlungsverpflichtung im Falle der Nichtrealisierung muss dieser Betrag in Relation zu üblichen Abschreibungen in der Energiewirtschaft in den letzten Jahren gesehen werden. So hat RWE im Jahr 2016 rund EUR 4,5 Milliarden abgeschrieben, EnBW hat 2013 rund EUR 1,5 Milliarden abgeschrieben und alleine 2014 hat der vergleichsweise kleine Energieversorger Verbund alleine für das Gaskraftwerk Mellach EUR 277 Millionen Euro abgeschrieben.

Ein weiterer Bewertungsfaktor kann sein, wie hoch ein Aufschlag bei anderen Projekten sein müsste, um die Kosten für die Sicherheiten wieder einzuspielen. Im Falle der gesamten Sicherheiten, die für diese Runde hinterlegt wurden (EUR 149 Millionen), müssten bei Projekten in ähnlicher Größe rund 0,1 ct/kWh aufgeschlagen werden, um die verlorenen Sicherheiten wieder einzuspielen – ohne Berücksichtigung der steuerlichen Vorteile durch die Abschreibung. Gleichzeitig muss berücksichtigt werden, dass eine höhere Sicherheit auch zu einem höheren Aufwand für Bieter führt, der wiederum für kleinere Anbieter oder vollständig am Markt befindliche Anbieter nicht tragbar ist.

Ein weiteres kritisches Element ist die Rückerstattung der hinterlegten Sicherheiten. Hier werden in § 61 WindSeeG Kriterien bestimmt, die eine Rückforderung ermöglichen:

§ 62 Rückgabe von Zuschlägen und Planfeststellungsbeschlüssen

(2) Abweichend von Absatz 1 kann der bezuschlagte Bieter einen Zuschlag spätestens bis zum Ablauf der Frist zur Erbringung des Nachweises über eine bestehende Finanzierung nach § 59 Absatz 2 Nummer 2 ganz oder teilweise durch eine unbedingte und schriftliche Rückgabeerklärung gegenüber der Bundesnetzagentur ohne Pflicht zur Pönale zurückgeben, wenn sich im Planfeststellungsverfahren, in einem Verfahren zum Erhalt von Freigaben nach § 48 Absatz 2 Satz 2 oder bei der Errichtung der Windenergieanlagen auf See herausstellt, dass

2. der Errichtung der Windenergieanlagen auf See ein bis zu diesem Zeitpunkt nicht erkennbares Hindernis rechtlicher oder tatsächlicher Art entgegensteht, das durch Anpassung der Planung nicht beseitigt werden kann oder dessen Beseitigung dem Bieter unter Berücksichtigung der Kosten der Anpassung der Planung nicht zumutbar ist.

Insofern wird erst rund um das Jahr 2025 feststehen, ob sowohl Marktpreis als auch CO₂-Preis und andere Rahmenbedingungen gegeben sind, die eine Errichtung unter den heute nach bestem Wissen und Gewissen getroffenen Annahmen ermöglichen. Ist das nicht der Fall, besteht jedenfalls entsprechend § 62 die Möglichkeit, die Sicherheiten zurückzufordern.

7. Betrachtungsrahmen

Die Vielfalt der derzeitigen Anbieter am Offshore-Windenergiemarkt ist höchst limitiert. Gleichzeitig handelt es sich um sehr große Projekte >100 Megawatt Parkleistung (alleine das Projekt He Dreiht bettet sich in ein Umfeld von weiteren 600 MW Windparks von EnBW ein). Entsprechend den Aussagen von EnBW als auch Dong Energy geht man davon aus, dass durch die Nutzung der (vorhandenen) umliegenden Windparks der

⁵ DONG Energy, Company Announcement No. 16/2017

Kostenfaktor Wartung und Betriebsführung (rund 25% der laufenden Kosten pro Kilowattstunde bei der Offshore Windkraft⁶) insgesamt wesentlich gesenkt werden kann. Die bereits in einer Förderung befindlichen Windparks Borkum Riffgrund 1 & 2 befinden sich in unmittelbarer Nähe zum aktuell bezuschlagten Projekt Borkum Riffgrund West II von DONG Energy, die beiden bereits existierenden Projekte umfassen mit 760 MW eine mehr als drei mal so hohe Leistung wie das neue Projekt. Analog dazu auch das Projekt Gode Wind 03 mit umliegenden Offshore-Windparks, die sich noch in der Förderperiode befinden. Die letztgültige Förderprämie für Offshore-Windparks belief sich auf 15,4 ct/kWh über 8 Jahre bzw. 3,9 ct/kWh für die restlichen 12 Jahre (auf insgesamt 20 Jahre)⁷. Dadurch entstehen natürlich Mitnahmeeffekte, die nur in Kombination mit der aufrechten Förderung der Bestandwindparks zu sehen sind. So können etwa neue Offshore-Windparks, die bei Ausschreibungen teilnehmen, Infrastruktur und Prozesse nutzen, die nur durch Fördertarife oder –prämien ermöglicht werden.

