



# Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland

Im Auftrag von:





Bearbeitung:

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Berichtsnummer: SP13007A1

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, November 2013

# Inhaltsverzeichnis

---

Inhaltsverzeichnis	III
1. Zusammenfassung	1
2. Hintergrund	9
3. Inhalt und Struktur der Analyse	13
4. Datenerhebung der aktuellen Kosten von Windenergieprojekten	15
4.1. Datenerhebung bei Herstellern von Windenergieanlagen	15
4.2. Datenerhebung bei Planungsunternehmen von Windenergieprojekten	16
5. Hauptinvestitionskosten von Windenergieprojekten	19
5.1. Definition Hauptinvestitionskosten	19
5.2. Höhe der Hauptinvestitionskosten	19
5.3. Entwicklung der Hauptinvestitionskosten	21
6. Investitionsnebenkosten	25
6.1. Definition Investitionsnebenkosten	25
6.2. Höhe der Investitionsnebenkosten	26
6.3. Entwicklung der Investitionsnebenkosten	27
7. Betriebskosten	30
7.1. Definition Betriebskosten	30
7.2. Wartungskonzepte	31
7.3. Höhe der Betriebskosten	32
7.4. Entwicklung der Betriebskosten	34
8. Analyse der aktuellen Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie	36
8.1. Methodik	36
8.2. Eingangsparameter und Grundannahmen	37
8.2.1. Analyse der Standortqualitäten der zwischen 2009 und 2011 errichteten Windenergieanlagen	40
8.3. Ermittlung der aktuellen Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie	42
8.4. Analyse maßgeblicher Einflussparameter auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten	45
8.4.1. Attraktivität von Windenergieprojekten für Investoren	46
8.4.2. Rohstoffpreise	48
8.4.3. Fremdkapitalzinsen	51

9. Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie	54
9.1. Variation der Hauptinvestitionskosten	54
9.2. Variation der Investitionsnebenkosten	55
9.3. Variation der Betriebskosten	57
9.4. Variation der Fremdkapitalzinsen	58
9.5. Variation der Eigenkapitalrentabilität	59
10. Schlussfolgerung	63
Literaturverzeichnis	67
Abkürzungsverzeichnis	70
Abbildungsverzeichnis	71
Tabellenverzeichnis	74

## 1. Zusammenfassung

---

Die Diskussion um eine grundlegende Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) führte dazu, dass verschiedene Modelle und Ideen von unterschiedlichen Akteuren vorgestellt werden. Um in der Diskussion um eine angemessene Vergütungshöhe für die Windenergie an Land eine fundierte Diskussionsgrundlage zu schaffen, haben der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) und der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) die vorliegende Studie zur „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ in Auftrag gegeben. Strom aus Windenergie an Land gehört bereits heute zu den kostengünstigsten Erneuerbaren Energien. Aufgrund technischer Anlagenoptimierung aber auch aufgrund des derzeit historisch niedrigen Zinsniveaus sind die Kosten in den letzten Jahren nochmals deutlich gesunken. Mit passenden Rahmenbedingungen können diese Kostenoptimierungen auch zukünftig weiter greifen.

In der Studie „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ sind auf Basis der Befragung von Herstellern von Windenergieanlagen (WEA) und Planern von Windparks die durchschnittlichen Kosten der Windenergie ermittelt und die entsprechenden Stromgestehungskosten berechnet worden. Sieben Hersteller mit einem Marktanteil von zusammen über 95 % an den 2012 in Deutschland installierten WEA stellten Daten zu Anlagenpreisen und Wartungsverträgen aus dem Jahr 2013 zur Verfügung. 25 Planer übermittelten Daten zu Investitionsnebenkosten und Betriebskosten von 71 Windparks mit insgesamt 317 Windenergieanlagen und 663 MW installierter Leistung, die zwischen 2009 und 2013 errichtet wurden. Auf Grundlage dieser Datenbasis wurden die Kosten der Windenergie, unterteilt in Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten, ermittelt. Die durchschnittlichen Kosten der Fremdfinanzierung wurden zusätzlich auf Basis von Gesprächen mit Banken verifiziert.

### *Hauptinvestitionskosten*

Die Hauptinvestitionskosten beinhalten die Kosten für die Windenergieanlage, für den Transport zum Aufstellungsort sowie für die Installation der Anlage. Für verschiedene Leistungsklassen von unter 2 MW bis 3,5 MW und Nabenhöhen von 100 m bis über 120 m ergeben sich sehr stark Standort abhängige Kosten für die WEA zwischen 1.010 €/kW und 1.340 €/kW (vergl. Tabelle 1-1).

**Tabelle 1-1: Mittlere Hauptinvestitionskosten**

Leistungsklasse	Nabenhöhe		
	unter 100 m	100 m bis 120 m	über 120 m
unter 2 MW	1.090 €/kW	1.200 €/kW	-
2 MW bis 3,5 MW	1.010 €/kW	1.150 €/kW	1.340 €/kW

Die Hauptinvestitionskosten haben so einen Anteil zwischen 73 % und 78 % der Gesamtinvestitionskosten und liegen damit leicht unter den Werten früherer Analysen. Betrachtet man die spezifischen Kosten der WEA bezogen auf die Rotorkreisfläche in €/m<sup>2</sup> wird deutlich, dass seit 2008 die spezifischen Kosten in €/m<sup>2</sup> in der Anlagenklasse zwischen 2 und 3 MW um bis zu 15 % reduziert werden konnten (vgl. Kapitel 5.3). Der Grund hierfür liegt in der Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen, die bezogen auf die installierte Leistung einen großen Rotordurchmesser aufweisen und darüber hinaus mit großen Nabenhöhen angeboten werden. Gerade diese technische Entwicklung hat zu einer erheblichen Reduktion der Stromgestehungskosten an windschwächeren Standorten geführt. Bisher sind besonders effiziente WEA mit hohen Türmen und großen Rotordurchmessern aufgrund administrativer Hemmnisse wie Höhenbegrenzung und Baurichtlinien an windstarken Standorten kaum realisierbar. Mit geeigneten Rahmenbedingungen könnten auch diese Kostensenkungspotenziale in Zukunft gehoben werden.

#### *Investitionsnebenkosten*

Als Investitionsnebenkosten sind alle weiteren Kosten zusammengefasst, die einmalig vor der Inbetriebnahme von Windenergieanlagen anfallen. Wesentliche Investitionsnebenkosten sind Kosten für die Planung mit 95 €/kW, für die Netzanbindung mit 73 €/kW und für das Fundament mit 67 €/kW. Die sonstigen Investitionsnebenkosten sind windparkspezifisch sehr unterschiedlich und betragen im Mittel 97 €/kW (Tabelle 1-2).

**Tabelle 1-2: Mittlere Investitionsnebenkosten**

	Kosten	Anteil
Fundament	67 €/kW	18 %
Netzanbindung	73 €/kW	20 %
Erschließung	41 €/kW	11 %
Planung	95 €/kW	25 %
Sonstiges	97 €/kW	26 %
Gesamt	374 €/kW	100 %

Ein Vergleich der spezifischen Investitionsnebenkosten mit früheren Analysen weist seit 2010 eine leichte Kostensenkung auf, die ggf. auf die Entwicklung

immer größerer WEA zurückzuführen ist (vgl. Kapitel 6.3). Planungskosten und Sonstige Kosten weisen als größte Kostenblöcke unter den Betriebskosten eine große Bandbreite auf, zeigen aber keine klare Tendenz in Bezug auf Kostensenkungen. Eher stagnierende oder auch leicht steigende absolute Kosten insbesondere bei den konventionellen Technologien wie Fundament, Erschließung und Netzanbindung führen bei immer größeren, leistungsstärkeren WEA zu einem leichten Sinken der spezifischen Investitionsnebenkosten in €/kW. Bei den Investitionsnebenkosten handelt es sich um eine stark standortabhängige Kostengruppe. Dies wird insbesondere aufgrund der großen Standardabweichung der erhobenen Daten von 39,6 % deutlich. Aufgrund des Anteils der Investitionsnebenkosten von lediglich 22 % bis 27 % bezogen an den Gesamtinvestitionskosten hat diese Kostengruppe nur begrenzte Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten (vgl. Kapitel 9.2).

### *Betriebskosten*

Die Betriebskosten beinhalten Kosten für Wartung und Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherung, sowie Rücklagen und sonstige Kosten. In Tabelle 1-3 sind die Kosten für die verschiedenen Kostengruppen sowie der jeweilige Anteil an den mittleren Betriebskosten für die Jahre 1 - 10 und die Jahre 11 – 20 aufgeführt.

**Tabelle 1-3: Mittlere Betriebskosten**

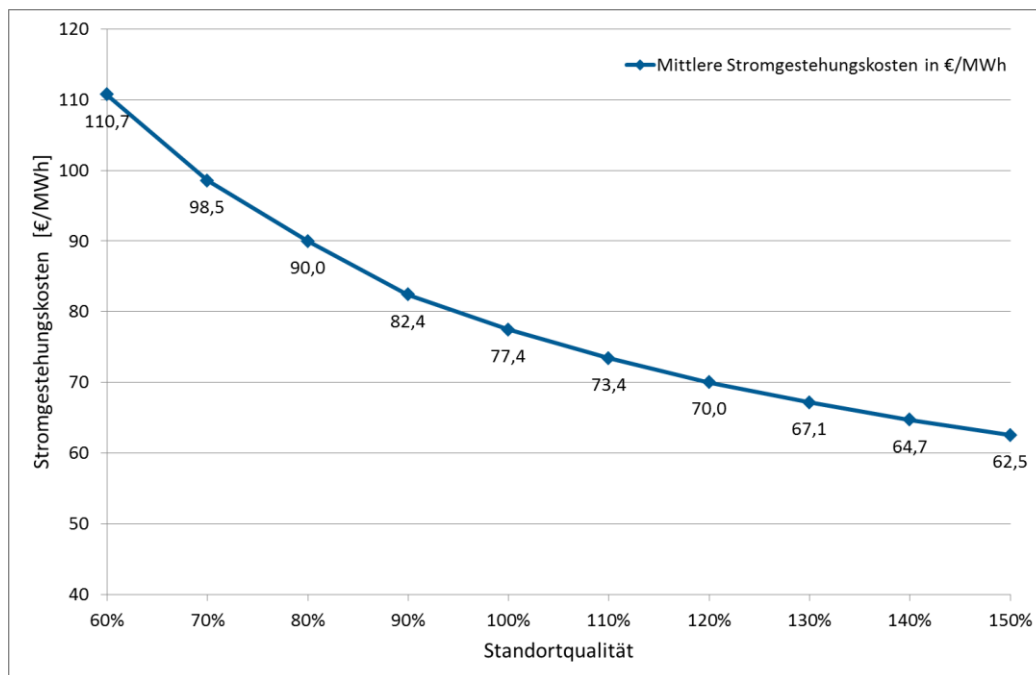
	Jahr 1 - 10		Jahr 11 - 20	
	Kosten	Anteil	Kosten	Anteil
Wartung & Reparatur	1,05 ct/kWh	44 %	1,47 ct/kWh	55 %
Pachtzahlungen	0,53 ct/kWh	22 %	0,51 ct/kWh	19 %
Kaufmännische und technische Betriebsführung	0,41 ct/kWh	17 %	0,36 ct/kWh	13 %
Versicherungskosten	0,12 ct/kWh	5 %	0,07 ct/kWh	3 %
Rücklagen	0,10 ct/kWh	4 %	0,14 ct/kWh	5 %
Sonstige Betriebskosten	0,20 ct/kWh	8 %	0,13 ct/kWh	5 %
gesamt	2,41 ct/kWh	100 %	2,68 ct/kWh	100 %

Wesentliche Betriebskosten fallen für Wartung und Reparatur sowie Pachtzahlungen, aber auch technische und kaufmännische Betriebsführung an. Erfahrungsgemäß steigen die Kosten für Wartung und Reparatur in der zweiten Dekade der Anlagenlebensdauer von etwas über 1 ct/kWh auf 1,47 ct/kWh und machen damit den mit Abstand größten Betriebskostenanteil aus. Pachten weisen mit 0,51 ct/kWh den zweitgrößten Kostenfaktor unter den

Betriebskosten auf. Auch bei den Betriebskosten handelt es sich um eine stark standortabhängige Kostengruppe. Die Standardabweichung der erhobenen Daten beträgt in der ersten Dekade 24,9 %. In der zweiten Dekade unterliegen die erhobenen Daten einer erhöhten Unsicherheit. Die Standardabweichung in der zweiten Dekade beträgt daher 34,0 %. Vergleicht man die Betriebskosten mit den Ergebnissen der Stromgestehungskosten aus dieser Studie, so liegt ihr Anteil je nach Standortqualität zwischen 24 % und 38,5 %.

### *Stromgestehungskosten*

In Abbildung 1-1 sind die mittleren Stromgestehungskosten über der Standortqualität dargestellt. Die mittleren Stromgestehungskosten an sehr windschwachen Standorten mit einer Qualität von nur 60 % des Referenzertrages (vgl. Kapitel 2) weisen Werte von 110,7 €/MWh auf. Mit steigender Standortqualität sinken die mittleren Kosten je MWh erzeugten Stroms. An einem 80 %-Standort betragen die mittleren Stromgestehungskosten demnach 90,0 €/MWh, an einem 100 %-Standort 77,4 €/MWh. In sehr windhöffigen Regionen sinken die mittleren Stromgestehungskosten auf 70,0 €/MWh an einem 120 %-Standort und auf 62,5 €/MWh an einem 150 %-Standort.



**Abbildung 1-1: Mittlere Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land**

Aufgrund der unterschiedlichen Standardabweichungen in den verschiedenen Kostengruppen: Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten, wurde die Standardunsicherheit der StrGK ermittelt. Sie liegt



zwischen 12 % an den Schwachwindstandorten und 15 % an windhöffigen Standorten.

Die Ergebnisse der mittleren Stromgestehungskosten verdeutlichen, dass insbesondere an 60 %-Standorten ein wirtschaftlicher Betrieb selbst unter Berücksichtigung von SDL- und Repowering-Bonus heute nur sehr begrenzt möglich ist. Dies zeigt, dass bei entsprechender Standortqualität entweder die angenommenen Renditeerwartung an Schwachwindstandorten von 8,75 % deutlich niedriger ist, oder verschiedene Kostengruppen bei den realisierten Projekten niedrigere Werte aufweisen als die ermittelten mittleren Werte. Weiterhin kann es möglich sein, dass im Planungsprozess deutlich höhere Energieerträge prognostiziert wurden, so dass zu Projektbeginn nicht von derart schwachen Standortqualitäten ausgegangen wird, mit entsprechenden wirtschaftlichen Folgen für die Windenergieprojekte.

Basis der Berechnung der Stromgestehungskosten ist die Kapitalwertmethode. Als Eingangsparameter wurden die Ergebnisse der Befragung genutzt. Die Anlagentechnologie, die der Berechnung zu Grunde liegt, wurde hinsichtlich Rotordurchmesser und Nabenhöhe aus den im Jahr 2012 tatsächlich errichteten WEA bestimmt. Hierbei wurde die Anlagenkonfiguration für drei Standortqualitätsbereiche unterschiedlich ausgelegt, so dass die zunehmend standortspezifische Auslegung von WEA bei der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden konnte. Die Finanzierungsstruktur definiert sich durch einen mittleren Fremdkapitalanteil von 78 % mit einem Fremdkapitalzins von 3,8 %. Die Tilgung des Fremdkapitals findet in den ersten 15 Jahren der Anlagenlaufzeit statt. Der mittlere Eigenkapitalanteil beträgt 22 %. Die Eigenkapitalrentabilität ist dabei von der Standortqualität abhängig, damit ein Anreiz zur Bebauung windhöffiger Standorte existiert und wächst in 10 %-Schritten der Standortqualität um jeweils 0,25 %. Somit bewegt sich die Eigenkapitalrentabilität zwischen 8,75 % für 60 %-Standorte und 11 % für 150 %-Standorte. Die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten erfolgt über eine Betriebszeit von 20 Jahren (Lebensdauer der WEA). Die dieser Berechnung zu Grunde liegenden Annahmen wurden auf Basis langjähriger Erfahrungen und intensiver Diskussionen mit Herstellern, Betreibern aber vor allem Banken entsprechend dem Durchschnitt realer Zahlen aus bestehenden und geplanten Projekten festgelegt.

### *Sensitivitätsanalyse*

Bei den in Abbildung 1-1 dargestellten Ergebnissen handelt es sich um mittlere Stromgestehungskosten auf Basis der vorgenommenen Datenerhebung, von

denen im Einzelfall durchaus Abweichungen vorkommen können. Um die Auswirkungen der Änderung einzelner Eingangsparameter beurteilen zu können, wurde im Rahmen dieser Untersuchung eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Hierbei wurden die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten sowie die Betriebskosten um jeweils  $\pm 10\%$  variiert. Der Fremdkapitalzinssatz wurde zum einen auf  $3,0\%$  abgesenkt und zum anderen auf  $5,0\%$  angehoben. Die geplante Eigenkapitalrentabilität wurde wiederum um  $\pm 10\%$  variiert. Darüber hinaus wurde die geplante Eigenkapitalrentabilität über alle Standortqualitäten auf  $8,75\%$  konstant gehalten. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 1-4 zusammengefasst.

**Tabelle 1-4: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse**

Variante	Änderung		Mittlere Auswirkung auf StGK über alle Standortqualitäten	
	-10%	+10%	-4,8%	+4,8%
Hauptinvestitionskosten	-10%	+10%	-4,8%	+4,8%
Nebeninvestitionskosten	-10%	+10%	-1,4%	+1,4%
Betriebskosten	-10%	+10%	-3,9%	+3,9%
Fremdkapitalzinssatz	3%*	5%*	-2,6%	+4,1%
Eigenkapitalrentabilität	-10%	+10%	-1,6%	+1,6%
Eigenkapitalrentabilität (Anreiz zur Bebauung windhöflicher Standorte)	Aufhebung des Anreizes 8,75% EKR an allen Standorten		-1,7%	
*Änderung des FKZ auf 3% bzw. 5% (Ausgangswert 3,8%)				

Die Variation der Hauptinvestitionskosten, der Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzinssatzes haben demnach die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.

Eine Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um  $10\%$  führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um  $4,8\%$ . Die Variation der Investitionsnebenkosten ebenfalls um  $\pm 10\%$  führt hingegen zu einer durchschnittlichen Erhöhung bzw. Reduzierung der Stromgestehungskosten um lediglich  $1,4\%$ . Die Änderung der Betriebskosten um  $10\%$  hat wiederum relativ große Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten von im Mittel etwa  $3,9\%$ .

Eine Steigerung des Fremdkapitalzinses auf  $5,0\%$  führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Stromgestehungskosten um  $4,1\%$ . Eine Variation der Eigenkapitalrentabilität von  $\pm 10\%$  hat hingegen eine deutlich geringere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten von lediglich  $1,6\%$ . Verzichtet man auf den Anreiz zur Bebauung windhöflicher Standorte und hält die Eigenkapitalrentabilität für alle Standortqualitäten mit  $8,75\%$  konstant, so

würde dies zu einer Senkung der Stromgestehungskosten von im Mittel 1,7 % führen.

