



## **Wirtschaftlichkeit von Standorten für die Windenergienutzung**

**Untersuchung der wesentlichen Einflussparameter**

**April 2012**

**Im Auftrag**

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und  
Reaktorsicherheit (BMU)**

10117 Berlin

**Deutsche WindGuard GmbH**

Oldenburger Str. 65

26316 Varel

Bearbeitung: Anna-Kathrin Wallasch  
Dr. Knud Rehfeldt

**Auftrags-Nr.: VW09105**

## Inhalt

1	Hintergrund .....	3
2	Ergebnisse im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens zum EEG-Erfahrungsbericht.....	4
2.1	Raumplanerische Hemmnisse für die Windenergienutzung.....	4
2.1.1	Pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen .....	4
2.1.2	Nicht ausreichende Ausweisung neuer Windenergiestandorte .....	6
2.1.3	Schlussfolgerungen .....	7
2.2	Kostensituation der Windenergie .....	8
2.2.1	Vergütungssituation für Windenergieprojekte an Land gemäß EEG 2012.....	8
2.2.2	Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Land gemäß EEG 2012.....	8
3	Sensitivitätsanalyse .....	12
3.1	Variation einzelner Annahmen und ihre Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.....	13
3.1.1	Variation der Gesamt-Investitionsnebenkosten .....	14
3.1.2	Variation der Planungskosten (als ein Parameter innerhalb der Investitionsnebenkosten).....	15
3.1.3	Variation der Netzanbindungskosten (als ein Parameter innerhalb der Investitionsnebenkosten).....	16
3.1.4	Variation der Betriebskosten .....	16
3.1.5	Variation der Anlagengesamthöhe .....	17
3.1.6	Variation des Eigenkapitalzinssatzes.....	18
4	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	19
5	Schlussfolgerungen .....	21
6	Ausblick und Empfehlungen.....	22
7	Quellenangaben .....	23

## 1 Hintergrund

Die Rechtsprechung für die Ausweisung von Standorten für die Windenergie verlangt, dass zur Erreichung einer Ausschlusswirkung im übrigen Plangebiet der Windenergie hinreichend Raum innerhalb der geschaffenen Standorte für die Windenergie verschafft wurde. Das bedeutet, die ausgewiesenen Flächen müssen den wirtschaftlichen Betrieb von Windenergieanlagen erlauben.

Hierbei ist es häufig nicht ganz einfach, die Flächeneignung hinreichend festzustellen bzw. zu beurteilen. Die Projektwirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten ist einzelfallabhängig, und es gibt keine pauschalen Richtwerte zur Einschätzung der Entscheidung von Gemeinden. Im Falle eines Vorwurfs der so genannten „Verhinderungsplanung“ gegenüber Gemeinden, bei denen scheinbar ungeeignete Flächen ausgewiesen wurden, wird die Streitfrage in der Regel vor Gericht entschieden. Dies stellt einen nicht unerheblichen Aufwand dar.

An dieser Stelle soll die vorliegende Untersuchung ansetzen und nähere Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Windenergiestandorten vornehmen, die bei der Bewertung von möglichen Ausweisungsgebieten für die Windenergie zur Orientierung dienen können. Hierzu werden zunächst die Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten aus dem Wissenschaftlichen Begleitgutachten Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht heran gezogen und zusammenfassend ausgewertet, welche Schlussfolgerungen sich auf Basis dieser Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit von Standorten gewinnen lassen.

Aufbauend auf der Datenbasis, die im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht entwickelt wurde, wird daraufhin eine Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf einzelne Parameter der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten durchgeführt. Das bedeutet, einzelne Faktoren innerhalb der Beispiel-Standorte werden variiert und die Auswirkungen auf die Projektwirtschaftlichkeit analysiert. Auf diese Weise können Aussagen darüber getroffen werden, inwiefern Grenzwerte für einzelne Faktoren hinsichtlich der Projektwirtschaftlichkeit definiert werden können.

## **2 Ergebnisse im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens zum EEG-Erfahrungsbericht**

### **2.1 Raumplanerische Hemmnisse für die Windenergienutzung**

Im Folgenden wird aufbauend auf dem Wissenschaftlichen Begleitgutachten Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht zusammenfassend dargestellt, welche raumplanerischen Hemmnisse für die Windenergie bestehen. Auf diese Weise werden beschränkende Rahmenbedingungen, die insbesondere Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Windenergie nehmen, noch einmal im Überblick dargestellt.

#### **2.1.1 Pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen**

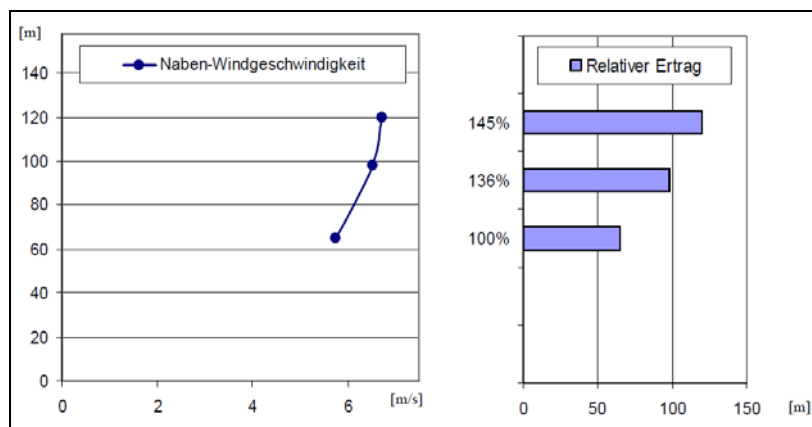
Bereits im EEG-Erfahrungsbericht wurden pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen als wesentliche raumplanerische Hemmnisse identifiziert. Die restriktive Wirkung, die solche Vorgaben entfalten können, haben auch die für die Raumplanung zuständigen Ministerien der Länder erkannt und vor dem Hintergrund der angestrebten Energiewende eine Vielzahl der Erlasse und raumplanerischen Empfehlungen für die Ausweisung von Windenergiegebieten aktualisiert und angepasst. So wurden beispielweise Höhenbegrenzungen aus den Empfehlungen gestrichen, da sie für neue Anlagen und das wichtige Repowering ein wesentliches Hemmnis darstellen. Auch pauschale Abstandsvorgaben wurden zum Teil durch flexiblere Regelungen ersetzt. Dennoch haben die Gemeinden bei der Ausweisung von Standorten für die Windenergie einen Gestaltungsspielraum (gemäß § 1 Abs. 7 BauGB) und können eine standortbezogene Bewertung bezüglich der erforderlichen Mindestabstände vornehmen und auch weiterhin Bauhöhenbegrenzungen festlegen [DStGB 2009].

Durch die Festlegung von Mindestabständen und Höhenbegrenzungen im Rahmen der Raumplanung verringern sich jedoch die Potentialflächen für die Windenergienutzung, ausgewiesene Standorte für die Windenergie werden verkleinert und können teilweise nicht mehr wirtschaftlich umgesetzt werden. Insbesondere in Verbindung mit der deutlich gestiegenen Anlagengröße ist zu konstatieren, dass dieses Vorgehen in der Vergangenheit zu deutlichen Verminderungen des verbleibenden Ausbaupotentials geführt hat. Vor dem Hintergrund der aktualisierten Erlasse sollten daher vorher ausgewiesene Standorte überprüft und die raumplanerischen Festsetzungen angepasst werden.

