

Marita Balks, Philipp Breloh

Auswirkungen des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Offshore-Wind-Investitionen

Im Januar 2014 haben die Autoren untersucht, ob Investitionen in Offshore-Windanlagen unter den damaligen Rahmenbedingungen rentabel waren und welche Risiken als besonders relevant für die Umsetzung von Projekten erachtet werden müssen. Im April 2014 wurde der Gesetzentwurf zum novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Kabinett beschlossen. Die Autoren zeigen die Auswirkungen der neuen Rahmenbedingungen auf.

Dass Offshore-Windparks – oder neuerdings „Windenergie auf See“ – für eine erfolgreiche Erreichung der geplanten Energiewende unerlässlich sind, zeigt eine Studie des Fraunhofer Instituts: Offshore-Windenergie wird als „Garant für Versorgungssicherheit, Systemqualität und günstige Gesamtkosten“ gesehen.¹ Dies hatte auch die Große Koalition in ihrem Koalitionsvertrag bestätigt.² Ende Januar 2014 legte Wirtschafts- und Energieminister Gabriel in einem „Eckpunktepapier für die Reform des EEG“ erste Ansatzpunkte für geplante Änderungen vor.³ Unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit soll sich der Ausbau der erneuerbaren Energien künftig auf die kostengünstigsten konzentrieren, hierzu zählt die Offshore-Windenergie derzeit nicht, wie auch in Abbildung 1 deutlich wird. Obwohl Offshore-Windenergie aktuell nur eine untergeordnete Rolle im deutschen Strommix spielt, soll sie zu einer der Säulen beim angestrebten Umbau des deutschen Energiemixes werden, allerdings zu günstigeren Preisen. Am 8.4.2014 wurde der Gesetzentwurf des novellierten EEG vom Kabinett beschlossen. Konkrete Änderungen für die künftige Vergütung von Offshore-Wind betreffen

das bestehende Stauchungsmodell sowie das Basismodell. Des Weiteren werden die im Januar 2014 noch sehr restriktiven Ausbaugrenzen für Windenergie gelockert. Durch die Beratungen im Bundestag und Bundesrat sind größere Anpassungen nicht mehr zu erwarten, so dass die Gesetzesnovelle voraussichtlich am 1.8.2014 in Kraft treten wird.⁴

Die bestehende Einspeisevergütung bietet optional zwei unterschiedliche Vergütungsmodelle für Offshore-Windparks an, die vor dem 1.1.2018 in Betrieb gehen. Betreiber haben die Wahl zwischen einer Anfangsvergütung von 15 ct/kwh für einen Zeitraum von zwölf Jahren oder einer erhöhten Anfangsvergütung von 19 ct/kwh für einen Zeitraum von acht Jahren (Stauchungsmodell).⁵ Bei beiden Alternativen reduziert sich die Grundvergütung nach Ablauf des Zeitraums pauschal auf 3,5 ct/kwh. Die positive Nachricht für Energieunternehmen ist, dass das Stauchungsmodell um zwei Jahre bis Ende 2019 verlängert wird. Vor dem Hintergrund der Verzögerungen aktueller Bauvorhaben, ist dies „beruhigend“. Allerdings sollen Offshore-Windparks, die erst 2018 oder 2019 betriebsbereit sind, künftig anstelle der bisherigen 19 ct/kwh eine reduzierte Vergütung von 18 ct/kwh erhalten.⁶ Diese Absenkung um 1 ct/kwh wird dann für den gesamten Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung relevant sein. Die noch im Eckpunktepapier geplante weitere Reduzierung im Jahr 2019 wurde somit nicht umgesetzt.

Die Autoren hatten in ihrem früheren Beitrag untersucht, ob Investitionen in Offshore-Windanlagen unter den aktuellen

- 1 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende, Kurzfassung, 2013, S. 4, <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Energiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf>.
- 2 Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: Deutschlands Zukunft gestalten, 18. Legislaturperiode, unterschrieben am 27.11.2013 in Berlin, S. 49 ff.
- 3 BMWi: Eckpunkte für die Reform des EEG, 21.1.2014, S. 11, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (25.2.2014).