Bei den Auswirkungen der dargestellten Variationen auf die Stromgestehungskosten handelt es sich um mittlere Werte über alle betrachteten Standortqualitäten. Es hat sich aber gezeigt, dass sich zum Teil unterschiedlich starke Auswirkungen auf windschwache bzw. windstarke Standorte ergeben (vgl. Kapitel 9). Insbesondere die Variation der Hauptinvestitionskosten, der Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzinses weisen eine starke Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten zur Standortqualität auf. Eine Variation der Hauptinvestitionskosten um 10 % führt an windschwachen Standorten (60 %-Standort) zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um ca. 6 %, bei sehr windhöffigen Standorten (150 %-Standort) zu einer Änderung um lediglich 4 % (vgl. Kapitel 9.1). Eine ähnliche Abhängigkeit weist die Änderung des Fremdkapitalzinses auf 5,0 % auf. Diese führt an windschwachen Standorten (60 %-Standort) zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um 5,0 %, an windhöffigen Standorten (150 %-Standort) lediglich zu einer Erhöhung um 3,4 % (vgl. Kapitel 9.4). Der Einfluss einer Variation der Betriebskosten um 10 % hat hingegen einen umgekehrten Effekt: Während bei windschwachen Standorten diese Variation zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um nur 2,9% (60 %-Standort) führt, sind die Auswirkungen an windstarken Standorten (150 %-Standort) mit 4,7 % deutlich größer (vgl. Kapitel 9.3).

Aus der Sensitivitätsanalyse wird deutlich, dass etwa aufgrund standortspezifisch geringen Investitionsnebenkosten etwa bei Fundamenten und Netzanbindung kombiniert mit geringen Betriebskosten sowie sehr geringen Anforderungen an die Eigenkapitalverzinsung auch an Standorten mit niedrigem Windpotenzial WEA wirtschaftlich betrieben werden können.

#### *Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten*

Bei einem Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der vorliegenden Untersuchung mit den mittleren Stromgestehungskosten einer Untersuchung aus dem Jahr 2010 [Rehfeldt, Wallasch et al. 2011] wird deutlich, dass bei inflationsbereinigter Betrachtung an windschwächeren Standorten mit Standortqualitäten zwischen 60 % und 90 % eine durchschnittliche Kostenreduktion von 11 % erreicht werden konnte. Der Grund hierfür liegt neben den derzeit historisch niedrigen Fremdkapitalzinsen in der Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen, die eine relativ große Rotorkreisfläche bezogen auf die Anlagenleistung aufweisen und über große Nabenhöhen verfügen.

Auch an sehr windhöffigen Standorten konnte bei inflationsbereinigter Betrachtung eine Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten um ca. 5,2 % gegenüber der Situation im Jahr 2010 festgestellt werden. Der wesentliche Grund der Kostendegression an diesen Standorten liegt in den historisch niedrigen Fremdkapitalzinssätzen. Seit der letzten Untersuchung der Kostensituation der Windenergienutzung an Land im Jahr 2010 sind insbesondere die Kapitalkosten aufgrund des historisch niedrigen Leitzinses gesunken, die zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von durchschnittlich 4 % geführt haben. Dass die Fremdkapitalzinssätze hierbei starken Schwankungen unterliegen, wird in Kapitel 8.4.3 dargestellt. Der Zinssatz der für Windenergieprojekte genutzten Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) mit 10 jähriger Laufzeit lag beispielsweise 2009 bei 5,8 %, während Ende 2012 ein Tiefstand von 2,0 % erreicht wurde. Derzeit steigt dieser Zinssatz wieder an und liegt mittlerweile bei über 3,0 %<sup>1</sup>.

Schwankungen und insbesondere Steigerungen bei den Fremdkapitalkosten müssen zukünftig durch Kostensenkungspotenziale in anderen Bereichen kompensiert werden. Dies wird sowohl im Bereich der weiteren Optimierung der WEA als auch insbesondere bei den spezifischen Betriebskosten und Investitionsnebenkosten erfolgen müssen. Ein großes Kostensenkungspotenzial ist im Bereich der standortspezifischen Anlagenauslegung an windstärkeren Standorten zu erkennen. Die zuvor erwähnte standortspezifische Auslegung von WEA an windschwachen Standorten findet an windhöffigeren Standorten hingegen bisher keine Anwendung, da die Typenzertifizierung eine Errichtung der sogenannten Schwachwindanlagen an sehr windstarken Standorten bisher ausgeschlossen hat. Darüber hinaus stehen dieser standortspezifischen Auslegung auch viele administrative Hemmnisse entgegen. So ist die Bereitschaft der Behörden WEA mit großen Gesamthöhen zu genehmigen insbesondere in den nördlichen Bundesländern sehr begrenzt. Lagen die durchschnittlichen Gesamthöhen der im ersten Halbjahr 2013 errichteten WEA in den südlichen Bundesländern Rheinland-Pfalz, Hessen und Bayern zwischen 180 m und 200 m, so weisen die durchschnittlichen Gesamthöhen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen nur Werte zwischen 120 m und 160 m auf (vgl. Kapitel 10). Wenn es zukünftig gelingen würde auch an windhöffigeren Standorten entsprechende Anlagenauslegungen umzusetzen, könnten auch in diesen Regionen weitere Kostensenkungspotenziale entstehen.

---

<sup>1</sup> Stand September 2013

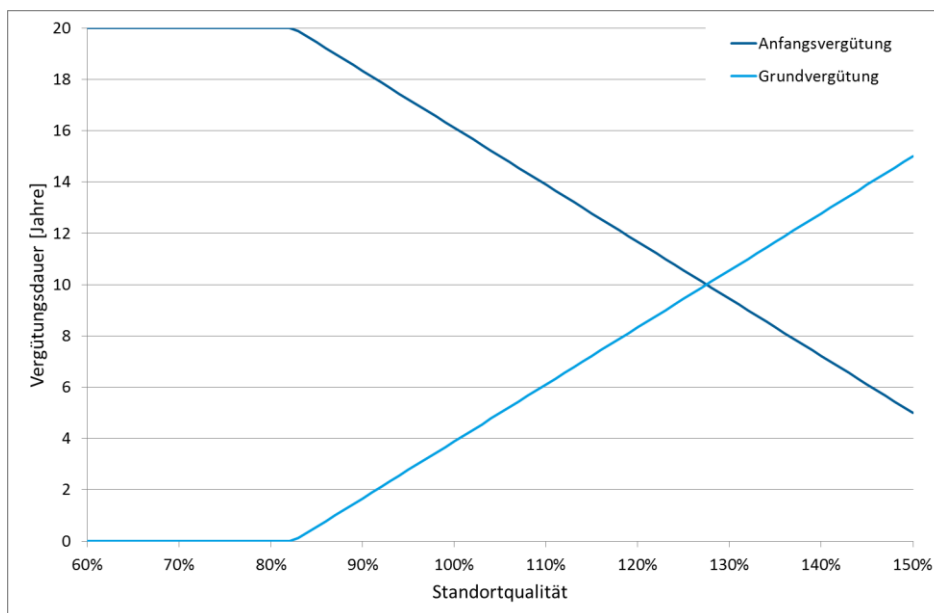
## 2. Hintergrund

---

Die kommerzielle Nutzung der Windenergie begann in Deutschland im Jahr 1991 mit dem Inkrafttreten des „Gesetzes über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“. Das so genannte Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) legte eine Abnahmepflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien fest und regelte erstmals die Vergütungshöhe. Für Windstrom wurden mindestens 90 % des zwei Jahre zuvor erzielten durchschnittlichen Erlöses pro Kilowattstunde aus der Stromabgabe an den Endverbraucher als Vergütung festgelegt [StrEG 1990]. Durch das StrEG ist es gelungen, den Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland kontinuierlich zu steigern und zum 31. Dezember 1999 einen Bestand von 7879 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 4445 MW zu erreichen [Rehfeldt 2000].

Zum 1. April 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ ersetzt. Durch das sogenannte Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wurde eine Festpreisvergütung für Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt, die bis heute nicht mehr von der Entwicklung des Strompreises beim Endverbraucher abhängig ist. Zusätzlich wurde durch das EEG eine standortdifferenzierte Vergütung für Strom aus Windenergie eingeführt [EEG 2000]. Hierfür wurden ein Grundvergütungssatz sowie ein höherer Anfangsvergütungssatz festgelegt. Die Dauer der Zahlung der erhöhten Anfangsvergütung hängt von der Windhöffigkeit des Standortes ab, an dem die Windenergieanlage errichtet wird. In Abbildung 2-1 ist die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität aufgetragen. Die Beurteilung der Standortqualität erfolgt durch einen Vergleich des tatsächlichen Energieertrags einer WEA mit dem Ertrag, den die WEA an einem sogenannten Referenzstandort mit einer Standortqualität von 100 % erzielen würde. Dieses Referenzertragsmodell ist bis heute Bestandteil des EEG und hat einerseits zum weiteren kontinuierlichen Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland geführt und andererseits eine verstärkte Entwicklung der Windenergienutzung im Binnenland bewirkt. Zum 30. Juni 2013 gab es in Deutschland 23.312 WEA mit einer installierten Leistung von 32.036 MW [Rehfeldt et al. 2013]. Von dieser installierten Leistung befinden sich 42 % in den fünf norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg und Bremen. Bei der Einführung des EEG im Jahr 2000 lag dieser Wert noch bei 58 %. Hieraus wird deutlich, dass die standortdifferenzierte Vergütung eine Entwicklung der

Windenergienutzung in den südlichen Bundesgebieten mit tendenziell schwächeren Windbedingungen gefördert hat.



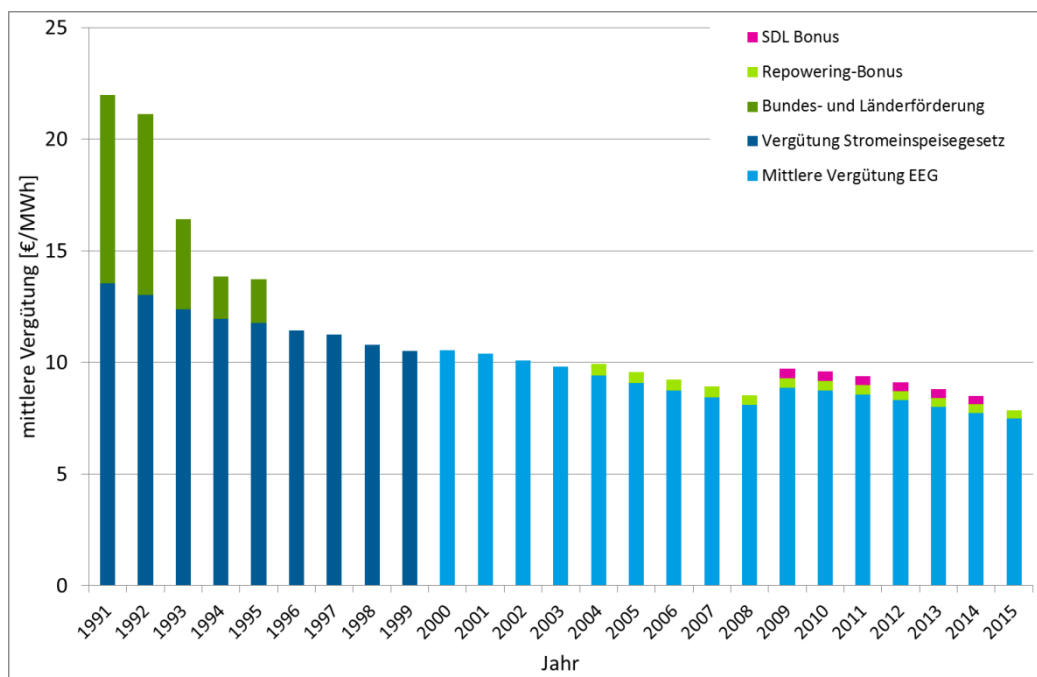
**Abbildung 2-1: Laufzeit der Anfangsvergütung sowie der Grundvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität**

Durch die Novellierungen des EEGs, die in den Jahren 2004, 2009 und 2012 in Kraft getreten sind, wurden auf Grundlagen von Kostenanalysen die Vergütungssätze angepasst, sowie Degressionen festgelegt, mit denen die Vergütung jährlich abgesenkt wird. Zusätzlich wurde mit der Novelle 2004 ein Anreiz geschaffen, Altanlagen abzubauen und durch WEA neuerer Generation zu ersetzen (Repowering). Zunächst wurde hier eine Regelung getroffen, die eine Verlängerung der Anfangsvergütung der neuen WEA unter der Bedingung vorsah, dass die Altanlage (Inbetriebnahme vor dem 31. Dezember 1995) durch eine Neuanlage im selben Landkreis ersetzt wird, die mindestens über eine dreimal so hohe Nennleistung verfügt als die abgebaute Altanlage [EEG 2004]. Mit der Novelle 2009 wurde diese Repowering-Regelung durch eine für Investoren attraktivere Regelung ersetzt. Demnach erhielten Neuanlagen, die im selben oder angrenzenden Landkreis eine Altanlage ersetzten und über die doppelte bis fünffache installierte Leistung verfügten, im Rahmen des Repowering, eine um einen Bonus erhöhte Anfangsvergütung [EEG 2009]. In der EEG-Novelle 2012 wurde dann die obere Begrenzung der installierten Leistung der Neuanlage aufgehoben. Hierdurch ist es nunmehr möglich, dass quasi alle Altanlagen, die vor 2002 in Betrieb genommen wurden, durch WEA der neuen Generation im Rahmen der Repowering-Regelung ersetzt werden können. [EEG 2012]

2009 wurde das EEG ebenfalls um den Systemdienstleistungsbonus ergänzt. Diesen Bonus erhalten Windenergieanlagen, welche die in der „Verordnung zu

Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ (SDLWindV) definierten Eigenschaften zur Netzregelung erfüllen. Der Bonus wird für Neuanlagen für die Dauer der Anfangsvergütung gezahlt. Altanlagen, die in den Jahren 2001 bis 2008 errichtet wurden und durch Nachrüstung Systemdienstleistungen gemäß der SDLWindV erbringen können, erhalten hingegen einen Bonus über einen Zeitraum von 5 Jahren. Seit dem 1. Januar 2012 ist für alle neu installierten Windenergieanlagen die Einhaltung der in der SDLWindV definierten technischen Eigenschaften verpflichtend. Zum 31. Dezember 2014 läuft der Systemdienstleistungs-Bonus aus [EEG 2012, SDLWindV 2011].

In Abbildung 2-2 sind die mittleren Vergütungssätze entsprechend dem StrEG bzw. dem EEG für die Jahre 1991 bis 2015 mit den jeweiligen verfügbaren Boni (gemittelt über die Vergütungslaufzeit von 20 Jahren) dargestellt. Angenommen ist dabei jeweils die Vergütung am Referenzstandort (100 %-Standortqualität).



**Abbildung 2-2: Inflationbereinigte mittlere EEG-Vergütung am Referenzstandort (100 %- Standortqualität) (in € von 2012)**

Der Anfang dieses Jahres vom Bundesumweltminister und dem Bundeswirtschaftsminister vorgelegte „Gemeinsame Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“ entfachte eine Diskussion um die Kosten der Energiewende für die Verbraucher. Das im Anschluss von BMU und BMWi präsentierte Modell der sogenannten „Strompreisbremse“ sah ein Einfrieren der EEG-Umlage für das Jahr 2014 auf dem Stand von 2013 sowie eine auf max. 2,5 % begrenzte Steigerung in den Folgejahren vor. Im Bereich der Windenergie an Land sollte dies erreicht werden, indem die

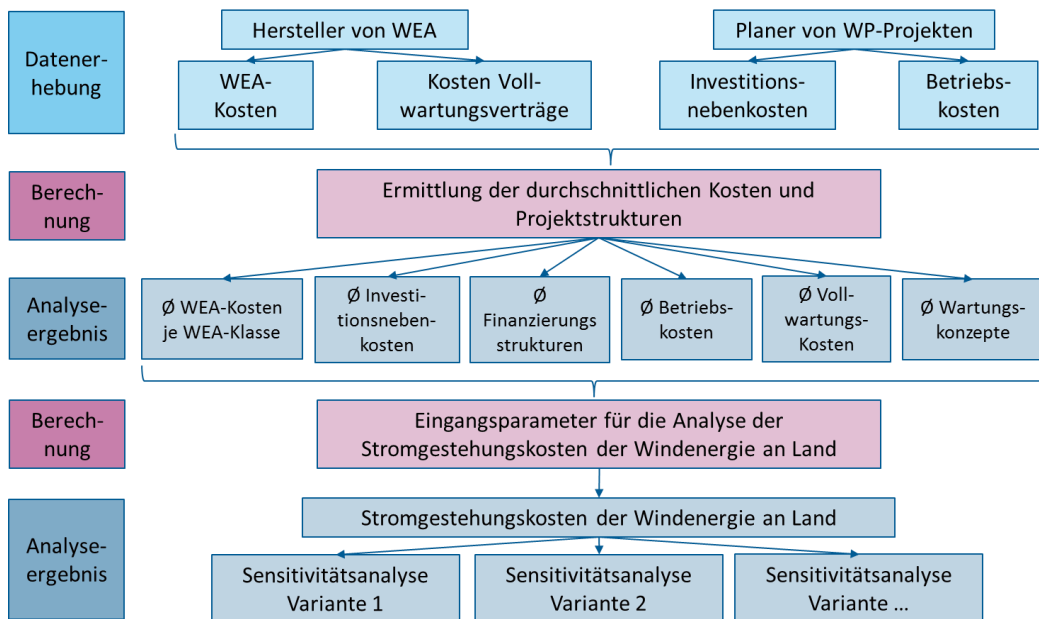
Anfangsvergütung in den ersten fünf Monaten der Betriebslaufzeit ausgesetzt wird und währenddessen eine Vergütung nach Marktpreisen erfolgen sollte. Nach Ablauf der fünf Monate wurden zwei Alternativen vorgeschlagen: Bei der ersten Alternative sollte ein zweistufiges Vergütungsmodell beibehalten werden, bei dem der Anfangsvergütungssatz auf 8 ct/kWh abgesenkt werden sollte und die Dauer der Anfangsvergütung entsprechend der Standortqualität berechnet werden sollte. Die zweite Alternative sah ein einstufiges Vergütungsmodell vor, bei dem die Vergütungshöhe entsprechend der Standortqualität variiert werden sollte, und zwar von 8,0 ct/kWh an einem Standort mit einer Qualität von 60% des Referenzstandortes bis hin zu 5,6 ct/kWh an einem Standort mit einer Qualität von 150% des Referenzstandortes. Zudem sah das Papier zur Strompreisbremse die Abschaffung des SDL- und des Repowering-Bonus vor. Die Vorschläge der Strompreisbremse wurden von Bundesländern, Opposition und Windindustrie abgelehnt. Rückwirkende Maßnahmen, die Auswirkungen auf Bestandsanlagen haben, wurden bei einem Energiegipfel im Bundeskanzleramt verworfen. Der Maßnahmenkatalog soll daher insgesamt überprüft werden. Eine Entscheidung für eine Novelle des EEGs konnte vor der Bundestagswahl im September 2013 nicht erreicht werden. Somit wurde die Debatte in die neue Legislaturperiode vertagt.