Um die sich ergebenden Einschränkungen hinsichtlich des für die Windenergienutzung verfügbaren Flächenpotentials zu beziffern, sei auf eine Studie der Deutschen WindGuard verwiesen. In dieser Studie werden die vielfach existierenden Beschränkungen und Vorgaben für Windenergieprojekte anhand ausgewählter repräsentativer Beispielstandorte in bestehenden ausgewiesenen Gebieten für die Windenergienutzung in den Blick genommen und hinsichtlich ihrer Auswirkungen in Bezug auf das – in diesem Fall – Repoweringpotential bewertet. Ein Ergebnis der Studie ist, dass sich bei Umsetzung eines pauschalen 1.000 m Abstandes von der Wohnbebauung bei allen in der Studie betrachteten Gebieten eine Flächenreduzierung um rund 60 % ergeben würde. Fünf von 15 betrachteten ausgewiesenen Windenergiestandorten würden vollständig als Potential wegfallen. Die Studie betrachtet auch die Auswirkungen einer zusätzlich zum 1.000 m Mindestabstand geltenden Gesamthöhenbegrenzung auf 100 m. Bei Installation der heute gängigen Anlagenklasse mit einer Leistung von 2 MW könnte auf den betrachteten Flächen in keinem Fall eine Leistungssteigerung erreicht werden, und somit wären diese

Repoweringprojekte nicht wirtschaftlich. Ähnlich große Auswirkungen auf die Projektwirtschaftlichkeit ergeben sich natürlich auch für Neuprojekte. Die zu erwartenden Energieerträge werden durch die Nabenhöhenbegrenzung erheblich gemindert. [DWG 2005]

Um die Bedeutung dieser aus einer Gesamthöhenbegrenzung resultierenden Einschränkungen der Energieerträge für die Projektwirtschaftlichkeit zu verdeutlichen, sei erläutert, dass das Windangebot in steigender Nabenhöhe überproportional ansteigt. Denn das Windangebot geht mit seiner zweiten bis dritten Potenz in die zu erwirtschaftenden Energieerträge ein. Demnach bedeutet eine Erhöhung der Nabenhöhe deutliche zusätzliche Ertragspotenziale. In Abb. 1 wird dieser Zusammenhang anschaulich verdeutlicht.



**Abb. 1** Zunahme des Ertragspotentials von Windenergieanlage mit steigender Nabenhöhe [DWG 2009]

In Abb. 1 wird somit deutlich, dass bei einer Nabenhöhe von ca. 65 m (diese würde eine Gesamthöhe von 100 m ermöglichen) ein um etwa 36 % geringerer Energieertrag erreicht wird als bei einer Nabenhöhe von 100 m sowie ein um etwa 45 % geringerer Ertrag als bei einer Nabenhöhe von 120 m.

Moderne Windenergieanlagen verfügen heute über eine Nennleistung von 2-3 MW und Rotordurchmesser zwischen etwa 70 und 120 m. Speziell im Binnenland werden möglichst große Rotordurchmesser benötigt, um die Standorte wirtschaftlich nutzbar zu machen. Entsprechend ergibt sich allein aus dem Rotordurchmesser die Notwendigkeit einer Nabenhöhe, die mindestens 80 m beträgt. Im Binnenland kann diese auf deutlich über 100 m gesteigert werden, da in größeren Höhen, wie bereits gezeigt, höhere Windgeschwindigkeiten und weniger Einfluss der Geländerauhigkeit herrschen.

Pauschale Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen verhindern somit den Einsatz moderner Windenergieanlagen und begrenzen das Potential der wirtschaftlich nutzbaren Flächen erheblich. Im Bereich der Einführung von Höhenbegrenzungen ist häufig die notwendige Kennzeichnung von Windenergieanlage zur Sicherung des Flugverkehrs, die ab einer Anlagenhöhe von über 100 m einzuhalten ist, ein Haupt-Auslöser für das Handeln der Gemeinden. Die Kennzeichnungspflicht erhöht die Sichtbarkeit und damit die Störwirkung der Windenergieanlagen, wodurch sich erhöhte Akzeptanzprobleme bei Anwohnern ergeben können. In diesem Bereich finden seit einigen Jahren Anstrengungen statt, die visuellen Belastungen deutlich zu vermindern, bspw. durch Transponderlösungen. Hierdurch könnten Höhenbegrenzungen zukünftig auch aus Anwohnersicht weniger gefordert werden.

Im Bereich der einzuhaltenden Mindestabstände sind pauschale Vorgaben aus Sicht des Anwohnerschutzes nicht notwendig, da grundsätzlich durch die Anwendung der TA-Lärm

(„Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm“) im Rahmen des Genehmigungsverfahrens von Windenergieprojekten eine geeignete Auslegung von Abständen erreicht wird. Hierbei orientiert sich der einzuhaltende Abstand von Windenergieanlagen zur Bebauung an den gemäß der TA-Lärm geltenden Richtwerten für die zulässige Höhe von Schallimmissionen. So können auf Basis der TA-Lärm in Abhängigkeit von den jeweiligen Standortbedingungen und den dort bestehenden Schall-Vorbelastungen Mindestabstände der Windenergieanlagen zur Wohnbebauung ermittelt werden. Diese Wirkung der TA Lärm ist als ausreichendes Instrument zur Regelung von Abständen zu beurteilen, da hierbei anstatt pauschaler Vorgaben eine Auslegung auf Basis technischer Grundsätze und einer Einzelfallbetrachtung erfolgt. Hierdurch besteht somit die Möglichkeit, den konkreten Bedingungen vor Ort gerecht werden kann.

### **2.1.2 Nicht ausreichende Ausweisung neuer Windenergiestandorte**

Am 31. Dezember 2011 waren 22.297 Windenergieanlagen in Deutschland installiert, deren Gesamtleistung rund 29.200 MW beträgt. In den letzten Jahren wurde zwar eine relativ konstante Zubauleistung von 1.500 bis 2.000 MW pro Jahr erreicht, insgesamt sind die Zubauzahlen seit dem Höhepunkt der Entwicklung im Jahr 2002 aber tendenziell rückläufig.

Dies kann durch die nunmehr begrenzten Flächen, die an Land für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen, sowie durch die schwieriger gewordenen Genehmigungsverfahren begründet werden. Im Rahmen der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich (seit Januar 1997) wurden durch einen Großteil der Gemeinden Standorte für die Windenergienutzung ausgewiesen. Diese Gebiete sind mittlerweile größtenteils bebaut und im Zeitverlauf kamen nur langsam weitere Flächen für die Windenergie hinzu. Allerdings ist derzeit auch ein Interesse der Gemeinden zu beobachten, zusätzliche Standorte zu erschließen.

Grundsätzlich wird das für die Windenergienutzung zur Verfügung stehende Flächenpotential seit mehreren Jahren erweitert, indem zunehmend eine Entwicklung des Windenergieausbaus von der Küste ins Binnenland stattfindet. Der Windenergieausbau begann in den 90er-Jahren zunächst an den ertragreichen Küstenstandorten. Als die Flächen in diesen Gebieten knapper wurden, schritt der Ausbau zunehmend ins Binnenland vor. Ermöglicht wurde dies in erster Linie durch die erhebliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik und deren Optimierung auf so genannte Schwachwindstandorte. Die Bundesländer Sachsen-Anhalt und Brandenburg verfügen so mittlerweile über eine höhere installierte Leistung aus Windenergie als Schleswig-Holstein.

In Bezug auf die Bundesländer des tieferen Binnenlands war allerdings bisher zu spüren, dass diese an einem Windenergieausbau weniger interessiert waren und die Rahmenbedingungen nur einen sehr geringen Windenergieausbau ermöglichten. Aktuell ist hier zu beobachten, dass immer mehr Länder im tieferen Binnenland Ziele für einen stärkeren Windenergieausbau verabschieden, und die Ausbauzahlen ansteigen. Mittlerweile verfügen die Bundesländer Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen über relevante Leistungsanteile. Viele Länder des Binnenlandes, auch im Süden Deutschlands, haben Ziele für den Windenergieausbau verabschiedet. Baden Württemberg will bis Ende 2020 einen Anteil von 10 % der Stromversorgung durch Windenergie decken [SWW 2011], in Nordrhein Westfalen will die neue Landesregierung den Anteil der Windenergie an der Stromversorgung bis 2020 sogar bis auf 15 % steigern [LEE NRW 2011]. Ähnliche Tendenzen zeichnen sich in weiteren Bundesländern, wie bspw. Bayern, ab.