4 Vgl. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=616706.html?view=renderPrint> (9.4.2014).

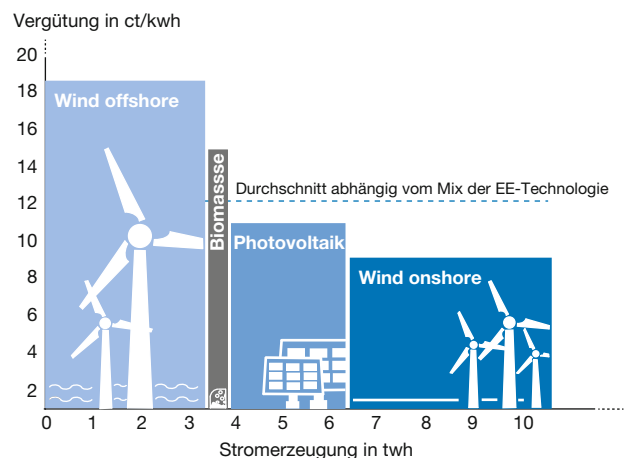
5 EEG, § 31, Absatz 1-3.

6 Das neue Gesetz differenziert nicht mehr zwischen der Vergütung über Fördersätze und einer gesonderten Managementprämie für die Vermarktung des Stroms (früher 0,4 ct/kwh), sondern fasst diese zusammen. Zur besseren Vergleichbarkeit mit der bisherigen Berechnung, wird diese hier differenziert betrachtet, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiewirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zu § 48 (Windenergie auf See) S. 222, (9.4.2014).

Prof. Dr. Marita Balks ist Professorin für Finanzierung an der Hochschule für Technik und Wirtschaft in Berlin.

Dr. Philipp Breloh ist Mitarbeiter eines Energieunternehmens. Er vertritt hier seine persönliche Meinung.

Abbildung 1
EEG-Vergütungsstruktur für Neuanlagen 2015



Quelle: BMWi, 2014, <http://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=616834.html> (9.4.2014).

Rahmenbedingungen rentabel sind und welche Risiken als besonders relevant für die Umsetzung von Projekten erachtet werden müssen.⁷ Dieser Beitrag analysiert, welche Auswirkungen die geplante Vergütungsabsenkung auf die Rentabilität eines 400-mw-Offshore-Windparks hat und welche Faktoren entscheidend sind, damit die Attraktivität für Investoren gewährleistet bleibt und die Ziele des EEG weiterhin erreicht werden können.⁸

Berechnung der Vorteilhaftigkeit

Für einen modellierten Windpark aus 80 Windkraftanlagen mit Turbinen der 5-mw-Klasse in der Außenwirtschaftszone wurde ein Kapitalwert von rund 82 Mio. Euro berechnet. Bei einer internen Verzinsung der Investition von 12,2% bietet es auch die notwendigen Risikoprämien (vgl. Tabelle 1).⁹ Das aktuell gültige Stauchungsmodell ist somit für Investoren attraktiv, sollten keine Risiken auftreten. Die Inbetriebnahme eines Offshore-Windparks erst 2018 oder 2019 führt zu einer Vergütungsreduktion auf 18 ct/kWh. Diese auf den ersten Blick geringe Absenkung bedingt jedoch eine deutliche Verschlechterung der relevanten Entscheidungsparameter. Der Kapitalwert sinkt um 65 Mio. Euro auf 17 Mio. Euro. Gleiches gilt für die interne Verzinsung. Diese übersteigt mit 9,8% graduell die durchschnittlich geforderten Kapitalkosten, die hier mit 9% für Projekte großer deutscher Energieversorger angenommen werden.