Die Diskussion um eine grundlegende Novelle des EEGs führte dazu, dass verschiedene Modelle und Ideen von unterschiedlichen Akteuren vorgestellt werden. Um in der Diskussion um eine angemessene Vergütungshöhe für die Windenergie an Land eine fundierte Diskussionsgrundlage zu schaffen, haben der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) und der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) die vorliegende Studie zur „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ in Auftrag gegeben.



### 3. Inhalt und Struktur der Analyse

Ziel der Studie zur „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ ist eine realistische Abbildung der Kosten, die bei der Gesteherung von Windstrom in Deutschland anfallen. Eine Übersicht der Struktur der Analyse ist Abbildung 3-1 zu entnehmen.



**Abbildung 3-1: Struktur der Analyse der Kostensituation der Windenergienutzung an Land**

Als Grundlage der Stromgestehungskostenberechnung hat eine Umfrage entlang der Wertschöpfungskette von Windenergieprojekten gedient. Im Rahmen dieser Umfrage wurden Hersteller von Windenergieanlagen zu den Kosten der WEA sowie zu Strukturen und Kosten von Wartungsverträgen befragt. Parallel dazu wurden von Planungsunternehmen der Windenergiebranche Investitionsnebenkosten sowie Betriebskosten von Windparks erhoben. Details zur Datenerhebung und der resultierenden Datenbasis sind in Kapitel 4 dargestellt.

Aus den aus der Befragung gewonnenen Datensätzen wurden durchschnittliche Kosten für die verschiedenen Kostengruppen ermittelt. Dabei wird zwischen Hauptinvestitionskosten (Kapitel 5), Investitionsnebenkosten (Kapitel 6) und Betriebskosten (Kapitel 7) unterschieden. Für die einzelnen Kostengruppen wurden auf Basis der Datensätze zusätzlich Standardabweichungen berechnet, um Aussagen zur Streuung der erhobenen Daten und deren Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten zu erhalten.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden die aus der Datenerhebungen und Analyse gewonnenen Informationen als Eingangsparameter verwendet. Die Festlegung der Eingangsparameter und der Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten sowie die Ergebnisse werden in Kapitel 8 erläutert. Eine Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten erfolgt in Kapitel 9.

In Kapitel 10 - Schlussfolgerungen, wird unter anderem ein Vergleich der Ergebnisse dieser Untersuchung mit den mittleren Stromgestehungskosten, die im Jahr 2010 ermittelt wurden, vorgenommen.

In einer Kurzanalyse wird ergänzend zu dieser Studie bis Ende 2013 außerdem untersucht, inwieweit die Kosten der Windenergie an Land in Deutschland mit internationalen Kosten vergleichbar sind und welche Kosten in anderen Ländern entstehen.

## 4. Datenerhebung der aktuellen Kosten von Windenergieprojekten

Die Datenerhebung erfolgte durch zwei Umfrageblöcke entlang der Wertschöpfungskette der Stromerzeugung aus Windenergie. Im ersten Block wurden Hersteller von Windenergieanlagen befragt (Kapitel 4.1). Die Befragung zielte dabei thematisch auf die aktuellen Hauptinvestitionskosten aus dem Jahr 2013 sowie auf die Wartungskonzepte und Wartungskosten ab. Im zweiten Block erfolgte die Datenerhebung bei Planern von Windparks (Kapitel 4.2). Hier lag der Befragungsschwerpunkt auf den Investitionsnebenkosten und Betriebskosten von Windenergieanlagen in den Jahren 2009 bis 2013.

### 4.1. Datenerhebung bei Herstellern von Windenergieanlagen

Im Rahmen der Befragung der Hersteller von Windenergieanlagen wurden Fragebögen an zehn Unternehmen versandt, die in der Windenergieanlagen-Produktion tätig sind. Eine positive Rückmeldung von sieben der befragten Unternehmen konnte verzeichnet werden. Dies entspricht einer Rücklaufquote von 70 %. Der Marktanteil der erfassten Hersteller an den im Jahr 2012 errichteten WEA beträgt über 95 % [Rehfeldt et al. 2012].

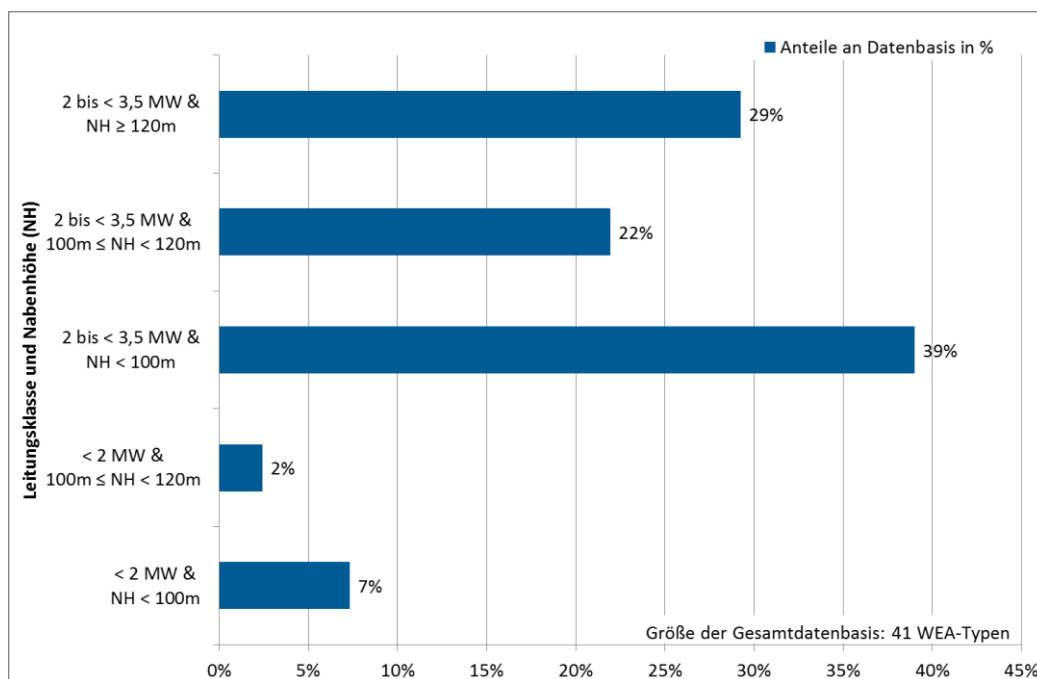


Abbildung 4-1: Datenbasis der Herstellerdaten in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Nabhöhe (NH)

Abgefragt wurden die Kosten der Windenergieanlagen, die im Jahr 2012 installiert wurden. In Abbildung 4-1 ist zu erkennen, dass ein Großteil der erfassten Datensätze die Kosten von Anlagen im Leistungsbereich von 2 bis 3,5 MW widerspiegeln. Dabei handelt es sich um die aktuell an Land meisterrichtete Leistungsklasse. Für WEA mit weniger als 2 MW Nennleistung sind die Installationszahlen rückläufig. Größere WEA mit einer Nennleistung um 5 MW werden aktuell fast ausschließlich auf See installiert. So ist die Anlagenklasse zwischen 2 und 3,5 MW bei der Betrachtung des Onshore-Markts in Deutschland die zurzeit interessanteste Leistungsklasse.

Neben den Investitionskosten wurde bei den Herstellern von Windenergieanlagen ebenfalls die Ausgestaltung von Vollwartungsverträgen erfragt. Sechs von zehn befragten Hersteller meldeten insgesamt neun verschiedene Vollwartungsvertragsmodelle inklusive der entsprechenden Kosten.

## **4.2. Datenerhebung bei Planungsunternehmen von Windenergieprojekten**

---

Im Rahmen der Datenerhebung wurden auch Fragebögen an insgesamt 87 Unternehmen versandt, die im Bereich der Windparkplanung tätig sind. 25 der befragten Unternehmen stellten Daten zur Verfügung, dies entspricht einer Rücklaufquote von 29 %.

Die Datenbasis umfasst die Kosten von 71 Windparks, die im Zeitraum von 2009 bis 2013 realisiert wurden bzw. sich noch in Planung befinden. Bezogen auf die Anzahl der WEA variiert die Größe der Windparks zwischen einer und 18 Windenergieanlagen, die pro Windpark installierte Leistung variiert dementsprechend von 800 kW bis 30 MW. Insgesamt sind in der Datenbasis Daten von 317 Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 663 MW ausgewertet worden.

Erhoben wurden Kosten von Windenergieprojekten, die zwischen 2009 und 2013 fertiggestellt wurden. Die Verteilung der erfassten WEA auf die Installationsjahre ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Der größte Rücklauf wurde für Anlagen erreicht, die im Jahr 2009 und 2012 errichtet wurden. Die geringe Anzahl von Datensätzen für das Jahr 2013 lässt sich dadurch erklären, dass die Befragung bereits zu Beginn des Jahres 2013 durchgeführt wurde und zum Zeitpunkt der Befragung nur wenige Daten für Windparks vorlagen, die erst im weiteren Verlauf des Jahres errichtet werden sollten.

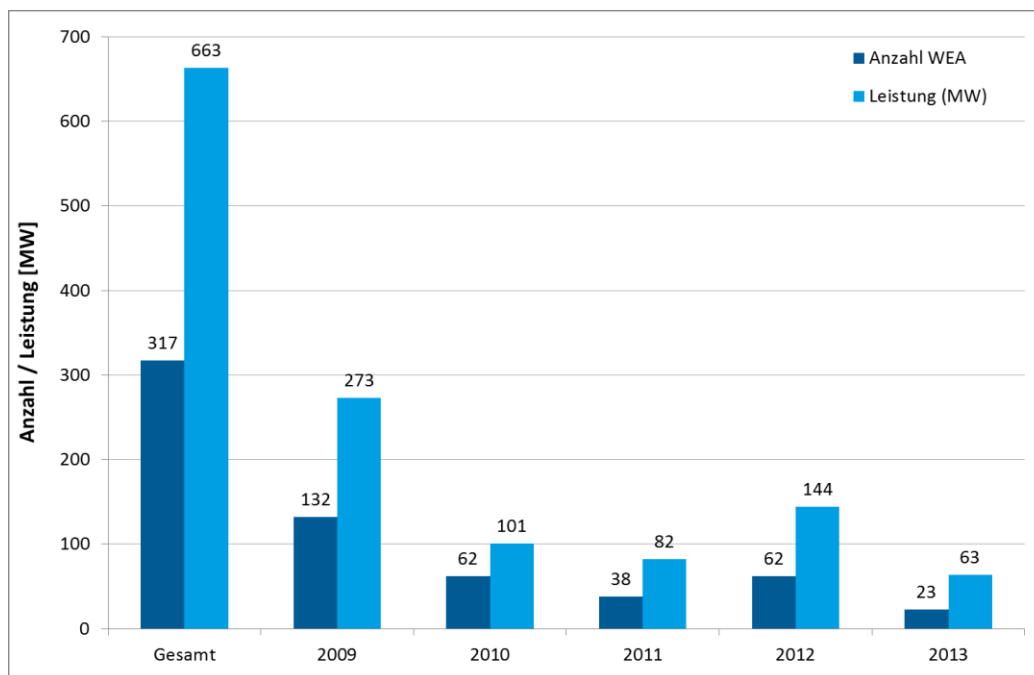


Abbildung 4-2: Verteilung der erhobenen Daten auf das Installationsjahr des jeweiligen Windparks

Die regionale Verteilung der Datensätze kann Abbildung 4-3 entnommen werden. Gut vertreten ist der Bereich Nord, der durch die PLZ-Bereiche 1 und 2 repräsentiert wird. Besonders im PLZ-Bereich 2, der die windreichen Gebiete an der Nord- und Ostseeküste von Niedersachsen und Schleswig-Holstein umfasst, ist eine fundierte Datenbasis vorhanden worden. Auch im Bereich Mitte wurde eine solide Datenbasis erreicht. Im Bereich Süd ist die Datenbasis geringer.

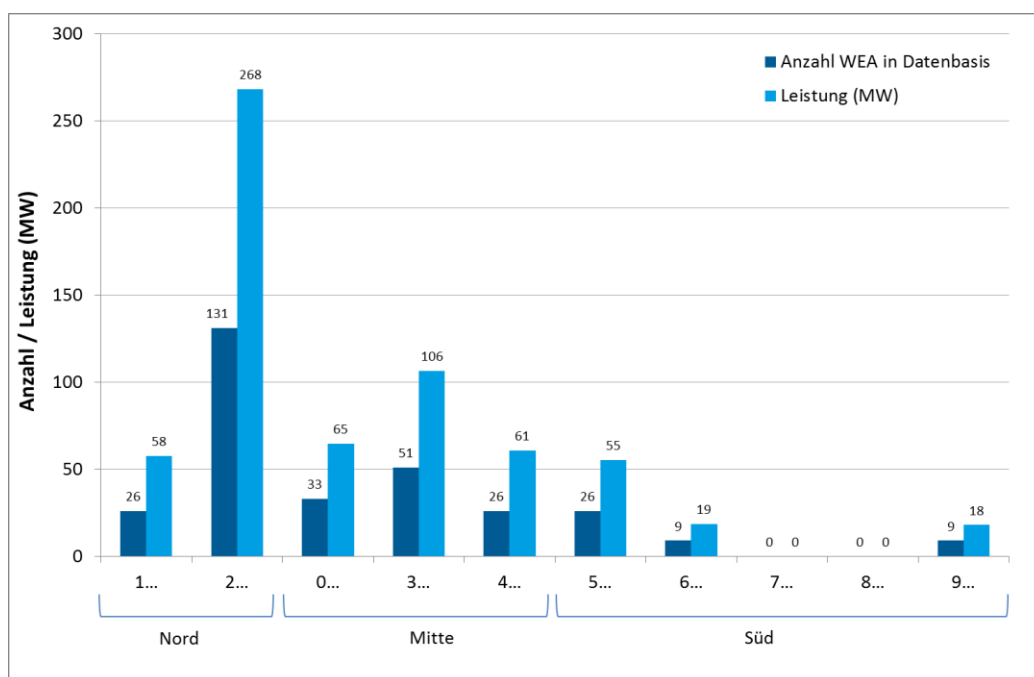


Abbildung 4-3: Verteilung der erhobenen Daten auf Postleitzahlgebiete

Die Verteilung des Rücklaufs auf die Regionen hängt u.a. mit den Ausbauzahlen zusammen. Die tatsächliche neu installierte Leistung im Jahr 2012 liegt in den nördlichen Bundesländern bei ca. 40 %, in den mittleren Bundesländern bei ca. 30 % und im Süden bei ca. 20 %. Dabei wurde zum Beispiel in Baden-Württemberg, das in etwa dem Postleitzahlbereich 7 entspricht, nur 0,8 % der 2012 zugebauten Leistung installiert. In Schleswig-Holstein, das im Postleitzahlbereich 2 liegt, wurde im gleichen Zeitraum 13,1 % der Gesamtleistung installiert [Rehfeldt et al. 2012]. In den weiteren betrachteten Jahren zeigt sich eine ähnliche Verteilung, wobei der Süden zwischen 2009 und 2012 zunehmend an Bedeutung gewonnen hat [Ender 2009 - 2011].

## 5. Hauptinvestitionskosten von Windenergieprojekten

---

Die Analyse der Hauptinvestitionskosten stützt sich hauptsächlich auf die Ergebnisse der Herstellerbefragung. Die Planer-Daten, die zu den Hauptinvestitionskosten der Windparkprojekte vorliegen, wurden genutzt, um die Ergebnisse der Herstellerdaten-Analyse zu verifizieren. Für die Anlagentypen mit einer Nennleistung von 2 bis 3,5 MW überschreiten die von den Planern genannten durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten die Ergebnisse aus der Herstellerbefragung maximal um 5 %. Damit wurden die Ergebnisse der Herstellerbefragung durch den Abgleich mit den Planer-Daten bestätigt. Die Rücksprache mit einem Finanzierungsunternehmen bestätigte ebenfalls das Niveau der Hauptinvestitionskosten.

### 5.1. Definition Hauptinvestitionskosten

---

Als Hauptinvestitionskosten eines Windenergieprojekts sind die Kosten für die Windenergieanlage selbst zu verstehen. Diese beinhalten neben der Windenergieanlage mit den Hauptbestandteilen Turm, Gondel und Rotorblätter auch die Kosten für den Transport zum Aufstellungsort und die Installation der Anlage. Nicht enthalten sind Kosten für das Fundament, die Zuwegung und den Netzanschluss, die unter die Investitionsnebenkosten (siehe Kapitel 6) fallen.

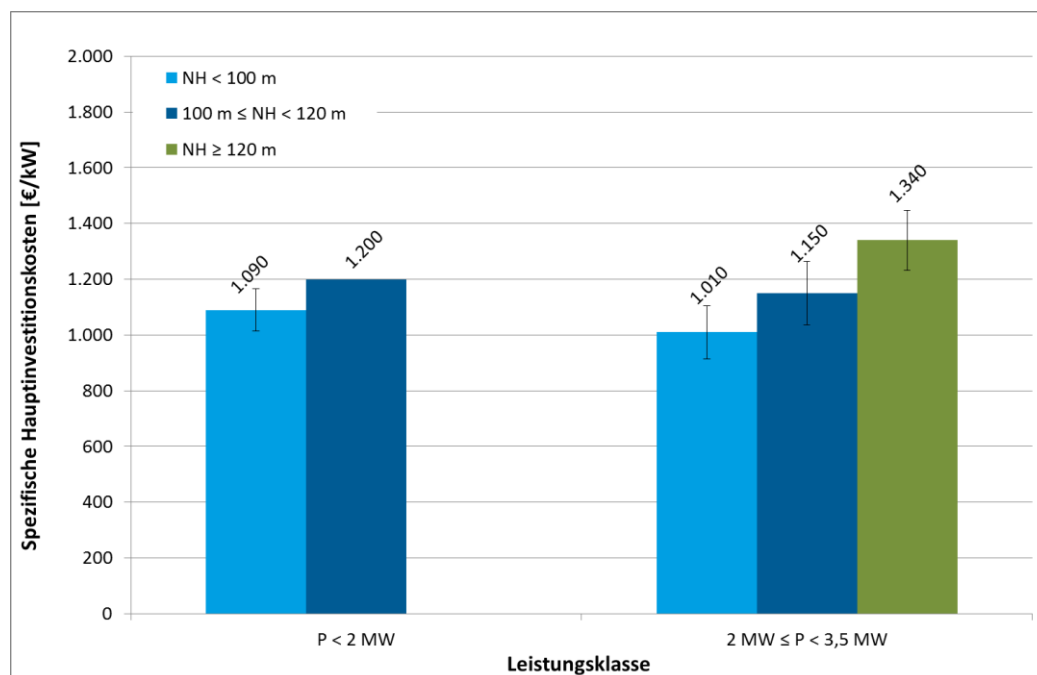
### 5.2. Höhe der Hauptinvestitionskosten

---

Zur Betrachtung der Hauptinvestitionskosten wurden die verschiedenen Anlagentypen, für die Kosteninformationen von WEA-Herstellern vorlagen, in Leistungsklassen eingeteilt. Dabei wird zwischen Windenergieanlagen mit einer Nennleistung unter 2 MW und solchen mit einer Nennleistung zwischen 2 und 3,5 MW unterschieden. Windenergieanlagen mit einer Leistung von unter 2 MW werden in Deutschland kaum noch installiert, entsprechend ist die Datenbasis für diese Leistungsklasse auch relativ klein. Anlagen mit einer Nennleistung über 3,5 MW sind bisher hauptsächlich dem Offshore-Bereich vorbehalten, der in dieser Studie nicht berücksichtigt wird. Somit ist die Leistungsklasse mit Anlagen zwischen 2 und 3,5 MW diejenige, die den aktuellen Stand der Technik auf dem deutschen Onshore-Windenergiemarkt widerspiegelt.