8. Erzwungene Wette auf die Zukunft

Zukünftige Erwartungen an Strommarktpreis und CO₂-Handel

Die Bieter müssen in ihren Angeboten sowohl die Anlagentechnologie als auch die Marktpreise im Jahr 2025 abschätzen. Der Strommarktpreis ist von 2008 bis 2016 um 70% gefallen. Der CO₂-Preis liegt anstatt bei über 20 EUR/Tonne CO₂ in der Vergangenheit derzeit nur mehr bei rund 5 EUR/Tonne. Aktuelle Schätzungen für Strompreise in 2025 liegen bei 3,3 ct/kWh bis 7,5 ct/kWh. Die konkreten in die jeweilige Kalkulation eingegangenen Preise sind natürlich nicht bekannt. Die Kommunikation der Unternehmen lässt darauf schließen, dass mit erheblichen Strommarktpreisänderungen gerechnet wird. DONG Energy hebt in der Presseaussendung zu diesem Projekt hervor, dass erhebliche Erwartungen in die Europäische Union hinsichtlich des CO₂-Marktes gesetzt werden. Die Investitionsentscheidung von DONG Energy baut direkt auf mehreren politischen Faktoren auf:

Towards a final investment decision in 2021, DONG Energy will monitor the key factors which will determine long-term power prices in Germany. These factors include the impact of EU actions to reinvigorate the European carbon trading scheme; the phase-out of conventional and nuclear capacity; the future role of coal in Europe; and the build-out of onshore transmission grids. (DONG Energy, 2017)

Der Präsident des deutschen Windenergieverbandes, Hermann Albers, qualifiziert aus diesem Grund das Instrument der Offshore-Ausschreibungen in einer Aussendung als hochspekulatives Förderinstrument.⁸ „Insgesamt zeigt sich, dass das verlässliche Instrument des EEG gegen ein hoch spekulatives Instrument getauscht wird. Mittelständische und nicht durch staatliche Eigentümerstrukturen abgesicherte Unternehmen werden nicht so hoch spekulativ agieren können“ (BWE, 2017)

Das internationale Energie-Consultingbüro Apricum nennt das Ergebnis eine Millionenwette auf den Marktpreis. (Apricum, 2017)

Technologiewette

Zusätzlich wird auf die massive Weiterentwicklung der Technologie gewettet. Die beiden Gewinner, EnBW und DONG Energy, rechnen damit, dass 2025 Anlagen mit einer Leistung von 10 MW bzw. 13 bis 15 MW verfügbar sind. Derzeit liegt die größte verfügbare Anlagenleistung bei 8 MW. Hersteller wie Siemens arbeiten aktuell daran, Anlagen mit 10 Megawatt zu entwickeln, während Leistungsbereiche zwischen 13 MW und 15 MW noch nicht absehbar sind, wie etwa das Branchenmagazin „Recharge“ schreibt⁹. Es wird also damit gerechnet, dass fast die doppelte Anlagenleistung zu einem niedrigeren Preis verfügbar sein kann.

9. Politische Forderungen nach höheren Offshore-Volumina

Eine zusätzliche Forderung der Offshore-Windkraft ist auch, dass die derzeit gedeckelten Ausschreibungen geöffnet werden sollen. Der Leiter der Sparte Erzeugung bei der EnBW stellt das in der Presseaussendung zum Auktionsergebnis klar in den Vordergrund.¹⁰

⁶ Hobohm et. al (2013); Cost Reduction Potentials of Offshore Wind Power in Germany; Prognos, Fichtner; Stiftung Offshore

⁷ EEG 2014; §50 Windenergie auf See

⁸ Bundesverband Windenergie (2017); Pressemitteilung – Ausschreibungssystematik braucht Leitplanke für fairen Markt

⁹ Recharge (18. April 2017); DONG and EnBW's zero-subsidy offshore wind – visionary or reckless

(<http://www.rechargenews.com/wind/1243351/dong-and-enbws-zero-subsidy-offshore-wind-visionary-or-reckless>)

¹⁰ EnBW Pressemitteilung 13.4.2017; EnBW erhält in erster deutscher Offshore-Windauktion Zuschlag für 900 Megawatt starken Offshore-Windpark „He Dreiht“

Die Reduktion der Ausbauziele für Offshore-Wind, wie in Deutschland in der jüngsten Vergangenheit beschlossen, sollte deshalb dringend einer Überprüfung unterzogen werden“ (EnBW, 2017)

10. Zusammenfassung

Die Ergebnisse der ersten Ausschreibung zur Offshore-Windenergie in Deutschland können nur unter Berücksichtigung der Umstände richtig interpretiert werden. Die Ausschreibung für insgesamt 1.550 MW ergab Zuschläge für eine Leistung von insgesamt 1.490 MW, dies zu einer Höhe von 0 und 6 cent/kWh. Geboten wurde auf eine Marktprämie, welche über eine Laufzeit von 20 Jahren zusätzlich zum auf dem Strommarkt erzielbaren Preis ausbezahlt wird. Der erforderliche und einen erheblichen Kostenfaktor darstellende Netzanschluss wird dabei von der Bundesrepublik Deutschland übernommen.