7 Siehe M. Balks, P. Breloh: Risikobewertung bei Investitionen in Offshore-Windanlagen, in: Wirtschaftsdienst, 94. Jg. (2014), H. 1, S. 26-33.
8 Die Analyse fokussiert im Folgenden auf die zahlungsstromrelevanten Anpassungen des Stauchungsmodells.
9 Vgl. für die weitere Erklärung M. Balks, P. Breloh, a.a.O., S. 29.

Tabelle 1
Basisszenario

	Annahme	fiktiver Park (Basisszenario)
Technische Daten und Kosten	Windenergieanlagen im Park	80
	Gesamtleistung	400 mw
	Netto-Auslastungsgrad	46%
	Baukosten	3750 Euro/kw
	Rückbau	-
	Betrieb und Verwaltung	0,035 Euro/kwh
Erlöse und Finanzierung	Investitionshorizont	25 Jahre
	Erlösannahmen	EEG mit Stauchung
	Finanzierung: Fremdkapital	70%
	Durchschnittlicher Steuersatz	20%
	Diskontierungsfaktor	9%
	Kapitalwert	81,9 Mio. Euro
	Interne Verzinsung	12,2%

Quelle: eigene Berechnungen.

Die von der Großen Koalition beschlossenen Kürzungen der Subventionen für Offshore-Windparks reduzieren die – bei Investitions- und Betriebskosten nach dem Stand der Technik – mäßige Attraktivität der Investitionen auf ein Minimum. Ob die Bundesregierung damit die Erreichung der neuen, niedrigeren Ziele der Energiewende im Offshore-Wind-Bereich gefährdet, hängt jedoch von weiteren Faktoren ab.

- **Entwicklung der Investitionshöhe:** Investitionssummen von bisher 1,2 Mrd. bis 1,5 Mrd. Euro für 400-mw-Parks sind entscheidend für die Gesamtrentabilität solcher Projekte. Die Industrie sieht hier Potenzial durch neue Marktteilnehmer, verbesserte Herstellungs- und Logistikkonzepte sowie die Entwicklung größerer und leistungsstärkerer Turbinen.¹⁰ Um die geringeren Vergütungssätze bei konstantem Kapitalwert auszugleichen, wäre eine Kostenreduktion in Größenordnungen von 6% bis 8% notwendig (bei einem Investitionsvorhaben von 1,5 Mrd. Euro also immerhin 100 Mio. Euro). Turbinenhersteller sehen 10% bis 20% als realistisch an, vorausgesetzt die Auftragslage rechtfertigt den weiteren Ausbau von der Einzelfertigung zur industriellen Turbinenproduktion.
- **Erzielung von Lern- und Skaleneffekten im Betrieb:** Um Offshore-Windanlagen dauerhaft profitabel zu halten, müssen die Produktionskosten deutlich gesenkt werden. Dies geht nur über die Realisierung von Lern- und Skaleneffekten. Aus anderen Industrien wie der Auto-

10 Prognos AG, Fichtner Gruppe: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Kurzfassung, 2013, S. 13, http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Kurz_de.pdf (14.3.2014).

mobilitätsindustrie ist bekannt, dass signifikante Kostensenkungspotenziale bei erprobten Technologien realisiert werden können. Eine Prognos-Studie hält dies auch in der Offshore-Windindustrie für realistisch. Mittelfristig wurden Kostensenkungspotenziale von bis zu 27% über alle Standorte abgeleitet. „Zentraler Treiber für die Reduktion der Kosten ist die kontinuierliche technische Weiterentwicklung entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie.“¹¹ Voraussetzung hierfür sind jedoch jahrelange Erfahrungen im Betrieb, die bei der Offshore-Windindustrie noch nicht bestehen. Die Verfasser der Prognos-Studie sehen diese Potenziale bei einem kontinuierlichen Ausbau auf 9 gw in Deutschland bis 2023, wovon die deutsche Offshore-Windindustrie aktuell weit entfernt ist.¹² Eine deutliche Betriebskostensenkung würde entsprechend erst in einigen Jahren wirksam werden, ein Zeitraum, der der Industrie zugestanden werden müsste, will man langfristig von dieser Industrie profitieren.¹³