Neben der Differenzierung in Leistungsklassen ist zusätzlich eine Differenzierung nach Nabenhöhen vorgenommen worden. Unterteilt wird hier in Anlagen mit einer Nabenhöhe von weniger als 100 m, Anlagen mit einer Nabenhöhe zwischen 100 und 120 m, und solchen, die über mehr als 120 m Nabenhöhe verfügen. Windenergieanlagen mit Nabenhöhen über 120 m werden vorwiegend im Binnenland installiert, während die Errichtung von Windenergieanlagen mit Nabenhöhen unter 100 m vorwiegend in küstennahen, windreichen Gebieten erfolgt.

In Abbildung 5-1 sind die spezifischen Hauptinvestitionskosten pro kW installierter Leistung für die unterschiedlichen Leistungsklassen und Nabenhöhen abgebildet. Es wird deutlich, dass die spezifischen Kosten je kW mit der Nabenhöhe ansteigen. Dies ist durch die höheren Kosten für höhere Türme bei gleicher Nennleistung (P) zu erklären. Weiter zeigt sich, dass Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von unter 2 MW bei gleicher Nabenhöhe teurer sind, als Windenergieanlagen der Leistungsklasse zwischen 2 und 3,5 MW. Abhängig von der installierten Leistungsklasse und der gewählten Nabenhöhe liegen die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten zwischen 1.010 € und 1.340 € pro kW installierter Leistung.



**Abbildung 5-1: Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung in Abhängigkeit von Leistungsklasse und Nabenhöhe**



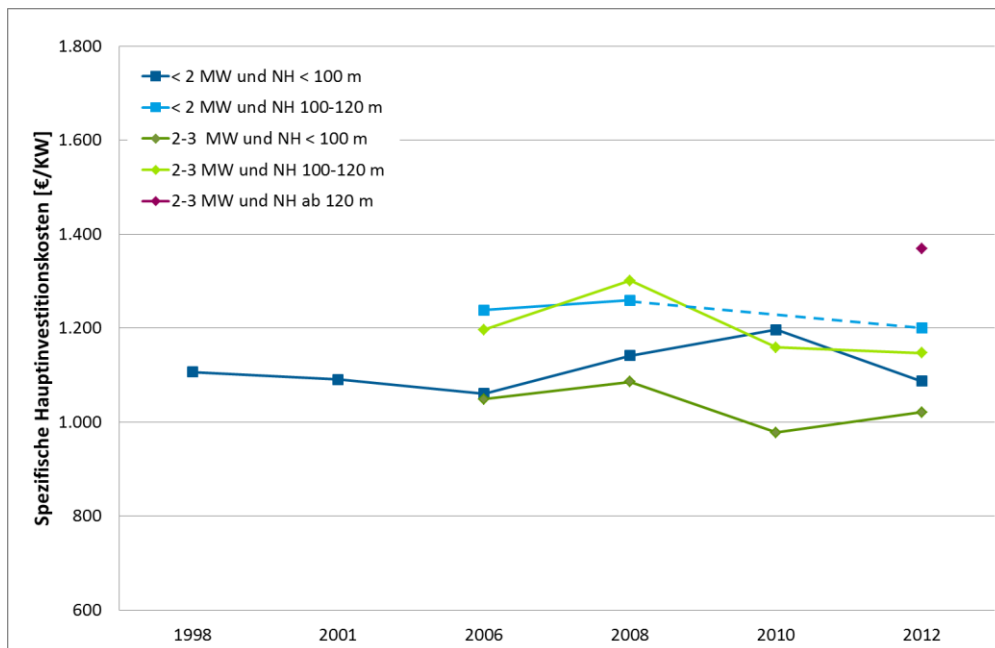
### 5.3. Entwicklung der Hauptinvestitionskosten

---

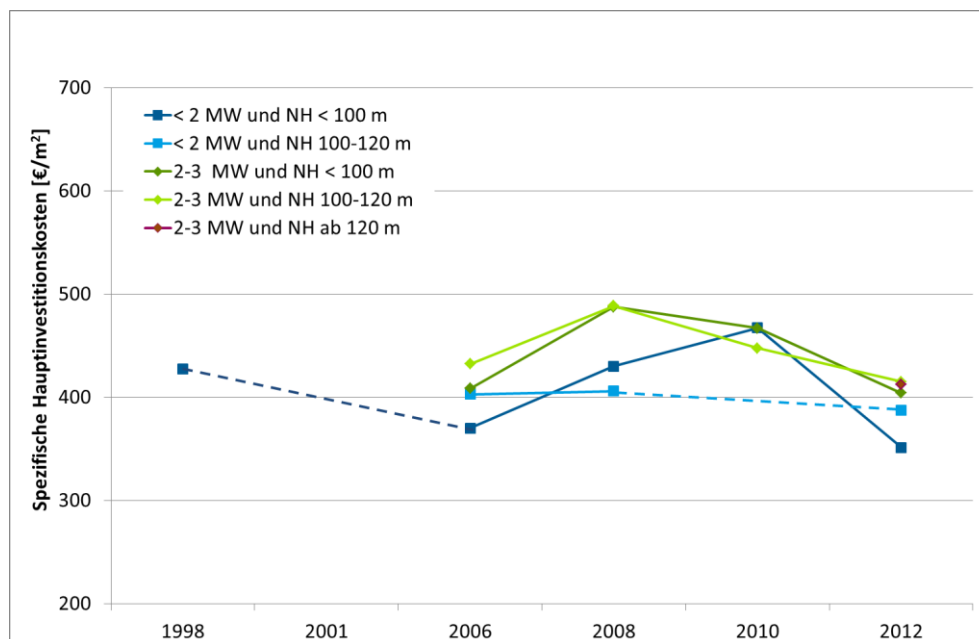
Zur Einordnung der ermittelten Anlagenkosten in den Zeitverlauf, werden zum Vergleich Ergebnisse aus Kostenstudien der vergangenen Jahre herangezogen. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, beschränkt sich die Betrachtung im Zeitverlauf auf Anlagen bis zu einer Leistung von 3 MW, da in vorhergegangenen Studien keine Anlagen mit einer Nennleistung über 3 MW erfasst wurden. Abbildung 5-2 zeigt die inflationsbereinigten spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW für WEA verschiedener Nabenhöhen und Leistungsklassen aus verschiedenen Kostenstudien, die seit 1998 durchgeführt wurden.

Für Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 2 – 3 MW und einer Nabenhöhe von 100 – 120 m zeigt sich nach einer deutlichen Senkung der Hauptinvestitionskosten (etwa 10 %) zwischen 2008 und 2010 aktuell eine Stagnation. Für Windenergieanlagen in derselben Leistungsklasse und einer Nabenhöhe von unter 100 m ist nach deutlichen Kostensenkungen zwischen 2008 und 2010 sogar eine Kostensteigerung um etwa 4,5 % zu beobachten. Für leistungsgleiche Anlagen mit einer Nabenhöhe von über 120 m sind keine Daten aus früheren Studien bekannt. Deutlich wird allerdings, dass bei gleicher Leistungsklasse Windenergieanlagen mit größerer Nabenhöhe in €/kW teurer sind. Der Grund hierfür liegt in den höheren Kosten für die höheren Türme und größeren Rotordurchmesser sowie der damit einhergehenden aufwendigeren Logistik. Eine spezifische Betrachtung der Kosten in €/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche ergibt hingegen ein deutlich anders Bild und verdeutlicht die Steigerung der Anlageneffizienz.

Die spezifischen Hauptinvestitionskosten für Anlagen mit weniger als 2 MW installierter Leistung und Nabenhöhen kleiner als 100 m sind zwischen 2010 und 2012 erstmals seit dem Jahr 2006 wieder gesunken. Die Entwicklung der Anlagentechnik im Bereich der Windenergienutzung zeichnet sich in den letzten Jahren insbesondere durch eine steigende Rotorkreisfläche bezogen auf die installierte Leistung aus. Dies gilt insbesondere für WEA, die für windschwächere Standorte ausgelegt sind. Die Darstellung der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW in Abbildung 5-2 kann diese Entwicklung nicht widerspiegeln. Aus diesem Grund ist in Abbildung 5-3 die Entwicklung der spezifischen Kosten der WEA in €/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche dargestellt.



**Abbildung 5-2: Inflationbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW nach Leistungsklassen und Nabelhöhen im Zeitverlauf von 1998 bis 2012 (Bezugsjahr 2012) [Rehfeldt et al. 1999, Ender et al. 2002, Rehfeldt et al. 2008, Rehfeldt, Wallasch et al. 2011]**



**Abbildung 5-3: Inflationbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/m² Rotorkreisfläche nach Leistungsklassen und Nabelhöhen im Zeitverlauf von 1998 bis 2012 (Bezugsjahr 2012) [Rehfeldt et al. 1999, Ender et al. 2002, Rehfeldt et al. 2008, Rehfeldt, Wallasch et al. 2011].**

Durch diese Darstellung wird die Effizienz der WEA berücksichtigt, da die Rotorkreisfläche ein Maß für den Energieertrag der Anlagen darstellt. Im Gegensatz zur Darstellung in Abbildung 5-2 liegen die spezifischen

Kostenkurven in Abbildung 5-3 für die WEA der 2–3 MW-Klasse mit unterschiedlichen Nabenhöhen dichter zusammen. Hieraus wird deutlich, dass insbesondere die WEA mit großen Nabenhöhen bei gleicher Anlagenleistung über deutlich größere Rotordurchmesser verfügen, so dass die spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/m<sup>2</sup> sich in einer ähnlichen Größenordnung befinden. Weiterhin ist erkennbar, dass seit 2008 für die heute aktuelle Leistungsklasse von 2-3 MW eine Kostenreduktion in €/m<sup>2</sup> von ca. 15 % erreicht werden konnte. Bei der älteren Leistungsklasse unter 2 MW ist insbesondere bei Nabenhöhen unter 100 m ein deutlicher Kostenanstieg bis 2010 erkennbar. Ein Grund könnte in der geringen Nachfrage und den damit verbundenen kostenintensiveren Produktionsverfahren liegen. Allerdings weist diese Anlagenklasse für das Jahr 2012 wiederum eine deutliche Kostensenkung auf. Diese Entwicklung ist allerdings stark durch einen WEA-Hersteller dominiert. Dieser ist 2010 erstmals mit Anlagen unter 2 MW auf den deutschen Markt getreten, die wie auch die Schwachwindanlagen der 2-3 MW Anlagenklasse über ein größeres Verhältnis von Rotordurchmesser zur Anlagenleistung verfügen. Generell spielt die Anlagenklasse unter 2 MW in Deutschland aber nur eine sehr untergeordnete Rolle, so dass diese Anlagenklasse nachfolgend nicht weiter betrachtet wird.

Die Entwicklung der Anlagentechnik in den letzten Jahren hat gezeigt, dass insbesondere für windschwächere Regionen WEA entwickelt wurden, die eine deutlich größere Rotorkreisfläche bezogen auf die Anlagenleistung aufweisen, als in den Jahren zuvor. Gerade diese Entwicklung hat zu einer deutlichen Reduktion der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche geführt (Kostenreduktion von ca. 15% seit 2008). Allerdings sind diese Anlagentechnologien üblicherweise nur für windschwache Regionen zertifiziert. Diese Entwicklung ist jedoch ein Zeichen dafür, dass durch spezielle, standortspezifische Auslegungen der WEA eine Kostenreduktion erreicht werden kann. Dagegen führen administrative Hemmnisse wie Höhenbegrenzungen und Abstandsgebote zur Wohnbebauung zu einer erschwerten Genehmigung dieser neuen Anlagentechnologie.

Neben der technischen Anlagenentwicklung sowie der Automatisierung der Produktionsverfahren sind die spezifischen Kosten der WEA vor allem stark von den Rohstoffpreisen für Stahl, Kupfer und Aluminium abhängig. Nach der Finanzkrise im Jahr 2008 waren die Rohstoffpreise aufgrund der geringeren Nachfrage zwischenzeitlich stark gesunken. Insbesondere die Preise für Kupfer und Aluminium unterliegen seit 2009 wieder einer deutlichen Steigerung, so dass insbesondere beim Kupfer der Preis vor der Finanzkrise bereits überschritten ist. Prognosen gehen für das kommende Jahr auch von einem

Anstieg der Stahlpreise aus (siehe Kapitel 8.4.2). Diese Entwicklung führt daher eher zu steigenden Kosten für die WEA-Herstellung.

Die technische Entwicklung der WEA befindet sich in einer bereits fortgeschrittenen Phase. Hersteller von WEA arbeiten an der kontinuierlichen Optimierung und Verbesserung ihrer Anlagen. Skaleneffekte stellen sich aufgrund der hohen jährlichen Installationen am Weltmarkt nur noch sehr begrenzt ein. 2013 wird mit einem rückläufigen Weltmarktniveau von unter 40.000 MW nach zuletzt etwa 45.000 MW gerechnet. 2014 könnte das Rekordniveau Prognosen zufolge wieder erreicht werden [GWEC 2013]. Für die kommenden Jahre wird mit mittleren einstelligen Wachstumsraten gerechnet.

Wesentlicher Kostentreiber war in den Jahren 2003 bis 2008 der Herstellermarkt, der durch enorme Wachstumsraten und einen erheblichen Nachfrageüberhang gekennzeichnet war. In den Jahren 2009 bis 2012 kippte der Markt in einen Kundenmarkt, der von einem wachsenden Überangebot an WEA und einer vergleichsweise gebremsten Nachfrage geprägt war. Inzwischen werden Überkapazitäten bei Herstellern abgebaut und allmählich stellt sich wieder ein Nachfragewachstum ein, so dass zukünftig von einem recht stabilen Wettbewerb mit entsprechend stabilen Auswirkungen auf die Hauptinvestitionen ausgegangen werden kann.

## 6. Investitionsnebenkosten

---

Neben den Hauptinvestitionskosten -also den Kosten für die Windenergieanlage selbst, ihren Transport und ihre Errichtung - fallen bei der Umsetzung eines Windenergieprojekts Investitionsnebenkosten an. Erhoben wurden die Daten zu den Investitionsnebenkosten durch die Befragung von Windpark-Planern.

### 6.1. Definition Investitionsnebenkosten

---

Unter Investitionsnebenkosten versteht man Kosten die in Verbindung mit der Fertigstellung eines Windenergieprojektes stehen. Diese Kosten fallen einmalig vor Beginn des operativen Betriebs der Windenergieanlagen an. Folgende Kostengruppen sind Bestandteil der Investitionsnebenkosten:

- *Fundament*

In den Fundamentkosten sind sowohl die Kosten für die Rohstoffe (Stahl und Beton) enthalten, als auch für den Bodenaustausch und die Fertigung am Standort der WEA. Generell ist zwischen sogenannten Flach- und Tiefgründungen zu unterscheiden. Bei der Datenerhebung wurden die Kosten für Flach- und Tiefgründungen getrennt abgefragt.

- *Netzanbindung*

In den Netzanbindungskosten sind sowohl Kosten für die parkinterne und parkexterne Verkabelung berücksichtigt, als auch der vom Parkeigentümer zu tragende Anteil an den Netzanschlusskosten.

- *Erschließung*

Unter Erschließungskosten sind die Kosten zur Schaffung der notwendigen Infrastruktur (Anfahrtswege, Kranstellplätze, etc.) zu verstehen.

- *Planung*

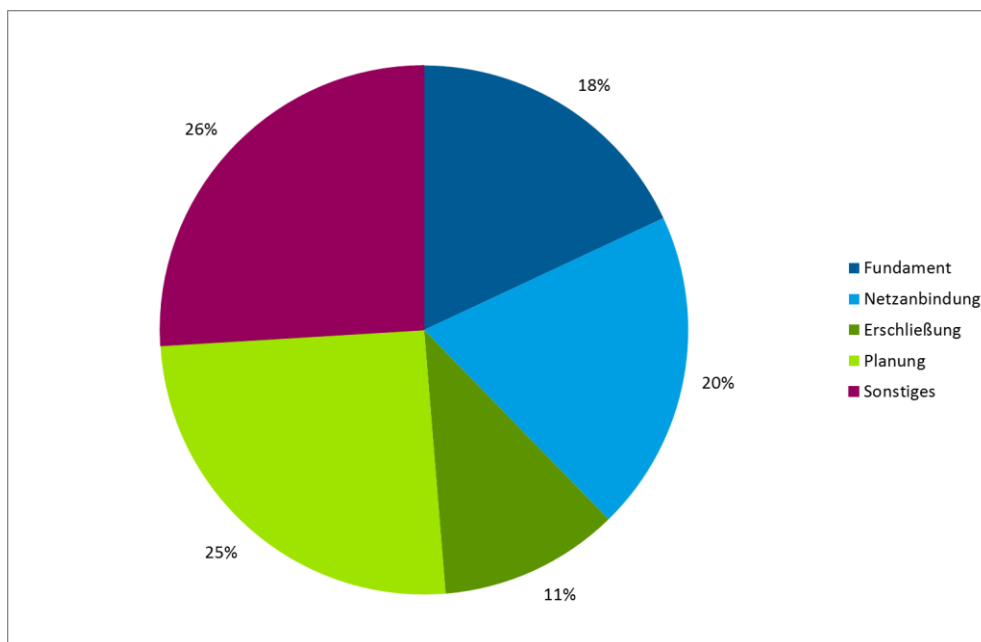
In den Planungskosten sind alle Kosten für Gutachten und Baugenehmigungen, sowie sämtlicher Aufwand im Rahmen der Planung enthalten. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass der Prozess von der Planung bis zur Realisierung eines Windparks derzeit in Deutschland üblicherweise länger als fünf Jahre dauert.

- *Sonstige Investitionsnebenkosten*

Die sonstigen Investitionsnebenkosten beinhalten alle weiteren Investitionsnebenkosten, die bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen und in den anderen Kostengruppen nicht enthalten sind. Hierzu gehören zum Beispiel Kosten für Ausgleichsmaßnahmen.