Die Entwicklung des Windenergieausbaus ins Binnenland zeigt, dass eine Erschließung neuer Flächenpotentiale grundsätzlich möglich ist und in allen Bundesländern Potentiale für die weitere Ausweisung von Standorten für die Windenergie bestehen. Die technischen Weiterentwicklungen in der Windenergiebranche ermöglichen die Nutzung dieser Standorte. Daneben ist auch in den Küstenbundesländern zu beobachten, dass wieder neue Standorte ausgewiesen werden oder bestehende Gebiete vergrößert werden. Eine Studie des IWES im Auftrag des BWE hat ergeben, dass die häufig diskutierte Nutzung von 2 % der Landesfläche Deutschlands durch die Windenergie grundsätzlich als „absolut realistisch anzusehen“ ist (das verfügbare Potential liegt laut der Studie sogar bei rund 8 % der verfügbaren Landfläche Deutschlands). [IWES 2011] Bei einer Umsetzung dieses Zieles ließe sich ein großes zusätzliches Standortpotential erschließen.

Das bedeutet, dass für die Windenergie an Land weiterhin ein großes Flächenpotential existiert, das erschlossen werden kann. Dieses Potential lässt sich nur umsetzen, wenn in den entsprechenden Potentialgebieten Standorte für die Windenergienutzung ausgewiesen werden. Hier ist zu beobachten, dass dies noch nicht in ausreichender Weise erfolgt, insbesondere in den Bundesländern des tieferen Binnenlandes. Die neuen Zielsetzungen der Länder geben hier die Möglichkeit für eine Veränderung dieser Situation.

### **2.1.3 Schlussfolgerungen**

Pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen stellen die größten Einschränkungen für das Windenergiepotential an einem Standort dar und machen Windenergieprojekte vielfach unwirtschaftlich. Pauschale Einschränkungen verhindern den Einsatz der am besten geeigneten und wirtschaftlichsten Technologie-Option.

Insbesondere die Bebauung von Standorten im Binnenland wurde erst durch die Entwicklung moderner Anlagen mit großer Nabenhöhe und großem Rotordurchmesser möglich. An diesen Standorten bedeuten Begrenzungen der Anlagengesamthöhe auf bspw. 100 oder 120 m, dass dort keine Projekte umgesetzt werden können. Eine solche Begrenzung ermöglicht allenfalls die Bebauung sehr guter Küstenstandorte, aber selbst dort lässt sich der Ertrag spürbar steigern, wenn eine größere Nabenhöhe gewählt wird.

Nabenhöhenbegrenzungen in Flächennutzungs- und Regionalplänen bedeuten zudem häufig Einschränkungen für die zukünftige Nutzbarkeit von Windenergiestandorten, beispielsweise im Rahmen eines Repowerings. Im Rahmen von Repoweringprojekten, häufig etwa 15-20 Jahre nach Errichtung der Erstanlagen, bedingt die in diesem Zeitraum stattgefundene Technologieentwicklung in der Regel den Bedarf einer Anpassung oder Aufhebung der Nabenhöhenbegrenzung. Dies bedeutet einen erhöhten administrativen Aufwand für die Gemeinde.

Eine ähnliche Wirkung entsteht durch pauschale Abstandsvorgaben. Diese können ausgewiesene Windenergiestandorte deutlich verkleinern, so dass entweder moderne Großanlagen gar nicht oder in nicht ausreichender Anzahl realisiert werden können. In diesem Bereich sind Pauschalregelungen insbesondere deshalb nicht notwendig, weil durch die Anwendung der TA-Lärm gegeben ist, dass keine unzulässigen Abstände zur Bebauung durch die Entwickler von Windenergieprojekten gewählt werden können. Bei der Ausweisung von Standorten für die Windenergie ist also vielmehr zu berücksichtigen, welche Abstände anhand der TA-Lärm zu erwarten sind und darauf zu achten, dass sich unter Einbeziehung dieses Ergebnisses eine ausreichende Größe des Standortes ergibt, um ein modernes Windenergieprojekt umzusetzen.

## **2.2 Kostensituation der Windenergie**

Im Folgenden wird die derzeitige Kostensituation von Windenergieprojekten dargestellt, die sich auf Basis der Datenerhebung ergibt, die im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht im Jahr 2010 erfolgt ist. In dem Gutachten wurden Standorte verschiedener Windhöflichkeit untersucht. Das heißt, hieraus lassen sich bereits Aussagen darüber ableiten, Standorte welcher Standortqualität unter den Rahmenbedingungen des EEG 2012 wirtschaftlich betrieben werden können, wenn man durchschnittliche Windenergieprojekte betrachtet.

### **2.2.1 Vergütungssituation für Windenergieprojekte an Land gemäß EEG 2012**

Zunächst wird die aktuelle Vergütungssituation gemäß EEG 2012 für die Windenergieanlagen an Land kurz beschrieben. Demnach beträgt die Grundvergütung für Windenergieanlagen an Land gemäß § 29 EEG 2012 4,87 ct/kWh. Dieser Wert entspricht einer Fortführung der Regelungen des EEG 2009 unter entsprechender Einbeziehung der Degression (1 % gemäß EEG 2009). [EEG 2009] [EEG 2012]

Auch die Höhe der Anfangsvergütung für Windenergieanlagen stellt eine Fortführung des EEG 2009 dar und ergibt sich unter Berücksichtigung der Degression aus den bereits im EEG 2009 angelegten Regelungen. Die Höhe der Anfangsvergütung beträgt gemäß § 29 EEG 2012 seit Januar 2012 nun 8,93 ct/kWh. [EEG 2012]

Die Referenzertragsregelung wurde nicht ins EEG 2012 übernommen und ersatzlos gestrichen. Diese besagte, dass nur Projekte an Standorten, an denen die Anlagen mindestens einen Ertrag von 60% des Referenzstandortes erreichen, umgesetzt werden dürfen. [EEG 2009] [EEG 2012] Die Neuregelung bedeutet, dass die Standortqualität nun nicht mehr per Gesetz nach unten hin begrenzt ist. Es entscheidet nun allein die Projektwirtschaftlichkeit über die Umsetzbarkeit von Projekten.

Die standortdifferenzierte Vergütung wird im EEG 2012 unverändert beibehalten. Das heißt, die Anfangsvergütung verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. [EEG 2012]

Die Degression für die Windenergie an Land wird mit Inkrafttreten des EEG 2012 im Vergleich zum EEG 2009 um 0,5 % angehoben und beträgt gemäß § 20 EEG 2012 nun 1,5 % pro Jahr. [Entwurf EEG 2012]

### **2.2.2 Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Land gemäß EEG 2012**

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht vorgestellt, die sich auf die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Land beziehen.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Vergütung für die Windenergie an Land an verschiedenen Standorten unterschiedlich strukturiert ist. Gemäß der Regelung zur standortdifferenzierten Vergütung hängt die Dauer des Zeitraums, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, von der Standortqualität am Standort von Windenergieanlagen ab. Das bedeutet, die mittlere Vergütung, die Windenergieprojekte über den gesamten Vergütungszeitraum erhalten, differiert



zwischen verschiedenen Standorten. Hierdurch soll die Bebauung windschwächerer Standorte ermöglicht und die Überförderung sehr guter Standorte vermieden werden.

Die Formel zur Anwendung der standortdifferenzierten Vergütung ermöglicht zwar grundsätzlich die Bebauung auch windschwächerer Standorte, aber nur bis zu einem gewissen Grade (dieser hängt wiederum vom Einzelfall ab). Projekte an windschwächeren Standorten sind somit weiterhin weniger attraktiv hinsichtlich der Projektrendite als Projekte an windstärkeren Standorten. Die Bebauung unwirtschaftlicher Standorte wird hierdurch insgesamt jedoch vermieden.

Im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht wurden verschiedene Modellfälle mit Windenergieprojekten an Standorten mit unterschiedlicher Windhöffigkeit entwickelt. Die für die Modellfälle getroffenen Grundannahmen hinsichtlich der Investitionskosten sowie Investitionsnebenkosten ergaben sich aus der im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Datenerhebung bei Betreibern und Entwicklern von Windenergieprojekten. Für jeden Standort wurde eine Beispiel-Anlage ausgewählt, die in der Realität für die jeweiligen Windverhältnissen ausgewählt werden würde. Es wurden jeweils Berechnungen für Standorte mit einer Standortqualität von 60 %, 80 %, 100 %, 120 % und 150 % vom Referenzstandort vorgenommen. Hierbei sind für Deutschland vordergründig die Standortqualitäten zwischen etwa 80-120 % relevant für einen Großteil des Windenergieausbaus.