Aufgrund des Designs des deutschen Ausschreibesystems standen derzeit in der Planung sehr weit entwickelte respektive fertige Projekte im Ausmaß von 6.000 bis 7.000 MW stark unter Druck, bereits jetzt zum Zug zu kommen. Der Druck rührt aus der Tatsache, dass nach einer Übergangsphase mit Ausschreibungen 2017 und 2018 in der Zukunft alle Projekte im Rahmen eines neuen Modells vergeben werden, wobei Projekte nur mehr in solchen Flächen zulässig sind, die vom Staat vorentwickelt wurden bzw. zumindest zu 50 % in solchen vom Staat ausgewiesenen Flächen liegen. All jene bereits bisher in Entwicklung befindlichen Projekte, welche also nicht in der Tranche 2017/2018 zum Zug kommen und außerhalb dieser Flächen liegen, sind damit gestorben. Sämtliche Ausgaben verfallen. Die „eigentlichen“ Ausschreibungen für Offshore-Windenergie erfolgen also erst ab frühestens 2021, da werden sowohl die eigentliche Standortentwicklung als auch der Netzanschluss vom Staat übernommen. Aus diesem Grund besteht daher ein großer Druck für die derzeit existierenden konkreten Projekte, schon 2017 und 2018 zu Verträgen zu gelangen („besser als nichts“).

Die Bieterstruktur zeigt, dass es sich hierbei fast ausschließlich um große Unternehmen der marktferneren Energiewirtschaft handelt (staatliche und quasi-staatliche Unternehmen). Zum Zug gekommen sind lediglich zwei Unternehmen, EnBW und DONG Energy, mit insgesamt vier Projekten. EnBW ist der ehemalige Landesenergieversorger des deutschen Bundeslandes Baden-Württemberg (heute 2,84% Streubesitz). DONG Energy ist der ehemalige dänische staatliche Energieversorger (heute 49,9% Streubesitz, 20% davon Goldman Sachs). Die Zuschläge betreffen vier Windparks, die eine sehr lange Entwicklungszeit hinter sich haben (seit 2003) und sich in Nachbarschaft zu bereits bestehenden Windparks der Unternehmen befinden, woraus man sich Synergien erhofft, von denen auszugehen ist, da insbesondere bei Offshore-Energie die Infrastruktur für die Betriebsführung ein erheblicher Kostenfaktor ist. Diese Infrastruktur wurde für Offshore-Windparks, die über einen erheblich höheren Fördertarif verfügen, bereits errichtet.

Irritierend ist, dass bei der ersten Ausschreibung nun Gebote auf die Marktprämie zu EUR 0 erfolgten und auch Zuschläge zu EUR 0 erteilt wurden. Aufgrund der besonderen Umstände war dies offenbar aus Sicht der Bieter trotzdem sinnvoll, weil sie erst mit dem Zuschlag das Recht erhalten haben, den Windpark zu errichten, ans Netz anzuschließen und eine Einspeisegarantie für zumindest 25 Jahre mitumfasst ist. Der Strom ist nun am freien Markt zu vermarkten und hier sind Erlöse zu erzielen. Angesichts sehr hoher Planungskosten und behaupteter Synergien mit benachbarten Windparks haben sich die Unternehmen daher in Ausnahmefällen zu Geboten zu EUR 0 auf die Marktprämie entschlossen. Insbesondere bei integrierten Unternehmen (etwa EnBW) ist aufgrund der verstaatlichten Historie nicht von einem „level playing field“ auszugehen.

Ob die bezuschlagten Windparks jemals tatsächlich errichtet werden können, ist derzeit nicht abzusehen. Das Gesetz fordert eine Errichtung bis 2025, die Unternehmen haben bekannt gegeben, dass sie Baubeschlüsse erst ab 2021 nach eingehender Prüfung der Entwicklung des Strom- und CO₂-Marktes treffen werden. Die Pönalen, welche im Falle der Nicht-Errichtung zu leisten sind, befinden sich für diese Unternehmen in einem betriebswirtschaftlich üblichen Ausmaß.

Fragwürdig ist, ob es sinnvoll ist, das Energiesystem mit unsicheren Instrumenten umzubauen. Kostengünstige Versorgungssicherheit ist aus heutiger Sicht so nicht herstellbar, da die Errichtung, langfristige Betriebsführung und weitere Planung unsicher ist. Mögliche Verwerfungen im Energiesystem (wie bereits seit zehn Jahren am Strommarkt offensichtlich und mit hohen Abschreibungen verbunden) werden auf diese Weise nicht vermieden, sondern fortgesetzt.