## 6.2. Höhe der Investitionsnebenkosten

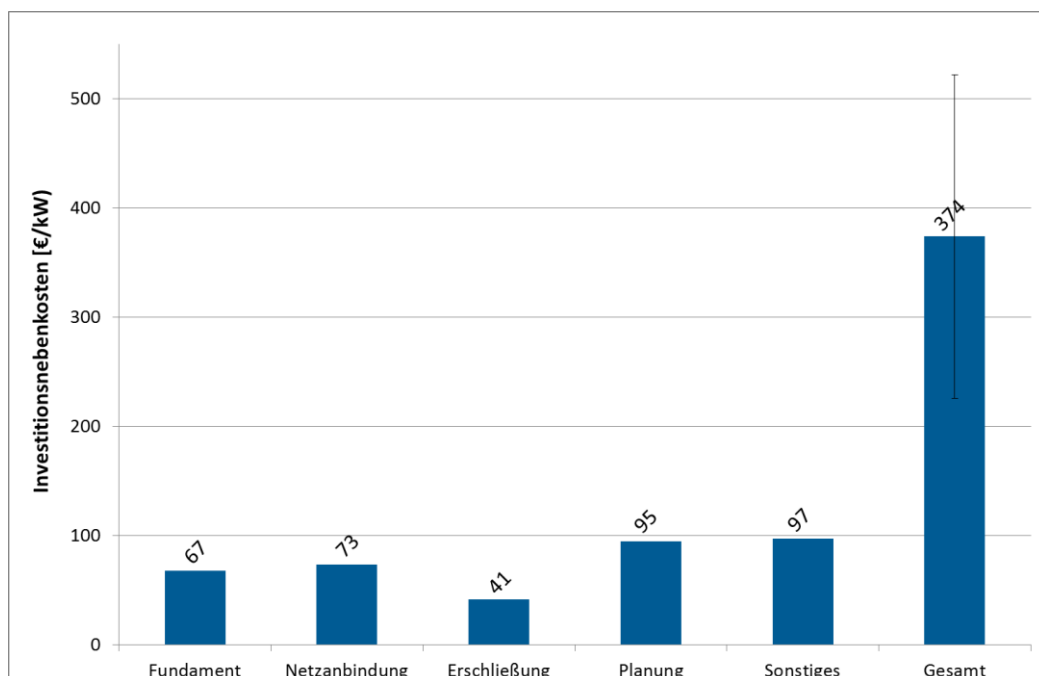
Die Betrachtung der durchschnittlichen Investitionsnebenkosten erfolgt unterteilt in die oben genannten Kostengruppen. In Abbildung 6-1 sind die durchschnittlichen Investitionsnebenkosten einer Windenergieanlage dargestellt. Die Planungskosten weisen mit einem Anteil von etwa 25 % an den gesamten Investitionsnebenkosten den zweitgrößten Kostenblock auf. Das Fundament und die Netzanbindung betragen durchschnittlich 18 % bzw. 20 % der Investitionsnebenkosten. Die Erschließungskosten weisen durchschnittlich einen Anteil von 11 % der gesamten Investitionsnebenkosten auf. Die sonstigen Investitionsnebenkosten mit einem Anteil von 26 % sind vielseitig und windparkspezifisch sehr unterschiedlich. Auch lassen sich Kostenelemente oft nicht klar zuordnen. Daraus ergibt sich der hohe Anteil dieses Kostenblocks.



**Abbildung 6-1: Durchschnittliche Anteile der unterschiedlichen Kostengruppen an den Investitionsnebenkosten von Windenergieprojekten**

Die mittleren Investitionsnebenkosten betragen insgesamt 374 €/kW. Dies entspricht einem Anteil zwischen 22 % und 27 % der Gesamtinvestitionskosten abhängig von der verwendeten WEA-Konfiguration.

Bei einer Analyse der erhobenen Daten wird jedoch eine vergleichsweise große Streuung der Investitionsnebenkosten deutlich. Insbesondere die sehr standortspezifischen Kostenbestandteile wie Fundament, Netzanbindung aber auch die Planung sowie die Anforderungen an Ausgleichsmaßnahmen weisen große Unterschiede auf. Insgesamt liegt die Standardabweichung für die im Bereich der Investitionsnebenkosten erhobenen Daten bei 39,6 %. Hierdurch wird deutlich, dass je Standorteigenschaften bestimmte Kostenbestandteile zum Teil stark von den mittleren Werten abweichen können (siehe Abbildung 6-2)

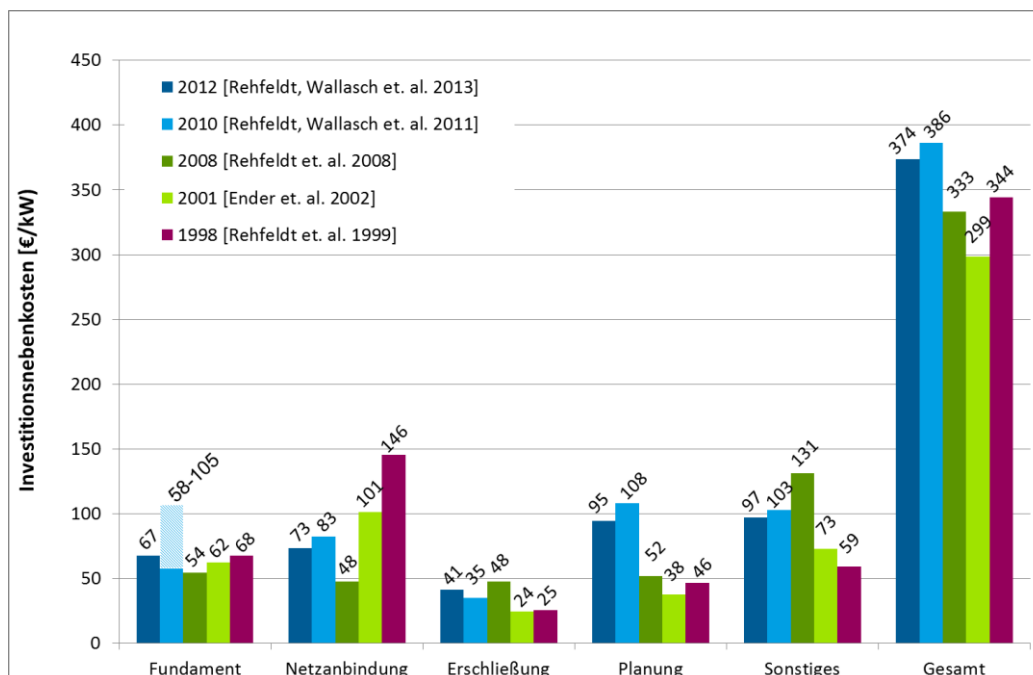


**Abbildung 6-2: Durchschnittliche spezifische Investitionsnebenkosten eines Windenergieprojekts in €/kW mit Standardabweichung der gesamten Investitionsnebenkosten**

### 6.3. Entwicklung der Investitionsnebenkosten

Die Entwicklung der spezifischen Investitionsnebenkosten in €/kW sowie ihrer Kostengruppen ist in Abbildung 6-3 für die Jahre 1999 bis 2012 grafisch dargestellt. Um die Werte im Zeitverlauf vergleichen zu können, wurden inflationsbereinigte Werte in €-Werten von 2012 aufgetragen. Die Betrachtung der gesamten Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf zeigt, dass die

Investitionsnebenkosten im Vergleich zum Jahr 2010 gesunken sind, vorher jedoch eine leicht steigende Tendenz aufwiesen.



**Abbildung 6-3: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf (Bezugsjahr 2012)**

Die Kosten für das Fundament variieren seit 1999 nur geringfügig. Die im Jahr 2010 dargestellte Spannbreite der Ergebnisse ist auf die getrennte Betrachtung von Flach- und Tiefgründungen zurück zu führen. Seit 1999 ist eine erhebliche Senkung der Netzanbindungskosten erkennbar. Insbesondere durch die größer werdende Anschlussleistung von Windparks konnten die spezifischen Netzanbindungskosten gesenkt werden. Die Kosten der Erschließung, welche die Schaffung der notwendigen Infrastrukturen beinhalten, zeigen eine leicht steigende Tendenz. Besonders im Bereich der Planung zeigt sich, dass die Kosten aktuell auf einem deutlich höheren Niveau liegen als in den Jahren zwischen 1999 und 2002. Dies lässt sich mit den gestiegenen Anforderungen im Genehmigungsverfahren von Windparks und dem damit verbundenen stark gestiegenem zeitlichen Aufwand begründen. Allerdings zeigt sich gegenüber den Planungskosten, die 2010 ermittelt wurden, eine Reduktion von ca. 12 %. Die sonstigen Investitionsnebenkosten sind im Vergleich zur Erhebung im Jahr 2010 leicht gesunken.

Beim Fundamentbau sowie der Erschließung und der Netzanbindung handelt es sich um konventionelle Technologien, bei denen Kostensenkungspotenziale aufgrund technischer Entwicklungen eher gering sind. Durch den Einsatz immer größerer WEA können die spezifischen Kosten in €/kW für Infrastruktur und



Netzanbindung sinken. Trotz Ansteigen der absoluten Planungskosten führt die Errichtung immer größerer WEA bei spezifischer Betrachtung in €/kW zu einer Kostenreduktion.

Insgesamt ist im Bereich der Investitionsnebenkosten bei spezifischer Betrachtung in €/kW mit leichten Kostensenkungen zu rechnen.

## 7. Betriebskosten

---

Die Analyse der Betriebskosten von Windenergieprojekten stützt sich auf die Ergebnisse der Befragung der Planungsunternehmen, die auch Windparks betreiben. Kosten und Konzepte für Vollwartungsverträge wurden von den Herstellern erfragt und mit den Ergebnissen der Befragung der Planungsunternehmen abgeglichen.

### 7.1. Definition Betriebskosten

---

Die Betriebskosten von Windenergieprojekten bezeichnen die laufenden Kosten die zur Aufrechterhaltung des operativen Betriebs über die gesamte Lebensdauer der Anlage hinweg anfallen. Sie setzen sich aus folgenden Hauptkostenpunkten zusammen:

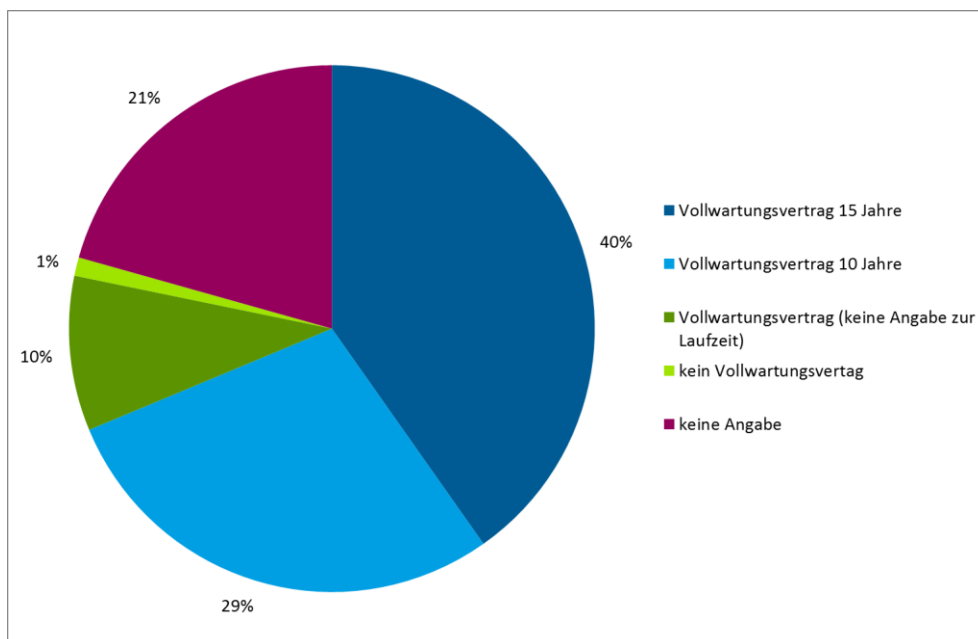
- Wartung und Reparatur
- Pachtzahlungen
- Kaufmännische und technische Betriebsführung
- Versicherungskosten
- Rücklagen / Bürgschaften
- Sonstige Betriebskosten

Unter den Punkt „Sonstige Betriebskosten“ fallen beispielsweise Aufwendungen für Büroräume, Strombezugskosten sowie weitere Kosten, die nicht in eine der übrigen Kategorien eingeordnet werden konnten.

## 7.2. Wartungskonzepte

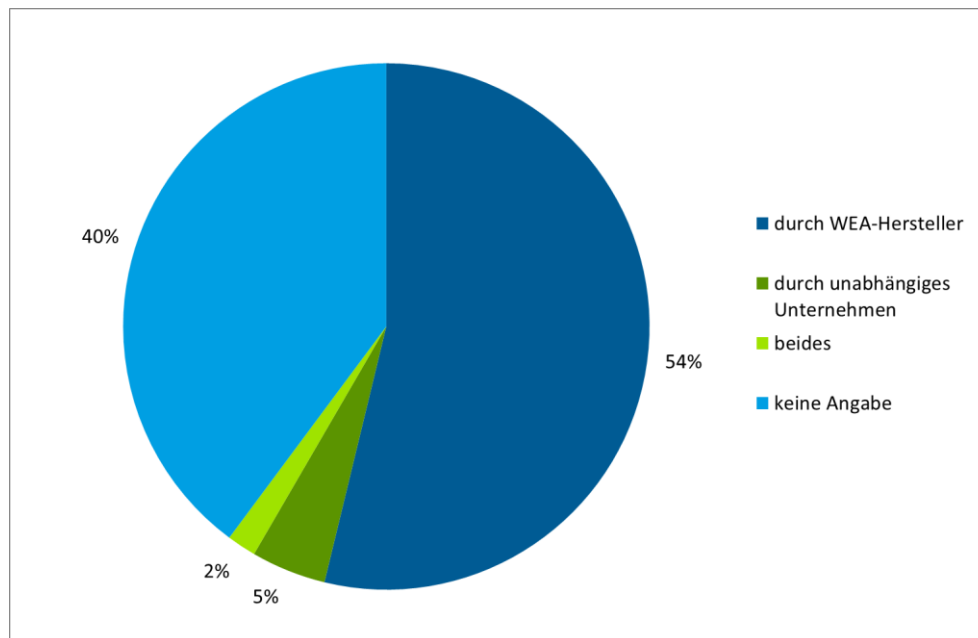
Ein wichtiger Bestandteil der Betriebskosten sind die Wartungs- und Reparaturkosten. Eine Auswertung der von den Windparkplanern angegebenen Wartungskonzepte und Garantiezeiten ergibt, dass der Großteil der installierten Anlagen im Rahmen eines Vollwartungsvertrags betreut wird. In Abbildung 7-1 sind die unterschiedlichen Anteile der verschiedenen Wartungskonzepte dargestellt. Für nur 1 % der installierten Leistung besteht kein Vollwartungsvertrag, für die übrigen 21 % liegen keine Daten zum Wartungskonzept vor.

Die Dauer der Vollwartungsverträge beträgt im Regelfall zehn (29 % der gesamten Leistung) bzw. 15 Jahre (40 % der gesamten Leistung). Für weitere 10 % der Leistung liegen keine Informationen über die Laufzeit der Vollwartungsverträge vor. Vollwartungsverträge beinhalten auf der einen Seite regelmäßige Wartungen, die planmäßig nach Herstellerangaben durchgeführt werden, um eine möglichst hohe Lebensdauer der Anlagenkomponenten zu gewährleisten. Andererseits beinhalten die Vollwartungsverträge die Kosten aller notwendigen Reparaturen. Die Dauer der Gewährleistung der WEA hingegen beträgt im Regelfall nur zwei Jahre. Lediglich in 10 % der betrachteten Fälle lag die Gewährleistungszeit über zwei Jahren: bei drei Jahren, (3 %) oder fünf Jahren (7 %). Der Wartungsaufwand der ersten zehn oder 15 Jahre ist daher trotz der abgelaufenen Gewährleistung des Herstellers durch einen Vollwartungsvertrag bereits bei der Finanzierung von Windenergieprojekten kalkulierbar.



**Abbildung 7-1: Wartungskonzepte von Windenergieanlagen zu Beginn der Betriebszeit (in % der installierten Leistung)**

Auch nach Ablauf der Vollwartungsverträge beabsichtigen die Planungsunternehmen für mehr als die Hälfte der installierten Leistung die Instandhaltung der WEA vom jeweiligen Hersteller durchführen zu lassen. Für 5 % der installierten Leistung sehen die Planer die Wartung durch herstellerunabhängige Unternehmen vor. Eine differenzierte Darstellung zeigt Abbildung 7-2.



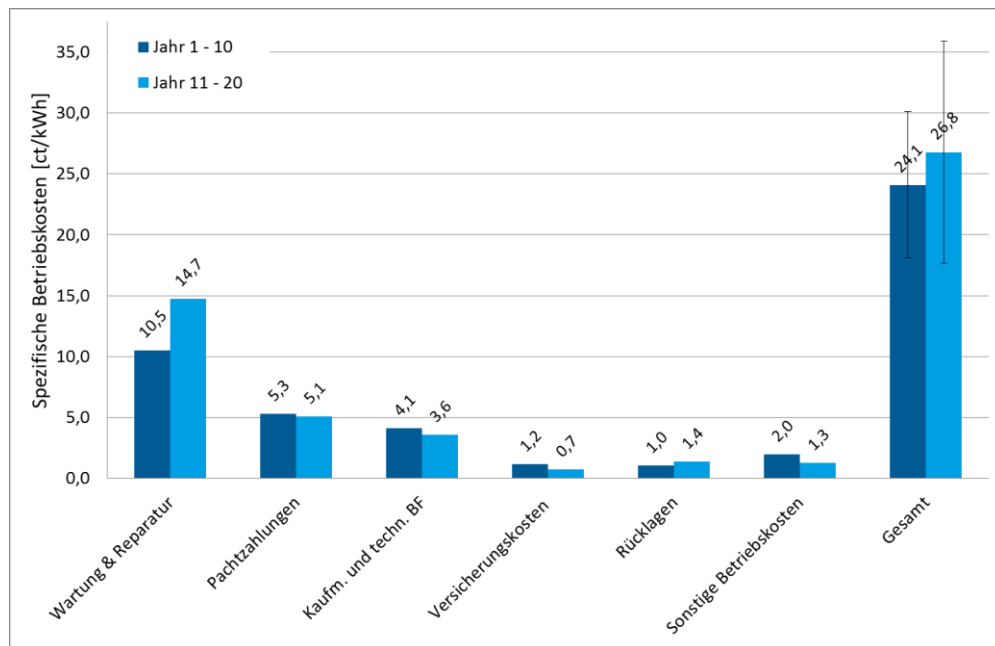
**Abbildung 7-2: Derzeit geplante Wartungskonzepte nach Ablauf des Vollwartungsvertrags (in % der installierten Leistung)**

Grundsätzlich ist anzunehmen, dass die Instandhaltungskosten nach Ablauf der Vollwartungsverträge ansteigen, da die Ausfallwahrscheinlichkeit einzelner Komponenten und somit die Kosten für Reparatur oder Ersatzteile mit steigendem Anlagenalter zunimmt. Dies wird auch durch die Umfrageergebnisse (siehe Kapitel 7.3) bestätigt.