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie für die Anlagenklasse 2-2,9 MW für die einzelnen Modellfälle dargestellt. Diese Anlagenklasse stellt die derzeit am häufigsten installierte und somit wirtschaftlichste Leistungsklasse am Markt dar, weshalb sich diese Ausarbeitung auf diese Anlagenklasse fokussiert. Tab. 1 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagen-Leistungsklasse 2-2,9 MW unter der Annahme eines Fremdkapitalzinssatzes von 5,5 % und einer anzustrebenden Eigenkapitalverzinsung von 12 %.

**Tab. 1 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagen-Leistungsklasse 2-2,9 MW mit im Wissenschaftlichen Begleitgutachten Windenergie [DWG 2011]**

<b>Projektbeschreibung</b>					
WEA-Leistungsklasse	2-2.9 MW				
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	80%	100%	120%	150%
Spezifischer Energieertrag [kWh/qm/a]	610	810	1030	1170	1460
<b>Finanzierungsstruktur</b>					
Eigenkapitalanteil	25,0%				
Fremdkapitalanteil	75,0%				
Fremdkapitalverzinsung	5,5%				
Eigenkapitalverzinsung	12,0%				
<b>Projektkosten</b>					
Spezifische Gesamtinvestition [€/kW]	1756	1756	1463	1336	1336
Betriebskosten Jahr 1 - 10 [ct/kWh]	2,19				
Betriebskosten Jahr 11 - 20 [ct/kWh]	2,49				
Jährlich Kostensteigerung [ct/kWh]	2%				
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>					
Mittlere Stromgestehungskosten [ct/kWh]	11,84	9,53	8,33	7,16	6,25
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten [ct/kWh]	11,84	9,53	9,16	8,80	10,39
Abgesenkter Vergütungssatz [ct/kWh]	4,87				

Die Berechnung der Stromgestehungskosten ergab für die Anlagenklasse von 2-2,9 MW unter den getroffenen Grundannahmen, dass an einem 100 %-Standort eine Anfangsvergütung von 9,16 ct/kWh benötigt wird, um die angestrebte Eigenkapitalverzinsung von 12 % zu erreichen (unter der Annahme, dass die Grundvergütung 4,87 ct/kWh beträgt). An windschwächeren Standorten sind die Stromgestehungskosten deutlich höher, das heißt der benötigte Vergütungssatz geht noch darüber hinaus. [DWG 2011]

Zusätzlich zu den mittleren Stromgestehungskosten wurde die an verschiedenen Standorten zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung betrachtet. Hierbei wurde eine Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh und eine Grundvergütung von 4,87 ct/kWh zugrunde gelegt (entspricht den Regelungen des EEG 2012). Die Ergebnisse sind in Tab. 2 dargestellt. [DWG 2011]

**Tab. 2 Zu erwartende Eigenkapitalverzinsung unter den Vergütungsbedingungen des EEG 2012 für Betreiber von Windenergieanlagen an Standorten mit unterschiedlicher Windhöffigkeit [DWG 2011]**

<b>Realisierbare Eigenkapitalverzinsung entsprechend Vergütung EEG 2009 in 2012</b>					
WEA-Leistungsklasse	2-2.9 MW				
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	80%	100%	120%	150%
spezifischer Energieertrag [kWh/qm/a]	610	810	1030	1170	1460
Anfangsvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93
Grundvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	4,87	4,87	4,87	4,87	4,87
Eigenkapitalrendite gemäß EEG 2009	0,0%	7,5%	10,3%	12,9%	6,1%

Wie Tab. 2 zeigt, ergab die Untersuchung für die Anlagenklasse von 2-2,9 MW, dass bspw. an einem 60 %-Standort keine positive Verzinsung erreicht werden kann und somit keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. An einem 80 %-Standort wird eine Eigenkapitalverzinsung von 7,5 % erzielt und an einem 100 %-Standort von 10,3 %. Auch an diesen Standorten liegt somit die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung deutlich unterhalb der im Rahmen des Gutachtens für diesen Standort angestrebten Eigenkapitalverzinsung von 12 %. Eine angemessene Eigenkapitalverzinsung wird erst an einem – sehr guten – 120 %-Standort erreicht bzw. leicht überschritten. [DWG 2011]

Projekte an 80 %- und 100 %-Standorten können gemäß der Ergebnisse somit nur umgesetzt werden, wenn günstigere Kostenstrukturen vorherrschen als im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitgutachtens auf Basis der Datenerhebung angenommen wurde (Durchschnittswerte) oder wenn die Betreiber dieser Projekte eine Eigenkapitalrendite akzeptieren, die unter der im Rahmen des Gutachtens als angemessen definierten Verzinsung des Eigenkapitals von 12 % liegt. Insbesondere im Falle des 100 %-Standortes ist die Eigenkapitalverzinsung mit 10,3 % in einem Bereich, der sich bei kleinen Veränderungen hinsichtlich der Rahmenparameter leicht in Richtung einer durchaus attraktiven Wirtschaftlichkeitssituation entwickeln kann.

Für den 150 %-Standort ergeben die Berechnungen sehr hohe Stromgestehungskosten, die deutlich oberhalb der mittleren Vergütung für diesen Standort liegen. Die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung ist dementsprechend gering. Es handelt sich um einen sehr windstarken Standort, der in Deutschland kaum vorkommt. An diesem Standort beträgt der Zeitraum, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, nur fünf Jahre. Dies hat erhebliche Effekte auf die Wirtschaftlichkeitssituation, wenn für den restlichen Vergütungszeitraum lediglich die abgesenkte Vergütung berücksichtigt wird (wie in den Berechnungen geschehen). In der Praxis ist es jedoch so, dass Betreiber von Windenergieanlagen an diesen Standorten gemäß EEG zusätzlich die Option haben, ihren Strom nach Ablauf des Anfangsvergütungszeitraums direkt zu vermarkten. Hierdurch werden im Vergleich höhere Einnahmen erzielt. An diesen windstarken Standorten würden dementsprechend durchaus Windenergieprojekte umgesetzt werden. Die Modellberechnung stößt hier aber an ihre Grenzen, denn es können nicht alle in der Realität möglichen Parameter einbezogen werden – auch aus Gründen der Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Es ist zudem zu beachten, dass derart windstarke Standorte in Deutschland kaum vorkommen, es sich also eher um einen Ausnahmefall handelt.

Abschließend ist zu konstatieren, dass die dargestellten Ergebnisse des wissenschaftlichen Begleitgutachtens einen Überblick darüber geben, wie sich die Projektwirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten an Standorten mit unterschiedlicher Windhöffigkeit darstellt. Die Ergebnisse basieren auf den ausgewiesenen Grundannahmen und den im Rahmen der durchgeführten Datenerhebung ermittelten durchschnittlichen Investitions- und Investitionsnebenkosten. Das bedeutet, wenn einzelne Parameter innerhalb der Grundannahmen in der Realität abweichend gestaltet sind, ist auch die Projektwirtschaftlichkeit einzelfallbezogen neu zu bewerten. Die Auswertung der Modellfälle kann nur Orientierung geben und kein allgemein gültiges Raster, da sehr viele Einzelparameter in die Projektwirtschaftlichkeitsbewertung einfließen. Aus diesem Grund wird nachfolgend eine Variation einzelner Parameter vorgenommen, um die Art der Auswirkungen beispielhaft zu verdeutlichen.

### 3 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden wird eine Sensitivitätsanalyse auf Basis der Daten zur aktuellen Kostensituation von Windenergieprojekten durchgeführt. Hierbei werden einzelne Parameter modifiziert, um Aussagen darüber machen zu können, welche Effekte sich hierdurch auf die Projektwirtschaftlichkeit ergeben. Die im Fachgutachten zum EEG-Erfahrungsbericht dargestellten Daten zur Kostensituation berücksichtigen den aus einer umfangreichen Datenerhebung hervor gegangenen Durchschnitt hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten von Windenergieprojekten. Ausgewählte Durchschnittswerte werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse durch Maximal- bzw. Minimalangaben ersetzt sowie planerische Parameter (Nabenhöhe der Anlagen) verändert. Anhand der Auswirkungen können Aussagen darüber getroffen werden, wo Richtwerte bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten liegen können.