- *Bestandsschutz*: Viele Energieversorger und Projektentwickler haben aktuelle Investitionsvorhaben verzögert, um Planungssicherheit von der neuen Bundesregierung zu erhalten. Der zugesagte Bestandsschutz für Altanlagen ist daher sicherlich der richtige Weg. Anlagen, die nach dem 1.8.2014, dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der EEG-Novelle, in die Umsetzung gehen, werden jedoch bereits unter die Regelungen des neuen EEG fallen. Für Großprojekte mit einem Investitionsvolumen über 1 Mrd. Euro ist dieser Zeitraum sehr kurzfristig. Vor dem Hintergrund der jüngst schwachen Jahresabschlüsse der großen Energieversorger wäre ein längerer Bestandsschutz für Industrieunternehmen und eine daraus resultierende schnellere Umsetzung der geplanten Windanlagen somit auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft.
- *Höheres Winddargebot*: Ein großer und vor allem kurzfristiger Hebel bezüglich der Profitabilität der Investition kann im Winddargebot gesehen werden. Während bisherige Studien in der Regel von Nettoauslastungsgraden um 45% ausgegangen sind, scheinen diese Annahmen zu konservativ gewesen zu sein.¹⁴ Nach Einschätzung der Fraunhofer-Studie sind Vollaststunden von über 4800 Stunden re-

11 Ebenda, S. 7.

12 Dies würde auch den im Koalitionsvertrag geplanten Ausbaupfad auf 6,5 gw bis 2020 deutlich übertreffen. Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, a.a.O., S. 54.

13 Der Zwischenbericht des Leipziger Instituts für Energie vom März 2014 ging von unveränderten Betriebs- und Wartungskosten aus. Vgl. Leipziger Institut für Energie: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, 2014, S. 69.

14 Vgl. z.B. A. Koukal, M. Breitner: Projektfinanzierung und Risikomanagement von Offshore-Windparks in Deutschland, IWI Diskussionsbeiträge, Nr. 53, Hannover 2012; Renewable Energy Hamburg: Hamburger Handbuch Offshore-Windenergie aus der rechtlichen Perspektive, Hamburg 2013, S. 55-77; KPMG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft: Offshore Wind in Europe, 2010.

alistisch, was einem Nettoauslastungsgrad (NAL) von 52% entspräche.¹⁵ Diese mögliche positive Entwicklung unterstützen auch die von Alpha Ventus veröffentlichten Zahlen. Die Volllaststunden lagen mit 4450 Stunden über den früheren Erwartungen und somit bei einem NAL von bereits 48%.¹⁶ Unterstellt man diese Ist-Windausbeute von Alpha Ventus, wäre ein Investment, auch bei reduzierter Vergütung bei Inbetriebnahme 2018 oder 2019, für Eigenkapitalgeber attraktiv. Die Ertragsreduzierung würde durch den Mengeneffekt mehr als kompensiert, so dass eine durchschnittliche Rendite von gut 13% erzielt werden könnte.

Dieser auf den ersten Blick sehr positive Effekt darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass auch die reduzierte Vergütung in dem bestehenden Gesetzentwurf nur eine Übergangslösung sein wird. Wie bereits in Abbildung 1 dargestellt, soll die Vergütung für Neuanlagen aller erneuerbaren Energien nach dem neuen EEG 2015 auf durchschnittlich 12 ct/kwh sinken. Mittelfristig müsste die Offshore-Windenergie diesen Zielkorridor auch erreichen.¹⁷ Langfristige Schätzungen sehen die Stromgestehungskosten von Offshore-Wind in derselben Größenordnung.¹⁸ Die Attraktivität für Investoren hängt damit wiederum stark von der Degression der Investitions- und Betriebskosten und damit auch von der Ausbaugeschwindigkeit in den nächsten Jahren ab. Ein höheres Winddargebot könnte weitere Absenkungen der Vergütungssätze alleine nicht kompensieren.