### 7.3. Höhe der Betriebskosten

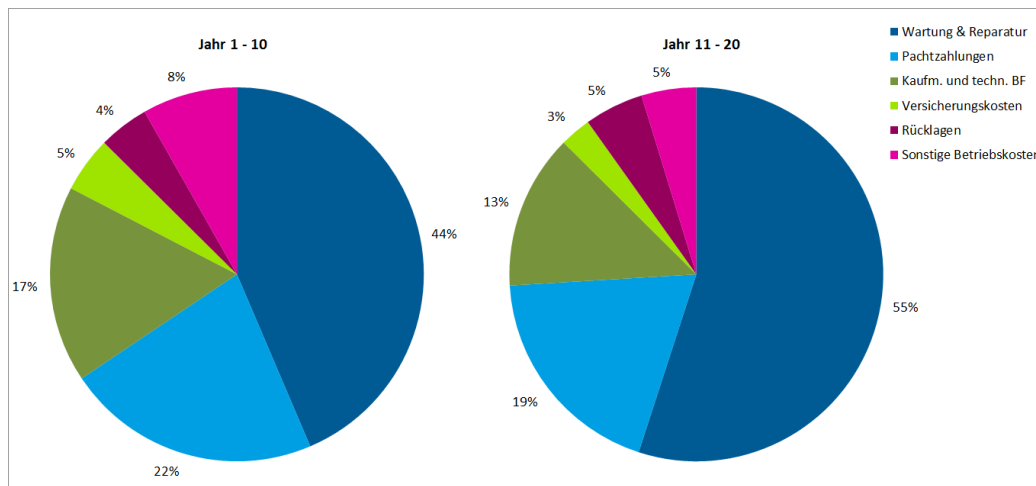
Bei der Betrachtung der Betriebskosten von Windenergieprojekten ist es aufgrund der sich ändernden Wartungskonzepte und der steigenden Kosten im Bereich Reparatur und Wartung sinnvoll, die Lebensdauer in zwei Abschnitte zu unterteilen: in die erste und die zweite Dekade der Anlagenlebensdauer. Es ergeben sich somit zwei Werte für die durchschnittlichen Betriebskosten, jeweils für die ersten zehn Jahre und die zweiten zehn Jahre bei einer angenommenen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren.

In Abbildung 7-3 sind die aus der Befragung der Planer ermittelten durchschnittlichen spezifischen Betriebskosten in €/MWh dargestellt. Die durchschnittlichen Betriebskosten liegen in der ersten Dekade bei 24,1 €/MWh, in der zweiten Dekade bei 26,8 €/MWh. Diese Kostensteigerung um etwa 11 % resultiert aus den in der zweiten Dekade um rund 40 % angestiegenen Wartungs- und Reparaturkosten. Weiterhin ist in der Abbildung die Standardabweichung der gesamten Betriebskosten für die zwei Dekaden aufgetragen. Die Standardabweichung wurde aus den erhobenen Daten ermittelt und beträgt in der ersten Dekade 24,9 % und steigt in der zweiten Dekade auf 34,0 % an. Hieraus wird deutlich, dass auch die Betriebskosten standortspezifisch teilweise stark schwanken können. Der Anstieg der Standardabweichung in der zweiten Dekade ist darüber hinaus auf eine gewisse Aussageunsicherheit der befragten Unternehmen zurück zu führen, da es sich hierbei um Prognosen handelt.



**Abbildung 7-3: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten von WEA in €/kW mit Standardabweichung der gesamten Betriebskosten**

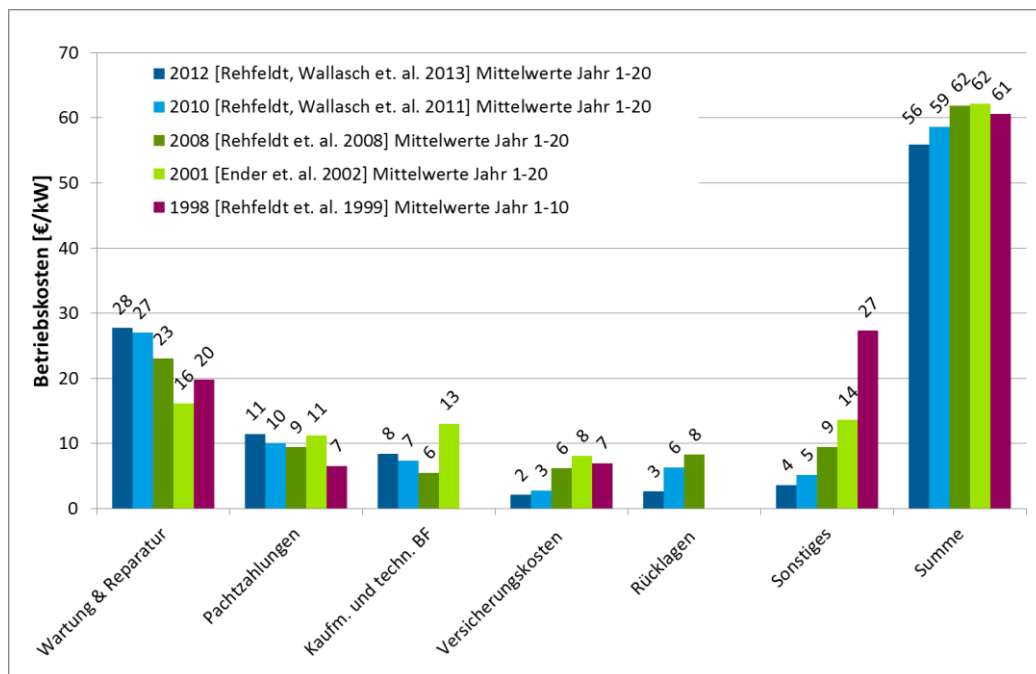
In Abbildung 7-4 erfolgt eine Darstellung der Anteile der Kostengruppen an den Betriebskosten im Vergleich der betrachteten Dekaden. Es wird deutlich, dass der Anteil der Wartungs- und Reparaturkosten in der zweiten Dekade der Anlagenlebensdauer ansteigt.



**Abbildung 7-4:** Anteil der verschiedenen Kostengruppen an den Betriebskosten in den Jahren 1 - 10 und 11 - 20

## 7.4. Entwicklung der Betriebskosten

In Abbildung 7-5 werden die mittleren spezifischen Betriebskosten in €-Werten von 2012 dargestellt. Die Kostengruppen der Studien aus der Vergangenheit sind dem Schema der aktuellen Betrachtung zugeordnet und über die jeweils betrachtete Betriebsdauer gemittelt.



**Abbildung 7-5:** Inflationbereinigte mittlere spezifische Betriebskosten im Zeitverlauf (Bezugsjahr 2012)

Tendenziell lässt sich eine leichte Senkung der spezifischen Betriebskosten über die letzten 14 Jahre feststellen. Die Kosten für Wartung und Reparatur steigen

hingegen im Zeitverlauf an. Ebenso die personalintensiven Betriebsführungskosten.

Die in der Branche diskutierten, aktuell drastisch steigenden Pachtkosten bestätigen sich im Vergleich der aktuellen Daten mit den Daten aus älteren Studien nicht. Es zeigt sich lediglich ein leichter Anstieg dieser mittleren Kosten seit 2008. Aber auch hier gilt, dass es sich um mittlere Werte handelt, die bei einzelnen Projekten immer abweichen können.

Kostensenkungen sind im Bereich der Versicherungskosten und Rücklagen zu beobachten. Diese Entwicklung deutet darauf hin, dass bei Versicherung und Rücklagenbildung inzwischen auf Erfahrungswerte mit der Windenergie-Technologie zurückgegriffen werden kann. Damit steigt die Kalkulierbarkeit der Risiken, was zu sinkenden Versicherungskosten und Rücklagen führt.

## 8. Analyse der aktuellen Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie

---

Als Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie werden diejenigen Kosten bezeichnet, die bei der Umwandlung von Windenergie in Strom entstehen. Grundlage der Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung an Land (Stand 2012) sind die in Kapitel 5 bis 7 beschriebenen Ergebnisse der Datenerhebung. Die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten erfolgt für verschiedene Standortqualitäten in einem Bereich zwischen 60 % und 150 % der Standortqualität am Referenzstandort.

### 8.1. Methodik

---

Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert auf der allgemeingültigen Formel, die auch international zur Berechnung der „Levelized Cost of Energy“ (LCOE) bekannt ist.

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

$StGK$	durchschnittliche Stromgestehungskosten über die gesamte Nutzungsdauer [€/MWh]
$I_0$	Gesamtinvestition [€]
$A_t$	Betriebskosten zum Zeitpunkt $t$ [€]
$M_{el}$	jährlicher Energieertrag [MWh]
$i$	kalkulatorischer Zinssatz [%]
$n$	Nutzungsdauer in Jahren
$t$	Jahr der Nutzungsdauer

Ergebnis der Berechnung sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über die gesamte angenommen Betriebslaufzeit  $n$  der Windenergieanlage – hier 20 Jahre – in €/MWh zum Zeitpunkt  $t = 0$ . Die Gesamtinvestitionskosten sowie die Summe der Barwerte der jährlichen Betriebskosten werden durch die Summe des jährlichen Energieertrags geteilt.  $t = 0$  kennzeichnet den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die jährlichen Betriebskosten werden inflationsbereinigt



auf den Zeitpunkt  $t = 0$  betrachtet. Die Diskontierung erfolgt mittels eines kalkulatorischen Zinssatzes, der sich aus der Finanzierungsstruktur ergibt.

## 8.2. Eingangsparameter und Grundannahmen

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten müssen eine Vielzahl von Eingangsparametern definiert werden. Hierzu gehört die in Abhängigkeit der Standortqualität ausgewählte Technologie der Windenergieanlagen. Abhängig von der Anlagentechnologie sind die Hauptinvestitionskosten festzulegen, die in Verbindung mit den Investitionsnebenkosten sowie den Vorfinanzierungskosten zur Gesamtinvestition führen. Weiterhin wird die Finanzierungsstruktur definiert, die durch die Anteile von Fremd- und Eigenkapital sowie den Fremdkapitalzins und die Eigenkapitalrentabilität beschrieben wird. Ein weiterer Eingangsparameter ist die angenommene jährliche Kostensteigerung, die eine Auswirkung auf die Höhe der Betriebskosten hat. Darüber hinaus sind die Finanzierungsdauer sowie die Lebensdauer der Windenergieanlagen weitere zu berücksichtigende Eingangsparameter.

Eine Übersicht der gewählten Eingangsparameter ist in Tabelle 8-1 dargestellt. Die Auswahl ergibt sich aus den Ergebnissen der Hersteller- und Planerbefragung sowie aus weiteren Datenbeständen und wird im Folgenden erläutert.

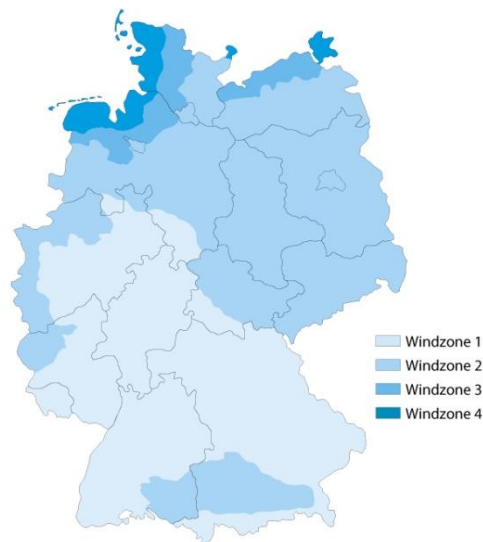
**Tabelle 8-1: Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten**

Projektbeschreibung										
WEA-Leistungsklasse	2 - 3,5 MW									
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Spezifische Leistung (W/m <sup>2</sup> )	321	321	321	387	387	387	412	412	412	412
Nabenhöhe (m)	130	130	130	110	110	110	100	100	100	100
Rotordurchmesser (m)	100	100	100	90	90	90	90	90	90	90
Spezifischer Energieertrag (kWh/kW/a)	1902	2219	2537	2594	2882	3170	3137	3399	3660	3922
Spezifischer Energieertrag (kWh/qm/a)	610	712	814	1003	1114	1226	1292	1400	1507	1615
Finanzierungsstruktur										
Eigenkapitalanteil	22,0%									
Fremdkapitalanteil	78,0%									
Fremdkapitalverzinsung Jahr 1-15	3,8%									
Eigenkapitalverzinsung	8,75%	9,00%	9,25%	9,50%	9,75%	10,00%	10,25%	10,50%	10,75%	11,00%
Projektkosten										
Spezifische Gesamtinvestition (€/kW)	1783	1784	1785	1585	1586	1587	1440	1440	1441	1442
Betriebskosten Jahr 1 - 10 (€/MWh)	26,6	24,7	24,1							
Betriebskosten Jahr 11 - 20 (€/MWh)	26,8									

Die der Betrachtung zugrunde gelegte Anlagentechnologie ergibt sich aus den im Jahr 2012 am häufigsten installierten Anlagentypen mit einer Nennleistung

zwischen 2 und 3,5 MW. Grundlage der Auswahl sind vorliegende Datenbestände der Statistik zum „Status der Windenergieausbaus in Deutschland“ aus dem Jahr 2012 [Rehfeldt et al. 2012]. Zur Berücksichtigung der Standortqualität wurde bei der Ermittlung Modell-WEA eine Einteilung nach Standorten mit unterschiedlichen Windbedingungen vorgenommen

In Abbildung 8-1 sind die der Zuordnung zugrundeliegenden Windzonen nach DIN 1055-4 dargestellt. Die Differenzierung der Technologie nach Windverhältnissen ist notwendig, da die verwendeten Anlagentypen für die jeweilige Windzone zertifiziert sein müssen. So konnte bislang zum Beispiel eine Windenergieanlage, die für die Windzone 2 zertifiziert ist, nicht in der Windzone 3 oder 4 errichtet werden. In den letzten Jahren hat sich insbesondere die technische Neuentwicklung von Schwachwindenergieanlagen durchgesetzt. Aufgrund der Zertifizierung war es bislang nicht möglich, diese WEA-Typen an Standorten windstarker Regionen der Windzonen 3 und 4 zu errichten. Auch wirken hier häufig administrative Hemmnisse wie Höhenbegrenzung oder Abstandsgebote hinderlich. Bei der Auswahl der Anlagentechnologien für unterschiedliche Standortqualitäten wurde dieser Sachverhalt berücksichtigt.



**Abbildung 8-1: Windzonen in Deutschland (DIN 1055-4)**

Aus der Analyse der vorliegenden Daten ergeben sich die in Tabelle 8-2 dargestellten Anlagentechnologien für die verschiedenen Bereiche der Standortqualitäten. An Standorten mit einer Qualität von unter 90 % des Referenzertrags wird eine typische Anlage mit einer Nabenhöhe von 130 m und einem Rotordurchmesser von 100 m betrieben. Die spezifische Leistung einer solchen Anlage beträgt  $321 \text{ W/m}^2$  Rotorkreisfläche. An Standorten mit einer Qualität zwischen 90 % und bis 120 % beträgt die typische Nabenhöhe 110 m und der Rotordurchmesser 90 m. Die spezifische Leistung beträgt  $387 \text{ W/m}^2$ .

Ab einer Standortqualität von 120 % des Referenzertrags wird eine Anlagenkonfiguration mit 100 m Nabenhöhe und 90 m Rotordurchmesser bei einer spezifischen Leistung von 412 W/m<sup>2</sup> eingesetzt.

**Tabelle 8-2: Anlagenkonfiguration in Abhängigkeit der Standortqualität**

Anlagenkonfiguration	60 - <90%	90 - <120%	120 - 150%
Nennleistung (kW)	2.520	2.460	2.620
Spezifische Leistung (W/m <sup>2</sup> )	321	387	412
Nabenhöhe (m)	130	110	100
Rotordurchmesser (m)	100	90	90

Abhängig von der gewählten Anlagenkonfiguration variieren die Hauptinvestitionskosten je nach Standortqualität. Die Höhe der Hauptinvestitionskosten ist ein Ergebnis der Herstellerbefragung in Kapitel 5.2 und wird entsprechend der verwendeten Anlagenkonfiguration jedem Standort zugeordnet. Die verwendeten Anlagenkonfiguration gehören zur Leistungsklasse zwischen 2 MW und 3,5 MW und kosten somit, abhängig von der Nabenhöhe, zwischen 1010 €/kW und 1340 €/kW (vgl. Abbildung 5-1).

Die Hauptinvestitionskosten bilden zusammen mit den Investitionsnebenkosten und den Vorfinanzierungskosten die spezifische Gesamtinvestition. Die Investitionsnebenkosten belaufen sich auf gemittelt 374 €/kW und werden für alle Standortqualitäten als konstant angenommen (vgl. Abbildung 6-2). Die Höhe der Investitionsnebenkosten ist ein Ergebnis der Analyse der Befragung der Planungsunternehmen und wird in Kapitel 6.2 erläutert. Die Vorfinanzierungskosten bilden jene Kosten ab, die durch die heutzutage üblichen langen Planungs- und Bauzeiten bedingt werden. Dabei handelt es sich um Kapitalkosten, die vor der Inbetriebnahme eines Windparks anfallen. Die Höhe ist abhängig von der Finanzierungsstruktur eines Windenergieprojektes.

Die Finanzierungsstruktur der zur Berechnung angenommenen Windenergieprojekte definiert sich durch einen Fremdkapitalanteil von 78 % und folglich einen Eigenkapitalanteil von 22 %. Diese Verteilung von Eigen- und Fremdkapital ist ebenso wie der Fremdkapitalzinssatz von 3,8 % ein Ergebnis aus der Befragung der Planungsunternehmen und bildet die durchschnittliche Struktur aller Projekte ab. Als Laufzeit der Fremdfinanzierung werden 15 Jahre angenommen. Die Eigenkapitalrentabilität variiert abhängig von der Standortqualität zwischen 8,75 % und 11 %. Die höhere Eigenkapitalrentabilität an guten Standorten schafft den nötigen Anreiz, um zu gewährleisten, dass der Ausbau der Windenergie an wirtschaftlich sinnvollen Standorten stattfindet.

Wäre die Eigenkapitalrentabilität über alle Standorte gleich, gäbe es keinerlei Anreiz windhöffigere Standorte zu bebauen.