Es muss hierbei stets beachtet werden, dass die Wirtschaftlichkeit jedes individuellen Projektes von einer Vielzahl von Parametern abhängt, die zudem komplexen Zusammenhängen und verschiedensten (lokalen) Rahmenbedingungen unterliegen. Die Analyse kann somit nicht generell eine Einzelfallbetrachtung ersetzen – Zielsetzung ist vielmehr die Entwicklung von Richtwerten und eine Sensibilisierung in Bezug auf den Einfluss einzelner Parameter auf die Projektwirtschaftlichkeit.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden folgende Parameter untersucht:

1. Variation der Gesamt-Investitionsnebenkosten
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Höchste gemeldete Gesamt-Investitionsnebenkosten“
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Niedrigste gemeldete Gesamt-Investitionsnebenkosten“
2. Variation einzelner Parameter der Investitionsnebenkosten<sup>1</sup>
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Höchste gemeldete Planungskosten“
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Niedrigste gemeldete Planungskosten“
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Höchste gemeldete Netzanschlusskosten“
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Niedrigste gemeldete Netzanschlusskosten“
3. Variation der Betriebskosten
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „10 % erhöhte Betriebskosten“
  - Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „10 % verminderte Betriebskosten“

---

<sup>1</sup> Neben den hier variierten Parametern der Investitionsnebenkosten (Planungs- und Netzanbindungskosten) sind weitere Elemente der Investitionsnebenkosten Fundamentkosten, Erschließungskosten und sonstige Kosten der Planung und Errichtung.

#### 4. Variation der Nabenhöhe

- Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Gesamthöhenbegrenzung von 100 m“
- Projektwirtschaftlichkeit mit der Annahme „Gesamthöhe von 150 m“

### 3.1 Variation einzelner Annahmen und ihre Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die Höhe der Investitionsnebenkosten sowie zusätzlich die Höhe von einzelnen Parametern der Investitionsnebenkosten variiert. Hierbei erfolgt aus Gründen der besseren Übersicht stets ein Abgleich zwischen ermittelten Stromgestehungskosten und der für den jeweiligen Standort gemäß EEG 2012 geltenden mittleren Vergütungshöhe.

Für den Abgleich mit den Ergebnissen unter Zugrundelegung der Annahmen und Ergebnisse im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie erfolgt in Tab. 3 für die einzelnen Standorte eine zusammenfassender Bewertung des Verhältnisses zwischen ermittelten Stromgestehungskosten und mittlerer Vergütungshöhe am jeweiligen Standort gemäß EEG 2012 (basierend auf den in Kapitel 2.2.2 dargestellten Ergebnissen). Im Rahmen der weiteren Betrachtung kann dieses Ergebnis aus dem wissenschaftlichen Begleitgutachten als Referenzfall dienen. Für nähere Erläuterungen zu den einzelnen in Tab. 3 ausgewiesenen Ergebnissen siehe Kapitel 2.2.2.<sup>2</sup>

Für die weitere Betrachtung kann das in Tab. 3 aufgeführte Ergebnis aus dem wissenschaftlichen Begleitgutachten als Referenzfall dienen, mit dem die Ergebnisse bei Variation einzelner Kostenparameter hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Projektwirtschaftlichkeit verglichen werden können.

**Tab. 3 Ergebnisse der Projektwirtschaftlichkeit im Wissenschaftlichen Begleitgutachten Windenergie, Angabe der Investitionsnebenkosten und von deren Bestandteilen Planungskosten und Netzanbindungskosten (Referenzfall)**

Referenzfall	"Investitionsnebenkosten Wiss. Begleitgutachten"				
	Investitionsnebenkosten:		363,00 €/kW		
	Davon Planungskosten:		107,56 €/kW		
	Davon Netzanbindungskosten:		73,52 €/kW		
	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	118,4	95,3	83,3	71,6	62,5
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein

<sup>2</sup> Wenn in der in Tab. 3 dargestellten Modellberechnung die Stromgestehungskosten die mittlere Vergütungshöhe übersteigen, gilt dies für die zugrunde gelegten Annahmen, die in Tab. 1 dargestellt werden. Bei abweichenden Rahmenparametern (dies sich in der Praxis ergeben können), können sich andere Verhältnisse zwischen Stromgestehungskosten und mittlerer Vergütungshöhe ergeben. Auf diese Weise kann sich speziell am 100 %-Standort bei kleineren Veränderungen bereits ein anderes Ergebnis ergeben, weil hier die Höhe der Stromgestehungskosten relativ nah an der mittleren Vergütungshöhe liegt. Ebenso könnte dieser Standort umgesetzt werden, wenn bspw. eine geringere Eigenkapitalverzinsung angesetzt wird als im Modellfall angenommen (siehe hierzu Kapitel 2.2.2).

Im Folgenden werden die Parameter Gesamt-Investitionsnebenkosten, Planungskosten, Netzanbindungskosten, Betriebskosten sowie Anlagengesamthöhe variiert, um die jeweiligen Auswirkungen auf das Verhältnis zwischen mittlerer Vergütung und Stromgestehungskosten zu verdeutlichen.

### 3.1.1 Variation der Gesamt-Investitionsnebenkosten

Im Folgenden erfolgt im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zunächst eine Änderung der Gesamt-Investitionskosten, und zwar wird zum einen ein niedriger im Rahmen der Datenerhebung gemeldeter Wert und zum anderen ein im Vergleich hoher gemeldeter Wert in die Modellfall-Berechnungsgrundlage eingespeist. Die Ergebnisse werden in Tab. 4 dargestellt. Die als Basis dienenden Annahmen / geänderten Parameter werden ebenfalls in Tab. 4 ausgewiesen.

**Tab. 4 Sensitivitätsanalyse – Variation der Höhe der Investitionsnebenkosten**

Variation Gesamt-Investitionskosten	"Niedrigste angegebene Investitionsnebenkosten"					"Höchste angegebene Investitionsnebenkosten"				
	Investitionsnebenkosten: 196,00 €/kW					Investitionsnebenkosten: 573,00 €/kW				
<b>Standortqualität</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	110,1	89,1	77,1	66,2	58,2	128,8	103,1	91,0	78,4	67,9
Veränderung der mittl. Stromgestehungskosten gegenüber Referenzfall in %	-7%	-7%	-7%	-8%	-7%	9%	8%	9%	9%	9%
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

Die Variation der Gesamt-Investitionsnebenkosten auf den jeweils höchsten und niedrigsten angegebenen – plausiblen – Wert ergibt, dass diese Variation relativ große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitssituation der betrachteten Standorte hat. Im Falle der Zugrundelegung des niedrigsten im Rahmen der Datenerhebung gemeldeten Wertes sind Projekte an fast allen Standorten umsetzbar, nur am 60 %-Standort liegt die Wirtschaftlichkeit weiterhin unterhalb der als realistisch angesetzten Wirtschaftlichkeitserwartungen von Windparkbetreibern.

Im Falle einer Zugrundelegung des höchsten im Rahmen der Datenerhebung gemeldeten Wertes zeigt sich, dass an allen Standorte die Projekte auf Basis der zugrunde gelegten Anforderungen nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar wären, die zu erwartende Rendite würde deutlich unter den im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie als realistisch eingeschätzten Mindestanforderungen liegen.

### 3.1.2 Variation der Planungskosten (als ein Parameter innerhalb der Investitionsnebenkosten)

Weiterhin erfolgt eine Variation des Einzelparameters der Planungskosten, die Bestandteil der Investitionsnebenkosten sind. Hierbei werden erneut ein niedriger und ein hoher innerhalb der Datenerhebung gemeldeter Wert zugrunde gelegt. Die Ergebnisse zeigt Tab. 5. Die als Basis dienenden Annahmen / geänderten Parameter werden ebenfalls in Tab. 5 ausgewiesen.