Neben den bisherigen Kosten- und Vergütungsbetrachtungen wird die Branche aktuell aber auch mit neuen bzw. unterschätzten Risiken konfrontiert. So wurde die geplante Erweiterung des Gemeinschaftsprojektes „London Array“ von EON, Dong Energy und Masdar vor der Küste Englands im Februar 2014 abgesagt. Eine zusätzlich erforderliche Vogel-

schutzstudie über die Auswirkungen der Erweiterung auf das Winterquartier des Sterntauchers war der Grund.¹⁹ Entwicklungen dieser Art zeigen, dass in dem relativ neuen Projektumfeld noch eine Vielzahl von Risiken auf die Investoren zukommen wird.

Einschätzung

Die von der neuen Bundesregierung am 8.4.2014 verabschiedeten Änderungen des EEG stellen die Investoren von Offshore-Windanlagen vor neue Herausforderungen. Positiv für Investoren ist, dass die Große Koalition die Verlängerung des Stauchungsmodells um zwei Jahre verabschiedet hat und die im Eckpunktepapier geplante weitere Vergütungsabsenkung für 2019 verworfen wurde.

Hinter einem Großteil der in Bau oder Planung befindlichen Projekte, die nun voraussichtlich nur eine abgesenkte Förderung genießen, stehen große Energieversorgungsunternehmen. Diese können ihre Kapitalkosten bei abgesenkter Förderung langfristig nur dann decken, wenn Lern- und Skaleneffekte die Kosten dämpfen und gleichzeitig das Winddargebot höher als erwartet eintritt. Beides scheint realistisch, die entsprechende Absenkung der Fördersätze für Anlagen mit Betriebsbeginn ab 2018 könnte jedoch gerade zu früh vor der Realisierung notwendiger Kostensenkungen bei Investition und Betrieb der Offshore-Windkraftanlagen ansetzen und damit die Ausbauziele und die Energiewende insgesamt gefährden.

Zur Kostendämpfung bei der Finanzierung der Energiewende stehen der Bundesregierung im Offshore-Wind-Bereich neben der Absenkung der Fördersätze Alternativen zur Verfügung. Sie kann auf Instrumente der Risikoabsicherung für Investoren zurückgreifen (z.B. Kompensationszahlungen bei Flaute), Modelle zur stärkeren Einbindung von Finanzinvestoren am runden Tisch entwickeln oder den Einstieg von Kapitalanlagegesellschaften in das Offshore-Wind-Geschäft erleichtern. So ließe sich die Investitionsbereitschaft trotz geringerer Förderung und schwacher Bilanzen der Energieversorger aufrechterhalten.

15 Fraunhofer IWES, a.a.O., S. 6.

16 Vgl. Leipziger Institut für Energie GmbH, a.a.O., S. 28.

17 BMWi: Eckpunkte für die Reform ..., a.a.O., S. 5.

18 Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, 2012, S. 17, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien-mai-2012.pdf> (17.3.2014). Die Studie von Prognos AG, a.a.O., S. 18 ist etwas optimistischer und sieht diese für 4-mw-Parks bei 9 bis 10 ct/kwh.

19 Vgl. <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/offshore-parksterntaucher-stoppen-eon-windkraftplaene/9507052.html> (20.3.2014).

Title: *Reform of the German Renewable Energy Sources Act and Offshore Wind Investment*

Abstract: *The German Renewable Energy Sources Act (EEG) has burdened private and industrial consumers with record electricity costs. Consequently, Energy and Economics Minister Gabriel pushed reform through cabinet on 8 April 2014 to curtail revenue guarantees to investors and to cut costs. The revenue guarantee reductions, most notably of one cent per kilowatt hour in the "Stauchungsmodell", bring investor returns down to 9.8 per cent, i.e. into the region of the financing costs faced by investing energy companies. If investors stay away from offshore wind power due to marginal economics, the scale benefits in investment and ongoing production costs of an estimated 30 per cent may jeopardise the original intended cost reduction.*

JEL Classification: D78, G31, G32