Die Betriebskosten für die erste und zweite Hälfte der Anlagenlebensdauer ergeben sich aus einer Analyse der vorliegenden Befragungsdaten von Planungsunternehmen und Herstellern. Ergebnisse zur Höhe der gemittelten Betriebskosten sind in Kapitel 7.3 dargestellt. In den ersten zehn Jahren des Anlagenbetriebs ergeben sich die Wartungs- und Reparaturkosten, die den größten Anteil an den Betriebskosten darstellen, aus den von den Herstellern gemeldeten Kosten für Vollwartungsverträge. Nach Angaben der Planungsunternehmen werden für die überwiegende Mehrheit der Windparkprojekte mittlerweile Vollwartungsverträge zur Instandhaltung der Windenergieanlagen an Hersteller vergeben (vgl. Abbildung 7-1). Im Rahmen der Vollwartungsverträge wird Herstellerangaben zu Folge ein Mindestbetrag je Anlage bzw. installiertem MW erhoben. Das bedeutet, dass WEA, die nur einen geringen Stromertrag verzeichnen und deren Wartungskosten somit unter einem Mindestbetrag liegen, den im Vollwartungsvertrag festgelegten Mindestbetrag anstelle der ertragsabhängigen Vollwartungskosten zahlen müssen. Dies führt dazu, dass für die Standortqualitäten mit 60 % und 70 % des Referenzertrages erhöhte mittlere Betriebskosten von 26,6 €/MWh bzw. 24,7 €/MWh anfallen. In der zweiten Dekade liegen die gemittelten Betriebskosten über alle Standorte bei 26,8 €/MWh. Die jährliche Preissteigerung wird mit 2 % angenommen. Dies entspricht dem langfristigen Ziel der Europäischen Zentralbank.

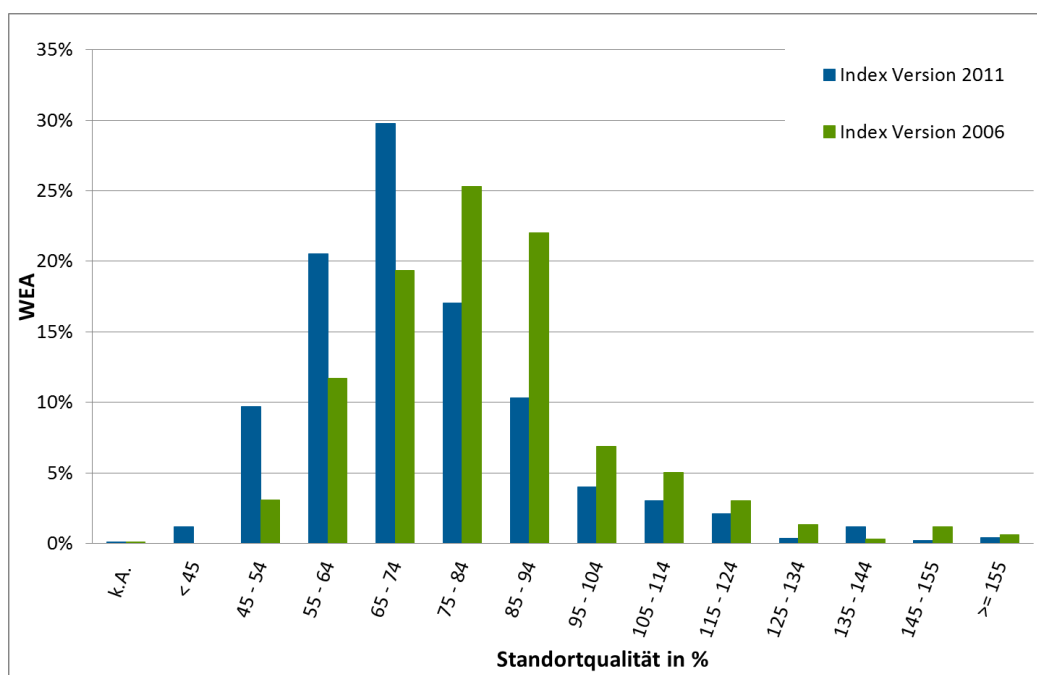
### **8.2.1. Analyse der Standortqualitäten der zwischen 2009 und 2011 errichteten Windenergieanlagen**

---

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in Abhängigkeit von der Standortqualität. Vor diesem Hintergrund ist eine Betrachtung der tatsächlich in den vergangenen Jahren bebauten Standorte interessant. Basis dieser Analyse sind die Ertragsdaten von Windenergieanlagen, die zwischen 2009 und 2011 errichtet und in der Betreiberdatenbasis gesammelt wurden [Rehfeldt et. al. 2013].

Eine auf Grundlage der Betreiber-Datenbasis (BDB) erstellte Auswertung auf Basis des BDB-Index von 2011 (Abbildung 8-2) zeigt, dass zwischen 2009 und 2011 knapp 80 % der Windenergieanlagen an Standorten mit einer Qualität von unter 85 % errichtet wurden, davon fast 15 % an Standorten unter 55 % Standortqualität. Gut 15 % der Installationen erfolgten an Standorten mit einer Standortqualität zwischen 85 % und 115 %, nur knapp 5 % der neu errichteten

Windenergieanlagen stehen an Standortqualitäten besser als 115 %. Dieses Ergebnis überrascht, da im EEG 2009 die sogenannte 60 %-Regelung festgelegt wurde, die eine Vergütung nach EEG ausschließlich für Windenergieanlagen genehmigt, die über 60 % des Referenzertrags erreichen. Allerdings erfolgte die Bewertung der sogenannten 60 %-Regelung auf Basis von Energieertragsgutachten im Vorfeld der Errichtung der Windparks und nicht auf Basis der Auswertung von Betriebsdaten, die hier zu Grunde liegen. Einen maßgeblichen Einfluss in der Bewertung von Standorten auf Basis von Energieertragsgutachten hat der bei der Langzeitkorrelation verwendete Wind-Index, der üblicherweise über die Daten der Betreiberdatenbasis ermittelt wird. Der BDB-Index beschreibt das Verhältnis aus den in der Betreiberdatenbasis gemeldeten Energieerträgen von WEA in einer Region und eines Monats zu den langjährigen mittleren Energieerträgen dieser Windenergieanlagen. In Abbildung 8-2 ist die Verteilung der zwischen 2009 und 2011 installierten Windenergieanlagen über der Standortqualität unter Verwendung des BDB-Index von 2011 abgebildet (blauer Graph/Balken) [Rehfeldt et. al. 2013].



**Abbildung 8-2: Verteilung der zwischen 2009 und 2011 installierten Windenergieanlagen auf Standortqualitäten unter Berücksichtigung des Windindex von 2006 und von 2011, die zur Erstellung von Energieertragsprognose verwendet werden [Datenbasis: BDB 2009-2011, Rehfeldt, Engelbrecht et al. 2013]**

Im Jahr 2011 gab es eine Neubewertung des BDB-Index mit der Folge, dass die der Planung zugrundeliegenden berechneten jährlichen Energieerträge in der Realität geringer ausfielen und sich somit schlechtere Standortqualitäten ergaben. Dies ist an der Verteilung der Standortqualitäten entsprechend dem

BDB-Index 2006 zu erkennen (grüne Balken in Abbildung 8-2). Der Planung zugrundeliegende Standortqualitäten für die zwischen 2009 und 2011 errichteten WEA wurden daher deutlich besser beurteilt. Demnach lagen nur 3 % der Standorte an Standortqualitäten unter 55 %, ca. 56 % der WEA wurden an Standorten mit Qualitäten zwischen 55 % und 85 % des Referenzstandortes geplant. An Standorten mit einer Qualität zwischen 85 % und 115 % des Referenzstandortes wurden 34 % der WEA geplant und an sehr windreichen Standorten mit einer Qualität von mehr als 115 % des Referenzstandortes wurden ca. 8 % der WEA geplant.

Aufgrund dieser Analyse ist anzunehmen, dass die Energieertragsprognosen auf Basis des Index von 2006, der bis 2011 gültig war, überhöhte Ertragsersparungen verursacht haben, die teilweise zu Investitionsentscheidungen führten, die auf Basis der Annahmen aus dem Jahr 2011 ggf. nicht getroffen worden wären.

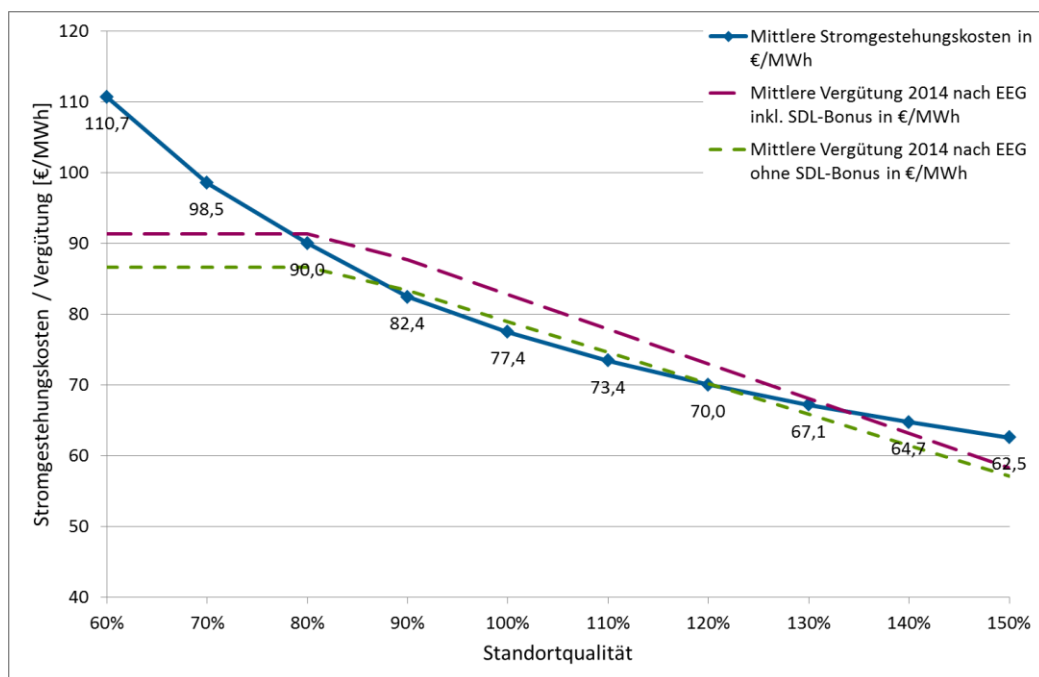
### 8.3. Ermittlung der aktuellen Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie

Die aus den Berechnungen folgenden mittleren Stromgestehungskosten für die verschiedenen Standortqualitäten sind in Tabelle 8-3 zusammen mit den wichtigsten Eingangsparametern abzulesen.

**Tabelle 8-3: Eingangsparameter und Stromgestehungskosten**

Projektbeschreibung										
WEA-Leistungsklasse	2 - 3,5 MW									
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Spezifische Leistung (W/m <sup>2</sup> )	321	321	321	387	387	387	412	412	412	412
Nabenhöhe (m)	130	130	130	110	110	110	100	100	100	100
Rotordurchmesser (m)	100	100	100	90	90	90	90	90	90	90
Spezifischer Energieertrag (kWh/kW/a)	1902	2219	2537	2594	2882	3170	3137	3399	3660	3922
Spezifischer Energieertrag (kWh/qm/a)	610	712	814	1003	1114	1226	1292	1400	1507	1615
Finanzierungsstruktur										
Eigenkapitalanteil	22,0%									
Fremdkapitalanteil	78,0%									
Fremdkapitalverzinsung Jahr 1-15	3,8%									
Eigenkapitalverzinsung	8,75%	9,00%	9,25%	9,50%	9,75%	10,00%	10,25%	10,50%	10,75%	11,00%
Projektkosten										
Spezifische Gesamtinvestition (€/kW)	1783	1784	1785	1585	1586	1587	1440	1440	1441	1442
Betriebskosten Jahr 1 - 10 (€/MWh)	26,6	24,7	24,1							
Betriebskosten Jahr 11 - 20 (€/MWh)	26,8									
Mittlere Stromgestehungskosten in Ausgangsvariante (€/MWh)										
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Mittlere Stromgestehungskosten (€/MWh)	110,7	98,5	90,0	82,4	77,4	73,4	70,0	67,1	64,7	62,5

In Abbildung 8-3 folgt die graphische Darstellung der Stromgestehungskosten. Deutlich wird, dass Standorte mit niedrigerem Jahresenergieertrag (in Prozent vom Referenzertrag) erheblich höhere Stromgestehungskosten aufweisen. Hierbei handelt es sich um mittlere Stromgestehungskosten, die aufgrund der Streuung der erhobenen Daten schwanken können. In den Kapiteln zu den Hauptinvestitions-, Nebeninvestitions- und Betriebskosten (Kapitel 5.2, 6.2 und 7.2) wurden die Standardabweichungen für die jeweiligen Kostengruppen berechnet. Insbesondere bei den Investitionsnebenkosten als auch bei den Betriebskosten der zweiten Dekade weisen die erhobenen Daten eine große Streuung auf, sodass standortspezifisch teilweise erhebliche Unterschiede zu den mittleren Stromgestehungskosten auftreten können. Die aus den Standardabweichungen der einzelnen Kostengruppen ermittelte Standardunsicherheit der Stromgestehungskosten liegt bei 12 % an windschwachen Standorten und bei 15 % an windhöffigen Standorten.



**Abbildung 8-3: Durchschnittliche Stromgestehungskosten nach Standortqualität entsprechend den Eingangsparametern aus Tabelle 8-3**

Neben den mittleren Stromgestehungskosten der Windenergie ist in Abbildung 8-3 der Verlauf der mittleren Vergütung nach EEG mit und ohne SDL-Bonus für das Jahr 2014 bei einer Anlagenlaufzeit von 20 Jahren dargestellt. Die mittlere Vergütung ergibt sich aus der im EEG festgelegten Höhe der Grund- und Anfangsvergütung in Verbindung mit der standortabhängigen Laufzeit der Anfangsvergütung. Die Anfangsvergütung erfolgt über eine Laufzeit zwischen fünf und 20 Jahren, wobei Standorte mit einer Standortqualität von bis zu

82,5 % eine Anfangsvergütung über 20 Jahre erhalten. Standorte mit einer Qualität von 150 % erhalten über die Dauer von 5 Jahren die erhöhte Anfangsvergütung. Die Laufzeit der Anfangsvergütung über der Standortqualität ist Abbildung 2-1 zu entnehmen.

Durch den kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbare Energien und dem daraus resultierenden sinkenden Anteil konventioneller Kraftwerke, steigt die Notwendigkeit Systemdienstleistungen nicht nur durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherwerke bereitstellen zu lassen, sondern auch die fluktuierenden Erneuerbare Energien in die Sicherstellung der Netzstabilität einzubinden. Seit dem 1. Januar 2012 ist die Erfüllung der in der „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlage“ (SDLWindV) festgelegten technischen Eigenschaften zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen für Neuanlagen verpflichtend. Der mit der EEG-Novelle 2009 eingeführte Systemdienstleistungsbonus dient der Deckung der durch die höheren technischen Anforderungen entstehenden Mehrkosten sowie als Anreiz, auch ältere Anlagen mit entsprechenden Kraftwerkseigenschaften nachzurüsten. Entsprechend dem EEG 2012 erhalten alle entsprechend ausgerüsteten WEA die bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen werden, die in Abbildung 8-3 dargestellte erhöhte mittlere Vergütung inklusive des SDL-Bonus. Die Auszahlung des SDL-Bonus erfolgt dabei über die Dauer der Anfangsvergütung. Für ältere WEA, die nachträglich zu SDL-fähigen Anlagen umgerüstet werden, wird der Bonus für lediglich 5 Jahre gezahlt. In Abbildung 8-3 ist die Umrüstung älterer WEA nicht betrachtet, sondern nur die Kosten- bzw. Vergütungssituation von Neuanlagen.

Die Kosten sowie die Vergütung im Rahmen von Repowering-Projekten sind in der Abbildung 8-3 nicht berücksichtigt. Bei Repowering-Projekten erfolgt üblicherweise der Ersatz der Altanlagen vor Ablauf der Lebensdauer, so dass das Altprojekt einen monetären Ausgleich erhalten muss, um einen Anreiz zum vorzeitigen Abbau zu bieten. Diese Kosten sind in der Untersuchung zur Kostensituation nicht abgebildet. Jedoch ist durch die EEG Novellierung zum 1.1.2012 die Leistungsbegrenzung einer Repowering-WEA entfallen, sodass kleine leistungsschwache Anlagen durch sehr große leistungsstarke WEA ersetzt werden können. Somit kommen die leistungsstarken Repowering-WEA in den Genuss des Repowering-Bonus für ihren gesamten Energieertrag, wodurch der Eindruck starker Mitnahmeeffekte entsteht. Auf weitere Betrachtung des Repowerings wird im Rahmen dieser Untersuchung allerdings verzichtet.

Der Vergleich der Kosten- mit den Vergütungskurven zeigt, dass bei Erhalt des SDL-Bonus der Betrieb von Windenergieanlagen an Standorten mit einem Energieertrag zwischen 77 % und 134 % des Referenzertrags im Mittel die



erwartete Eigenkapitalrentabilität erreicht oder überschritten wird. Bei Standorten außerhalb dieses Bereichs muss eine geringere Eigenkapitalrentabilität in Kauf genommen werden. Aufgrund der zum Teil großen Standardabweichungen der erhobenen Daten ist es jedoch möglich, dass einzelne Projekte mit niedrigen Investitionsnebenkosten und niedrigen Betriebskosten auch an Schwachwindstandorten wirtschaftlich betrieben werden können. Würde der SDL-Bonus bereits zum 1. Januar 2014 entfallen, so verringert sich der Bereich in dem im Mittel ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen möglich ist auf Standorte mit einer Qualität zwischen 88 % und 120 % des Referenzertrages. Insbesondere an Standorten mit Standortqualitäten unter 80 % steigt die Differenz zwischen Vergütungs- und mittlerer Kostenkurve sehr stark an, sodass ein zukünftiger Ausbau an diesen Standorten unter den derzeitigen Vergütungsbedingungen nur bei einer besonders günstigen Kostensituation möglich sein wird. Jedoch zeigen die zum Teil großen Standardabweichungen der erhobenen Daten, dass derart günstige Kostensituationen in einigen Windenergieprojekten auftreten können. An sehr windreichen Standorten (größer 120 % Standortqualität) besteht hingegen über das Instrument der Direktvermarktung die Möglichkeit höhere Erlöse zu erzielen, als durch den geringen Grundvergütungssatz entsprechend EEG 2012. Somit könnte an diesen Standorten über das Instrument der Direktvermarktung abhängig von Vermarktungsmöglichkeiten am Strommarkt ein wirtschaftlicher Betrieb auch zukünftig möglich sein.

#### **8.4. Analyse maßgeblicher Einflussparameter auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten**

---

Bei den in Kapitel 8.2 definierten Eingangsparametern handelt es sich um mittlere Werte. Folglich bilden die in Kapitel 8.3 dargestellten Stromgestehungskosten ebenfalls einen Durchschnittswert ab, von dem die Stromgestehungskosten einzelner Projekte abweichen können. Im Folgenden werden nun einige bedeutsame Parameter, die die Kosten der Windenergie an Land beeinflussen, näher betrachtet. Hierzu gehören beispielsweise die Rohstoffkosten sowie die Kosten für Kapital. Ändern sich diese Parameter auf den unterschiedlichen Märkten, so verändern sich folglich auch die Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land. Die Auswirkungen die eine Änderung der unterschiedlichen Eingangsparameter auf die gesamten

Stromgestehungskosten hat, wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse im nachfolgenden Kapitel 9 beleuchtet.