**Tab. 5 Sensitivitätsanalyse – Variation der Höhe der Planungskosten**

Variation Planungskosten	"Niedrigste angegebene Planungskosten"					"Höchste angegebene Planungskosten"				
	Investitionsnebenkosten:	277,44 €/kW					630,44 €/kW			
Davon Planungskosten:	22,00 €/kW					375,00 €/kW				
Davon Netzanbindungskosten:	73,52 €/kW					73,52 €/kW				
	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	114,1	92,1	80,1	68,8	60,3	133,8	106,9	94,8	81,7	70,6
Veränderung der mittl. Stromgestehungskosten gegenüber Referenzfall in %	-4%	-3%	-4%	-4%	-4%	13%	12%	14%	14%	13%
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

Bei Zugrundelegung der niedrigsten angegebenen Planungskosten ergibt sich, dass im Vergleich zum Referenzfall zusätzlich der 100%-Standort wirtschaftlich umsetzbar ist (die errechneten Stromgestehungskosten sind geringer als die mittlere Vergütung). Im Falle der Zugrundelegung der höchsten angegebenen Planungskosten sind hingegen an allen betrachteten Standortqualitäten unter den betrachteten Annahmen Windenergieprojekte nicht mehr wirtschaftlich umsetzbar.

Die prozentualen Auswirkungen (hinsichtlich eines Vergleichs mit dem Referenzfall) sind hier im Fall der höchsten angegebenen Kosten sehr stark, da die Angaben im Zuge der Datenerhebung im Bereich der Planungskosten eine große Variation aufwiesen und die hier abgebildeten höchsten Kosten einen sehr hohen Wert mit entsprechend großen Auswirkungen darstellen.

### 3.1.3 Variation der Netzanbindungskosten (als ein Parameter innerhalb der Investitionsnebenkosten)

Als weiterer Einzelparameter werden nach demselben Vorgehen die Netzanbindungskosten variiert. Die Ergebnisse zeigt Tab. 6. Die als Basis dienenden Annahmen / geänderten Parameter werden ebenfalls in Tab. 6 – im oberen Bereich – ausgewiesen.

**Tab. 6 Sensitivitätsanalyse – Variation der Höhe der Netzanbindungskosten**

Variation Netzanbindungskosten	"Niedrigste angegebene Netzanbindungskosten"					"Höchste angegebene Netzanbindungskosten"					
	Investitionsnebenkosten:	317,48	€	/kW	Investitionsnebenkosten:	449,48	€	/kW	Davon Planungskosten:	107,56	€
Davon Planungskosten:	107,56	€	/kW	Davon Planungskosten:	107,56	€	/kW	Davon Netzanbindungskosten:	160,00	€	/kW
Davon Netzanbindungskosten:	28,00	€	/kW	Davon Netzanbindungskosten:	160,00	€	/kW				
	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>	
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9	
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	116,1	93,6	81,6	70,1	61,3	124,9	100,2	88,1	75,8	65,9	
Veränderung der mittl. Stromgestehungskosten gegenüber Referenzfall in %	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	5%	5%	6%	6%	5%	
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	

Bei Zugrundelegung der niedrigsten angegebenen Netzanbindungskosten zeigt sich, dass im Vergleich zum Referenzfall zusätzlich der 100 %-Standort sehr nah an einer wirtschaftlichen Umsetzbarkeit liegt (die errechneten Stromgestehungskosten sind nur sehr geringfügig höher als die mittlere Vergütung). Mit diesem Wert würde ein Projekt durchaus an diesem Standort umgesetzt werden.

Bei Zugrundelegung der höchsten angegebenen Netzanschlusskosten ergibt sich hingegen, dass an allen betrachteten Standortqualitäten unter den betrachteten Annahmen Windenergieprojekte nicht mehr wirtschaftlich umgesetzt werden können.

### 3.1.4 Variation der Betriebskosten

Im Folgenden wird untersucht, welche Auswirkungen eine Variation der Betriebskosten von Windenergieprojekten auf die Projektwirtschaftlichkeit hat. Hierfür werden die im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie ermittelten durchschnittlichen Betriebskosten von Windenergieprojekten um 10 % gesenkt bzw. angehoben. Die dadurch ausgelöste Veränderung in den Stromgestehungskosten führt zu den in Tab. 7 dargestellten Effekten hinsichtlich der Projektwirtschaftlichkeit unter den gemäß EEG 2012 geltenden Vergütungsbedingungen.



**Tab. 7 Sensitivitätsanalyse – Variation der Betriebskosten**

Variation Betriebskosten	"10% verminderte Betriebskosten"					"10% erhöhte Betriebskosten"				
	Betriebskosten Jahr 1-10:		1,97 €/kW			Betriebskosten Jahr 1-10:		2,41 €/kW		
	Betriebskosten Jahr 11-20:		2,24 €/kW			Betriebskosten Jahr 11-20:		2,74 €/kW		
	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>	<b>150%</b>
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	116,2	93,1	81,1	69,4	60,3	120,3	97,2	85,2	73,5	64,4
Veränderung der mittl. Stromgestehungskosten gegenüber Referenzfall in %	-2%	-2%	-3%	-3%	-4%	2%	2%	2%	3%	3%
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

Eine Erhöhung der Betriebskosten um 10 % führt unmittelbar dazu, dass an allen betrachteten Standortqualitäten Windenergieprojekte unter den betrachteten Annahmen nicht mehr wirtschaftlich umgesetzt werden können (die errechneten Stromgestehungskosten übersteigen die mittlere Vergütung). Bei um 10 % verminderten Betriebskosten ist im Vergleich zum Referenzfall zusätzlich der 100 %-Standort wirtschaftlich umsetzbar.

### 3.1.5 Variation der Anlagengesamthöhe

Wie in Kapitel 2.1.1 dargestellt, hat die zulässige Anlagenhöhe eine große Auswirkung auf die Projektwirtschaftlichkeit und damit auf die Umsetzung von Projekten am jeweiligen Standort. Für sehr gute Küstenstandorte sind die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit weniger stark bzw. führt nicht dazu, dass Projekte nicht umgesetzt werden können. Im Binnenland ist eine möglichst große Nabenhöhe der Anlagen hingegen unerlässlich, um ausreichende Ertragsdaten zu erzielen.

Aus diesem Grund werden im Folgenden Binnenlandstandorte (Standorte mit einer Standortqualität zwischen 60 und 100 %) in Verbindung mit Anlagen unterschiedlicher Gesamthöhe untersucht. Hierbei erfolgt zunächst eine Gesamthöhenbegrenzung auf 100 m, da diese häufig als pauschale Begrenzung gewählt wird. Daraufhin wird betrachtet, wie sich die Stromgestehungskosten, also die Wirtschaftlichkeit der Standorte, verändern, wenn Anlagen mit einer Gesamthöhe von 150 eingesetzt werden können. Hierbei wird berücksichtigt, dass Anlagen unterschiedlicher Nabenhöhe gemäß der Ergebnisse des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie durch unterschiedliche Investitionskosten (Anlageninvestition) gekennzeichnet sind. Die Ergebnisse werden in Tab. 8 dargestellt.

**Tab. 8** Sensitivitätsanalyse – Variation der zulässigen Gesamthöhe

Variation Gesamthöhe	"Gesamthöhe bis 100 m"			"Gesamthöhe bis 150 m"		
	Gesamthöhe: 100 m			Gesamthöhe: 150 m		
	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	89,3	89,3	81,4
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	124,6	100,0	85,2	106,2	86,1	74,1
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja

Es zeigt sich, dass bei einer Gesamthöhenbegrenzung auf 100 m Projekte an den betrachteten Standorten nicht umsetzbar sind. Bei einer Gesamthöhe von 150 m hingegen sind an den 80 % und 100 %-Standorten die Projekte unter den zugrunde gelegten Annahmen wirtschaftlich und somit umsetzbar. An einem 60 %-Standort ist eine Umsetzung weiterhin nicht möglich (derartige Standorte finden sich im tieferen Binnenland).

### 3.1.6 Variation des Eigenkapitalzinssatzes

Neben den Investitionskosten eines Projektes sowie der einsetzbaren Technologie (Nabenhöhe) sind auch die Finanzierungsbedingungen ein wichtiger Parameter in Bezug auf die Projektwirtschaftlichkeit.

Beispielhaft wird aus diesem Grund an dieser Stelle zusätzlich eine Berechnung des Falles einer Eigenkapitalverzinsung von 6,5 % angeführt. Die Kostenparameter entsprechen hierbei den durchschnittlichen Kosten, die im Rahmen des Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht ermittelt wurden. Hierdurch kann gezeigt werden, welchen Einfluss natürlich auch die Finanzierungsbedingungen auf die Projektbewertung durch einen Investoren haben.

Bei dem an dieser Stelle gewählten Wert einer Eigenkapitalrendite von 6,5 % handelt es sich um einen durch das BMU vorgegebenen Wert, der die theoretische Untersuchung von Grenzwerten unterstützen soll. Die Gutachter weisen darauf hin, dass nur vereinzelt Betreiber auf Basis einer solchen Renditeerwartung Projekte umsetzen können. Die genannte Rendite bildet die im wiss. Bericht zum EEG-EB im Bereich Windenergie dargestellten technischen und wirtschaftlichen Risiken von Windenergieprojekten nicht ab, weshalb diese für den Großteil der Windenergieprojekte nicht ausreichend ist. Somit handelt es sich an dieser Stelle um eine theoretische Untersuchung der Effekte des Parameters der Eigenkapitalrendite, was bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten ist.

Das Berechnungsergebnis für eine Eigenkapitalverzinsung von 6,5 % wird in Tab. 9 dargestellt.

Tab. 9 Ergänzende Analyse – Variation des Eigenkapitalzinssatzes

Variation Eigenkapitalzinssatz	"Eigenkapitalzins 6,5%"				
	60%	80%	100%	120%	150%
Mittlere Vergütung gemäß EEG 2012 in ct/kWh	89,3	89,3	81,4	72,4	58,9
Mittlere Stromgestehungskosten in ct/kWh	108,5	88,1	77,5	67,2	59,1
Veränderung der mittl. Stromgestehungskosten gegenüber Referenzfall in %	-8%	-8%	-7%	-6%	-5%
Stromgestehungskosten unterhalb mittl. Vergütung (ja/nein)	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein

Bei einer zugrunde gelegten Eigenkapitalverzinsung von 6,5 % sind auf Basis der zugrunde gelegten Werte Standorte mit einer Standortqualität zwischen 80 und 120 % wirtschaftlich umsetzbar. Bei den sehr guten 150 %-Standorte liegen die ermittelten Stromgestehungskosten sehr nah an der mittleren Vergütung, bei den 60 %-Standorten sind die Stromgestehungskosten weiterhin deutlich höher als die mittlere Vergütung an diesen Standorten.

#### 4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Ziel dieser Untersuchung war es, die Auswirkungen auf die Projektwirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten zu verdeutlichen, die Veränderungen einzelner Faktoren der Projektplanung und -eigenschaften an Standorten mit verschiedener Windhöffigkeit haben können. Es sollte untersucht werden, ob auf dieser Basis Grenz- bzw. Richtwerte für einzelne Faktoren hinsichtlich der Projektwirtschaftlichkeit definiert werden können.

Im Rahmen der Untersuchung wurde zunächst dargestellt, welche Auswirkungen die städtebauliche Planung auf die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten haben kann. Nabhöhenbegrenzungen und pauschale Abstandsempfehlungen bedeuten in der Regel eine deutliche Verminderung des Ertragspotentials an Windenergiestandorten.

Weiterhin wurde gezeigt, dass für die Windenergienutzung an Land noch immer ein großes Flächenpotential besteht, dass jedoch zunehmend im Binnenland erschlossen werden muss. Nachdem Ende der 90er-Jahre bis über die Jahrtausendwende hinaus relativ viele Windenergiestandorte durch Gemeinden ausgewiesen wurden, wurden in den vergangenen Jahren weniger zusätzliche Flächen für die Windenergienutzung definiert. Für die nächsten Jahre ist dennoch davon auszugehen, dass neben Repoweringprojekten auch weiterhin Neuprojekte auf zusätzlich ausgewiesenen Flächen entstehen können. Gerade wenn diese im Binnenland sowie im tieferen Binnenland liegen, hängt die Projektwirtschaftlichkeit entscheidend von der einsetzbaren Anlagentechnologie (und somit Nabenhöhe und Rotordurchmesser der Anlagen) ab. Das heißt, hier wirken sich Begrenzungen besonders hemmend auf den Ausbau aus.

Es wurde daraufhin dargestellt, welche Ergebnisse die Analyse der Kostensituation im Rahmen des „Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht“ für Windenergiestandorte mit unterschiedlicher Windhöffigkeit erbracht hat. Diese Ergebnisse wurden im Folgenden als Referenzfall genutzt, um auf Basis einer Sensitivitätsanalyse Aussagen darüber zu treffen, wie sich die Veränderung einzelner Grundannahmen jeweils auf die Projektwirtschaftlichkeit auswirkt.

Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass eine Variation der Investitionsnebenkosten je nach Abweichung vom Referenzfall große Auswirkungen auf das Verhältnis zwischen Stromgestehungskosten und mittlerer Vergütung am jeweiligen Standort hat (und somit auf die Projektwirtschaftlichkeit). So waren unter der Annahme der niedrigsten im Rahmen der Datenerhebung zum wissenschaftlichen Begleitgutachten angegebenen Werte für die Investitionsnebenkosten an fast allen Standorten Windenergieprojekte wirtschaftlich umsetzbar (außer am 60 %-Standort). Unter der Annahme der höchsten gemeldeten Investitionsnebenkosten lagen die Stromgestehungskosten hingegen an keinem der Standorte unterhalb der mittleren EEG-Vergütung für den jeweiligen Standort.

Zudem wurden einzelne Parameter der Investitionsnebenkosten, die Planungs- und die Netzanbindungskosten, variiert. Hier zeigten sich ebenfalls Auswirkungen, wenn auch weniger stark. In beiden Fällen lagen unter der Annahme der höchsten gemeldeten Kosten für den jeweiligen Parameter die Stromgestehungskosten an allen Standorten oberhalb der mittleren EEG-Vergütung. Im Falle der niedrigsten gemeldeten Kosten waren Projekte im Bereich einer Standortqualität von 100-120 % durch eine gute Wirtschaftlichkeitssituation gekennzeichnet.

Die Variation der Betriebskosten um 10 % nach oben und unten führte zu parallelen Effekten und somit gleichen Schlussfolgerungen.

Auch die Anlagengesamthöhe wurde beispielhaft modifiziert, es wurden Ergebnisse für den Fall einer Gesamthöhenbegrenzung auf 100 m sowie auf 150 m ausgewiesen. Es ergab sich, dass bei einer Gesamthöhenbegrenzung auf 100 m Windenergieprojekte an den betrachteten Standorten (Standortqualität zwischen 60 und 100 %, Binnenland) nicht umsetzbar sind. Bei einer Gesamthöhenbegrenzung auf 150 m hingegen liegen im Fall des 80 %- sowie des 100 %-Standorts die Stromgestehungskosten unterhalb der mittleren Vergütung, die Projektwirtschaftlichkeit ermöglicht hier somit eine Projektumsetzung.

Eine Variation des Eigenkapitalzinssatzes auf 6,5 % im Sinne einer theoretischen Untersuchung der Effekte des Parameters der Eigenkapitalrendite führte zu dem Ergebnis, dass unter dieser Annahme Projekte im Bereich einer Standortqualität von 100-120 % durch eine gute Wirtschaftlichkeitssituation gekennzeichnet sind (die Stromgestehungskosten liegen unterhalb der zu erwartenden mittleren Vergütung an diesen Standorten). Allerdings ist zu beachten, dass auf Basis einer solchen Renditeerwartung nur vereinzelt Betreiber Projekte umsetzen können und die technischen und wirtschaftlichen Risiken von Windenergieprojekten durch diese Rendite nicht abgebildet werden. Die Wahl des Wertes entspricht einer Vorgabe des BMU.

## 5 Schlussfolgerungen

Abschließend ist zu konstatieren, dass die dargestellten Untersuchungen zeigen, dass Veränderungen kleinster Grundparameter und Rahmenbedingungen in Bezug auf die Charakteristik von Windenergieprojekten spürbare Auswirkungen auf die Rentabilität dieser Projekte haben. Die Wirtschaftlichkeit von Projektstandorten für die Windenergie hängt somit nicht allein von den Windbedingungen vor Ort ab, sondern zudem von der konkreten Ausgestaltung des jeweiligen Projektes und seiner Kostenstruktur. Dieses Ergebnis führt zu der Schlussfolgerung, dass keine allgemeingültigen Grenzwerte in Bezug auf die Bewertung der Projektwirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten ausgewiesen werden können. Es ist stets eine Einzelfallbetrachtung notwendig, um konkrete Projekte bewerten und somit Rückschlüsse auf deren Wirtschaftlichkeit an einem definierten Standort ziehen zu können.

Gezeigt werden konnte aber, dass die Variation einzelner Parameter insbesondere an Standorten mit moderater bis geringer Windhöffigkeit unmittelbare Auswirkungen auf die Projektwirtschaftlichkeit hat. An diesen Standorten ist die zu erzielende Eigenkapitalverzinsung stets geringer als an windstärkeren Standorten und reagiert somit sensibler auf Veränderungen der Rahmenparameter. Das bedeutet, die Windbedingungen an einem Standort sind natürlich eine wichtige Rahmenbedingung, Standorte für die Windenergie sollten so gewählt werden, dass möglichst gute Windbedingungen vorherrschen.

Im Binnenland, wo sehr windstarke Standorte kaum auftreten, kann über große Nabenhöhen und Rotordurchmesser die Nutzbarkeit eines Standortes so verbessert werden, dass Windenergieprojekte dort umsetzbar sind. Die große Auswirkung dieser technischen Parameter sollten durch Gemeinden bei ihrer Planung stets beachtet werden. Pauschale Begrenzungen sind hier dementsprechend nicht zu empfehlen, deren Auswirkungen auf die Rentabilität potentieller Windenergieprojekte an dem jeweiligen Standort sollten genau geprüft und bedacht werden.

Im Rahmen der Analyse kann als orientierender Richtwert das Ergebnis gelten, dass Standorte mit einer Standortqualität von 60% und weniger unter den zugrunde gelegten Annahmen nicht umsetzbar sind, die Stromgestehungskosten liegen an diesen Standorten stets oberhalb der mittleren Vergütung. Um eine differenziertere Einschätzung hinsichtlich der unteren Grenze der Qualität eines Standortes zu erlangen, ab der eine Umsetzung von Windenergieprojekten unter den gesetzten Annahmen nicht mehr wirtschaftlich möglich ist, wäre aber eine weiter gehende Analyse inklusive einer Untersuchung von Standorten mit Standortqualitäten zwischen 60 und 80 % zu empfehlen.

Bei der Interpretation des angegebenen Richtwert-Ergebnisses ist zu betonen, dass dieses kein notwendigerweise allgemein gültiges Ergebnis darstellt. Auch hier gilt, dass die Projektumsetzbarkeit letztlich stets vom Einzelfall abhängt.

## 6 Ausblick und Empfehlungen

Alle Berechnungen im Rahmen dieses Kurzgutachtens basieren auf Ergebnissen des „Wissenschaftlichen Begleitgutachtens Windenergie zum EEG-Erfahrungsbericht“. Diese Ergebnisse beziehen sich auf Windenergieprojekte unter den geltenden Rahmenbedingungen, die durch eine mittlere Kostensituation gekennzeichnet sind (Durchschnittswerte). Wenn über die angegebenen Richtwerte hinaus „harte Grenzwerte“ zur Definition der Umsetzbarkeit von Windenergiestandorten angestrebt werden, sollten hierfür ausdrücklich zusätzliche, aufwendigere Untersuchungen vorgenommen werden.

Das grundsätzliche Problem derartiger Grenzwerte besteht darin, dass diese zum einen die Gefahr beinhalten, dass Potentiale für die Windenergienutzung ausgeblendet werden (die ansonsten ggf. im Einzelfall durchaus erschlossen werden könnten) und dass zum anderen die dynamische Entwicklung von Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt wird.

Wenn nur Flächen oberhalb eines bestimmten Grenzwertes hinsichtlich der Standortqualität ausgewiesen werden, könnten diese bspw. im tieferen Binnenland nur schwer verfügbar sein. Dies würde dazu führen, dass dort kein Windenergieausbau stattfindet, denn die Ausweisung von Standorten für die Windenergie wäre dort von vornherein ausgeschlossen – auch wenn im Einzelfall ggf. Projekte umsetzbar wären. Dies widerspricht auch den aktuell vorgenommenen Neuregelungen im EEG: Im EEG 2012 wurde die zuvor bestehende Beschränkung des Anspruchs auf EEG-Vergütung auf Standorte mit einer Standortqualität ab 60 % aufgehoben und hierfür keine Vorgabe mehr gesetzt. [EEG 2012]

Letztlich hängt die Umsetzbarkeit eines Windenergiestandortes davon ab, ob das Verhältnis zwischen Investitionskosten und zu erwartenden Einnahmen eine Umsetzung erlaubt. Die Einnahmen, die an einem Standort erzielt werden können, hängen wiederum von der eingesetzten Technologie und der zu erwartenden Vergütung ab. Bspw. können bei Einsatz einer Anlagentechnologie mit großer Nabenhöhe und großem Rotordurchmesser höhere Energieerträge an einem Standort erzielt werden, die in der Regel einen stärkeren Effekt auf die Projektwirtschaftlichkeit haben als die hierbei ebenfalls ansteigenden Investitionskosten für die Anlage. Das bedeutet, die Technologieentwicklung hat Einfluss auf die Umsetzbarkeit von Standorten. Der bisherige Verlauf der Entwicklung von Windenergieanlagen hat gezeigt, dass diese dahingehend optimiert werden, dass zusätzliche Standortpotentiale erschlossen werden können. D.h. Schwachwindenergieanlagen wurden entwickelt, die die Nutzung von Binnenlandstandorten zunehmend ermöglichten. Diese Entwicklung könnte weiter voran schreiten und dies hätte dann ggf. auch Auswirkungen auf die zuvor entwickelten Richt- bzw. Grenzwerte bezüglich der Umsetzbarkeit von Windenergieprojekten – diese wären nicht mehr angemessen. Gleiches gilt, wenn sich der zweite wichtige Einflussparameter auf die Einnahmensituation von Windenergieprojekten, die Vergütungsbedingungen verändern. Dies hat unmittelbaren Einfluss auf die Attraktivität von Windenergiestandorten aus Investorensicht und somit auf die Umsetzbarkeit von Projekten. Das heißt, im Zuge jeder EEG-Novelle wären die Richt- bzw. Grenzwerte somit zu prüfen und ggf. zu überarbeiten.

## 7 Quellenangaben

- [DStGB 2009] Deutscher Städte- und Gemeindebund (Hrsg.): Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten. Dokumentation No. 94. Juli 2009.
- [DWG 2005] Rehfeldt, Dr. Knud / Wallasch, Jan (Deutsche WindGuard GmbH): Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Studie im Auftrag der Windenergieagentur. Varel, 2005. [DWG 2009] Rehfeldt, Dr. Knud (Deutsche WindGuard GmbH): Technische Grundlagen und Stand der Technik von Windenergieanlagen. Vortrag am 21.04.2009 im Rahmen des Repowering-Dialogverfahrens der Windenergieagentur.
- [DWG 2011] Rehfeldt, Dr. Knud / Wallasch, Anna-Kathrin (Deutsche WindGuard GmbH) et. al.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - Vorhaben IIe Windenergie. Juni 2011.
- [EEG 2009] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Ausfertigungsdatum: 25.10.2008 Zuletzt geändert durch G v. 11.8.2010 I 1170.
- [EEG 2012] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung.
- [IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung. Hrsg. Bundesverband Windenergie (BWE). Mai 2011.
- [LEE NRW 2011] Landesarbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NRW e.V.: Branche begrüßt grundsätzliche Zielsetzung. Artikel vom 11.02.2011.
- [SWW 2011] Sonne, Wind und Wärme: Baden-Württemberg will 10% Windstrom in 2020. Artikel vom 28.04.2011.