#### 8.4.1. Attraktivität von Windenergieprojekten für Investoren

Die Attraktivität eines Windenergieprojektes hat Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Geldgebern, sowohl im Bereich des Fremd- als auch des Eigenkapitals. Die Attraktivität, die zur Durchführung eines Windenergieprojektes notwendig ist, wird von der Investitionssicherheit, dem Investitionsrisiko und der Renditeerwartung des Investors bestimmt. Eine Darstellung der Struktur erfolgt in Abbildung 8-4. Die Erwartungen an die Eigenkapitalrendite steigen mit zunehmendem Risiko. Auch die in den Fremdkapitalzinsen enthaltenden Bankmargen steigen mit dem Risiko eines Projekts, zudem sind die Zinssätze der Kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), die zur Finanzierung von Windenergievorhaben genutzt werden abhängig von Bonität und Sicherheiten.



Abbildung 8-4: Attraktivität eines Windenergieprojekts für Investoren

Die Investitionssicherheit wird zurzeit in Deutschland durch das System der Festpreisvergütung im EEG gewährleistet. Die fest definierten Vergütungssätze schaffen eine Planbarkeit der möglichen Einnahmen. Windenergieprojekte zeichnen sich im Gegensatz zu Investitionen in konventionelle Kraftwerke durch vergleichsweise hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten aus. Dies hat zur Folge, dass die Finanzierungszeiten bezogen auf die Lebensdauer der WEA besonders lang sind. Finanzierungszeiträume von 15 Jahren bei einer Lebensdauer von 20 Jahren sind heute üblich. Eine Verlängerung des Finanzierungszeitraums von zwei bis drei Jahren wird bei schwieriger Ertragslage von den finanzierenden Banken grundsätzlich als Sicherheit für die Refinanzierung des Fremdkapitals vorgesehen. Aus diesem Grund wird bei

Windenergieprojekten allerdings bei der Auslegung der Finanzierung an der 15-jährigen Finanzierungszeit festgehalten. Die derzeitige zweistufige Ausgestaltung der EEG-Vergütung mit einer erhöhten Anfangsvergütung verspricht Fremdkapitalgebern daher eine Sicherheit zur Befriedigung ihrer Forderungen. Eine erhöhte Anfangsvergütung führt zu höheren Einnahmen am Anfang der Finanzierungszeit. Gleichzeitig verursacht dieses System der zweistufigen Vergütung erhöhte EEG-Differenzkosten zu Beginn eines Windenergieprojektes, da die EEG-Differenzkosten jährlich berechnet werden und nicht über die gesamte Lebensdauer von Windenergieprojekten. Die aktuelle Diskussion um eine Änderung der EEG-Struktur muss somit immer vor dem Hintergrund der Investitions- und Planungssicherheit von Windenergieprojekten geführt werden. Die Investitions- und Planungssicherheit von Windenergieprojekten unterscheidet sich aufgrund hoher Investitionskosten mit vergleichsweise geringen Betriebskosten grundlegend von der konventioneller Kraftwerksprojekte.

Der Investitionssicherheit gegenüber steht das Investitionsrisiko, welches hauptsächlich durch das Ertragsrisiko definiert wird. Bei ausbleibenden oder verringerten Energieerträgen können die erwarteten Einnahmen nicht generiert werden. Das Ertragsrisiko wird durch zwei Aspekte beeinflusst: zum einen ist das Windangebot ein wichtiger Faktor, zum anderen hat die technische Zuverlässigkeit der WEA großen Einfluss auf die tatsächlich realisierbaren Energieerträge.

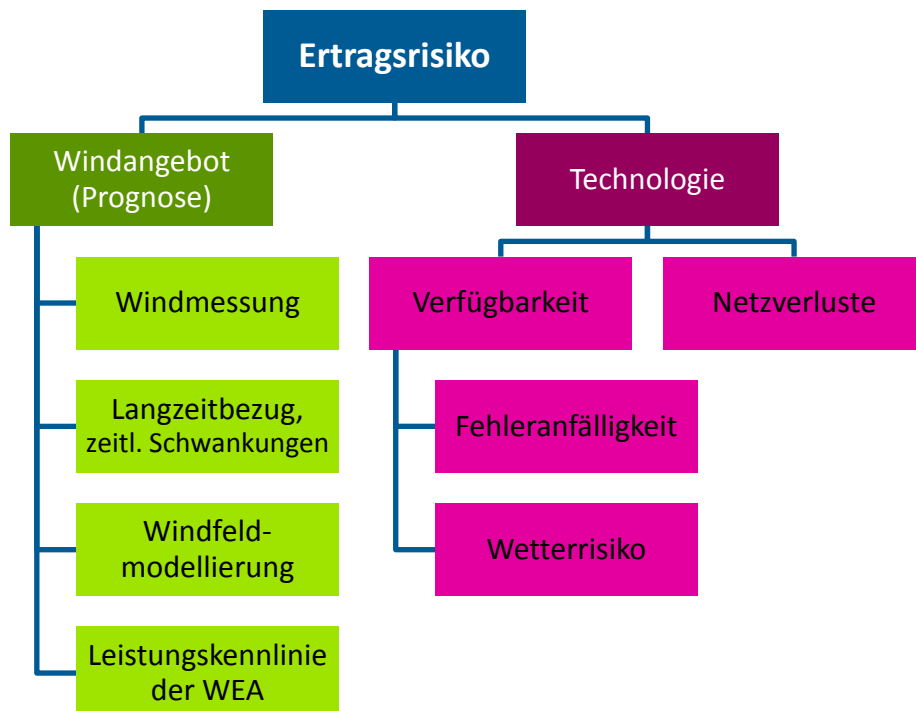


Abbildung 8-5: Ertragsrisiko von Windenergieprojekten

Das Windangebot wird mittels Windmessungen und anderen verfügbaren Winddaten bewertet. Aus den darauf aufbauenden Windfeldmodellierungen mit Langzeitkorrelationen in Verbindung mit der Leistungskennlinie der betrachteten Windenergieanlage resultiert das Ergebnis der Energieertragsprognose. Jeder Arbeitsschritt zur Erstellung der Prognose unterliegt Unsicherheiten, die aufsummiert das Risiko bilden, dass die prognostizierten Energieerträgen nicht erreicht werden können. Typische Unsicherheiten einer Energieertragsprognose liegen zwischen 12% und 20 %, wobei auch Unsicherheiten über 20 % keine Seltenheit sind.

Auf der Technologieseite spielt die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen eine Schlüsselrolle. Sollte die Verfügbarkeit – verursacht zum Beispiel durch eine fehleranfällige Anlage mit erhöhtem Wartungsaufwand - geringer sein als kalkuliert oder sollten durch extreme Wetterbedingungen häufige Abschaltungen der Anlage notwendig werden, so können auch aus diesem Grund die erwarteten Energieerträge nicht erzielt werden.

Neben der Investitionssicherheit und dem Investitionsrisiko ist die zu erwartende Rendite ausschlaggebend für die Attraktivität einer Investition. Je geringer die Sicherheit und je höher das Risiko der Investition bewertet wird, desto höher wird die zu erwartende Rentabilität ausfallen müssen, um eine positive Investitionsentscheidung zu veranlassen.

#### **8.4.2. Rohstoffpreise**

---

Bei der Betrachtung von Stromgestehungskosten im Bereich der Windenergie spielen die Rohstoffpreise und ihre Entwicklung eine weitere entscheidende Rolle. Der Preis der Rohmaterialien hat beispielsweise einen erheblichen Einfluss auf die Anlagenpreise (Hauptinvestitionskosten), welche wiederum maßgeblich die Stromgestehungskosten beeinflussen (vgl. Kapitel 9.1). Die Materialkosten einer WEA machen ca. 50 % der Anlagenkosten aus, die wiederum maßgeblich durch Stahl und Kupfer bestimmt werden [DCTI 2009]. Weiterhin haben die Rohstoffpreise auch einen erheblichen Einfluss auf die Investitionsnebenkosten wie Fundament und Netzanbindung. Im Folgenden wird die Preisentwicklung der für die Produktion von Windenergieanlagen wichtigsten Rohstoffgruppen (Stahl, Kupfer und Aluminium) betrachtet.

##### *Entwicklung des Stahlpreises*

Nach dem Einbruch des Stahlpreises, der 2008 durch die Finanz- und Staatsschuldenkrise verursacht wurde, stiegen die Stahlpreise an der

Londoner Metallbörse bis Mitte des Jahres 2011 auf über 600 US\$ pro Tonne (Barkaufpreis) an. Seither sind wieder fallende Preise zu beobachten. Im Juli 2013 lagen die LME-Stahlpreise sogar kurzfristig bei unter 100 US\$ pro Tonne. Seit diesem Tief lässt sich in den letzten Monaten eine leichte Erholung des Stahlpreises beobachten [LME 2013].



**Abbildung 8-6: Entwicklung der Stahlpreise zwischen April 2008 bis Juli 2013 [LME 2013]**

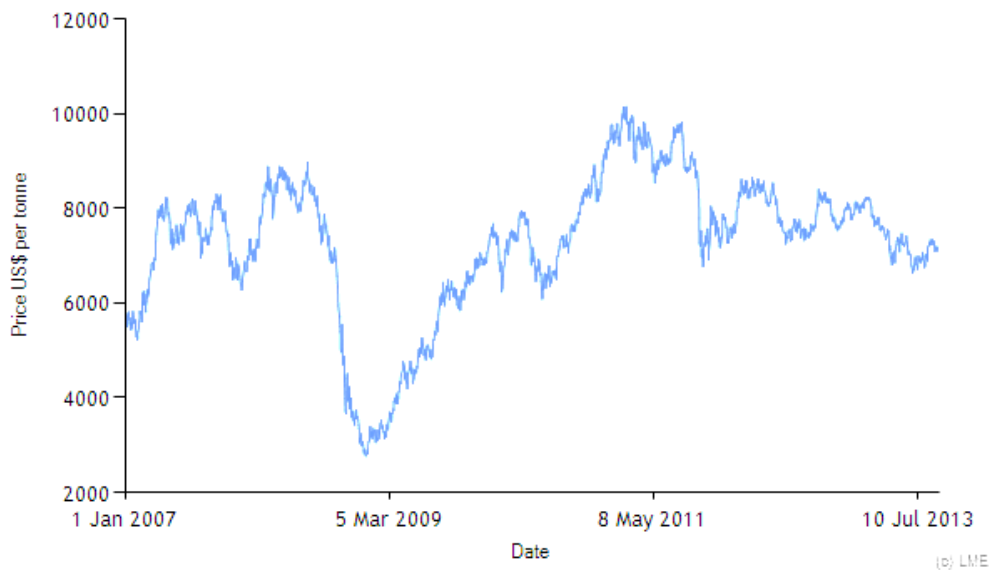
Zukünftig erwarten Experten einen Abbruch des langanhaltenden Abwärtstrends. Im vierten Quartal eines Jahres sinkt der Stahlpreis jedoch in der Regel. Zu Beginn des Jahres 2014 wird ein Anstieg der Kosten für Stahl erwartet, der durch eine erhöhte Nachfrage nach einer über den Winter gedrosselten Stahlproduktion begründet ist [www.stahlpreise.eu]

#### *Entwicklung des Kupferpreises*

Der Kupferpreis hat wie der Stahlpreis durch die Finanz- und Staatsschuldenkrise im Jahr 2008 einen Einbruch erfahren. Der Kupferpreis an der Londoner Metallbörse erholte sich binnen eines Jahres und erreichte ein Niveau vergleichbar mit dem Preis vor der Finanz- und Staatsschuldenkrise. Im weiteren Verlauf wurde der Vor-Krisen-Preis sogar übertroffen. Seit Anfang 2011 zeigt der Kupferpreis eine leicht fallende Tendenz und erreicht aktuell ein Niveau um 7000 US\$ pro Tonne.

Für die zukünftige Entwicklung des Kupferpreises ist einerseits der sich abzeichnende Zuwachs auf der Angebotsseite ausschlaggebend, andererseits die steigende Nachfrage in China, die etwa 40 % der weltweiten Kupfernachfrage verursacht. Für die nächsten Monate wird eine Fortsetzung

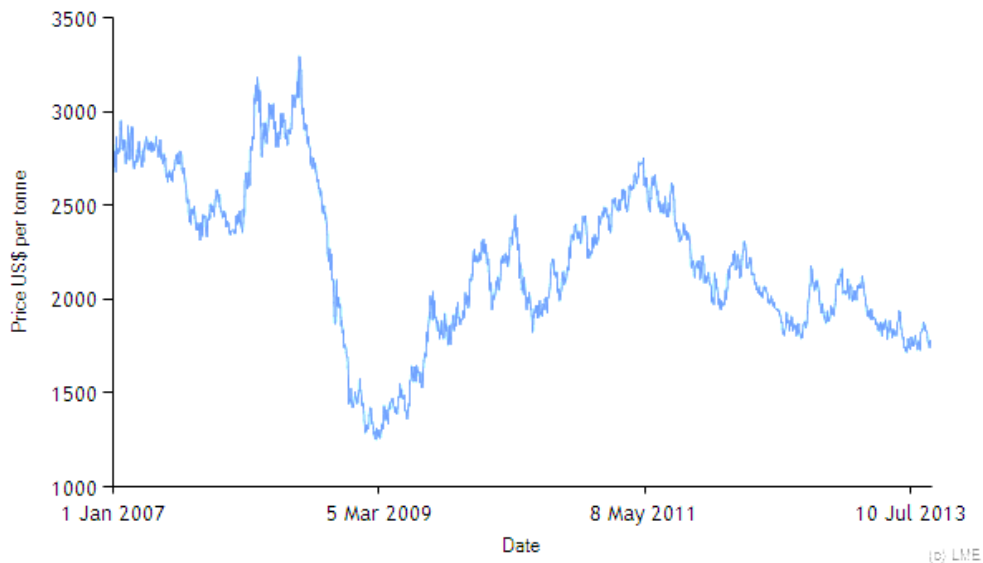
der volatilen Seitwärtsbewegung des Kupferpreises erwartet. [www.rohstoff-welt.de]



**Abbildung 8-7: Entwicklung der Kupferpreise zwischen Januar 2007 bis Juli 2013 [LME 2013]**

#### *Entwicklung des Aluminiumpreises*

Auch auf dem Aluminiummarkt sind die Preise an der Londoner Metallbörse Mitte 2008 als Reaktion auf die Finanz- und Staatsschuldenkrise erheblich gesunken. Bis Mai 2011 folgte eine Erholung auf einen Preis vergleichbar mit dem Stand im Jahr 2007. Seither sinken die Preise wieder und liegen aktuell bei etwa 1750 US\$ pro Tonne.



**Abbildung 8-8: Entwicklung der Aluminiumpreise zwischen Januar 2007 bis Juli 2013 [LME 2013]**

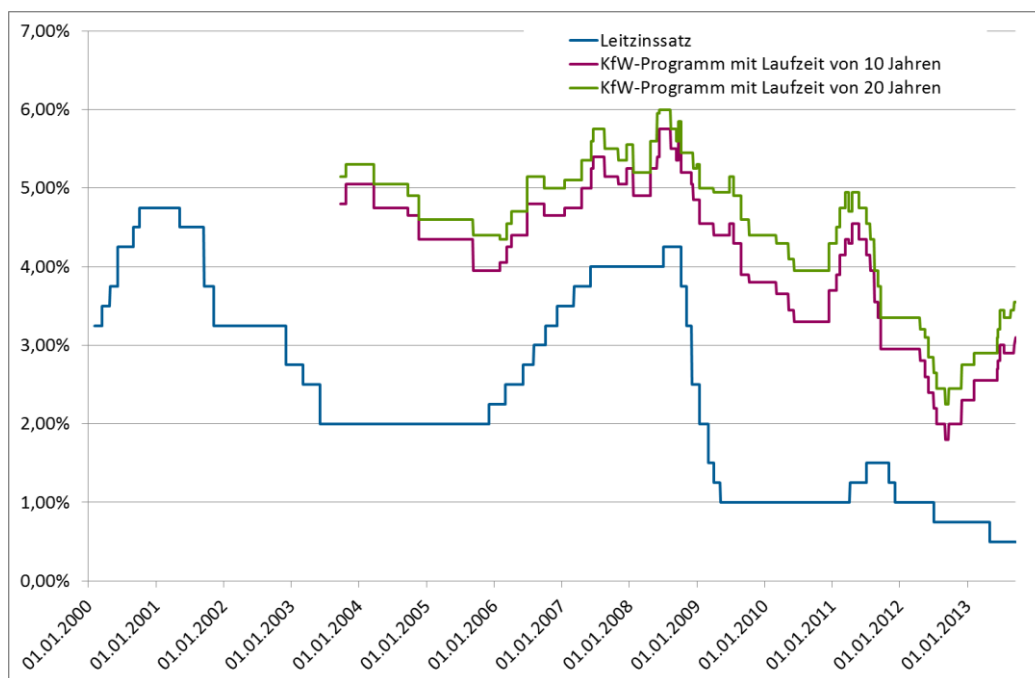
Mitte 2013 wurden die Aluminiumpreis-Prognosen für das kommende Jahr aufgrund des Nachfragerückgangs in China gesenkt. Zudem wird auf dem Aluminiummarkt für 2014 erneut ein Produktionsüberschuss prognostiziert. [www.dowjones-metals.de]

Insgesamt zeigt sich, dass eine langfristige Prognose der zukünftigen Entwicklung der Rohstoffpreise schwierig ist. Mit den Rohstoffpreisen schwanken auch die Herstellungskosten von Windenergieanlagen, Fundamenten, Netzanbindung etc.

### 8.4.3. Fremdkapitalzinsen

Die hohen Investitionskosten von Windenergieprojekten in Kombination mit einem Fremdkapitalanteil von durchschnittlich 78 % führen zu relativ hohen Finanzierungskosten. Die tatsächliche Höhe der Finanzierungskosten hängt unter anderem vom Fremdkapitalzins ab, der im Folgenden betrachtet wird. In Kapitel 9.4 wird zudem das Ausmaß der Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Fremdkapitalzins im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse näher beleuchtet.

Der Leitzinssatz, der seit Beginn des Jahres 2008 bei 1 bis 1,5 % lag, ist Mitte 2012 erneut gesunken und befindet sich aktuell<sup>2</sup> auf einem historischen Tief von 0,5 %. Auch wenn die EZB für die nahe Zukunft weiterhin einen niedrigen Leitzins ankündigt, zeigt der Verlauf der Zinskurve in Abbildung 8-6, dass bei verbesserter, stabilisierter Wirtschaftslage mit einem Anstieg des Leitzinses zu rechnen ist.



**Abbildung 8-6: Leitzinssatz der EZB und effektiver Endkreditnehmerzinssatz inkl. üblicher Bankenmarge verschiedener für Windenergieprojekte genutzter KfW-Kredite[BLB 2013]**

Die von den Fremdkapitalgebern tatsächlich verlangten Fremdkapitalzinsen orientieren sich am Leitzins, allerdings ist die Steuerungsfähigkeit der EZB aufgrund des historischen Tiefs begrenzt. In Abbildung 8-6 sind durchschnittliche Zinsraten für Kredite der KfW-Programme mit Laufzeiten von zehn bzw. 20 Jahren dargestellt, die üblicherweise zur Finanzierung von Windenergieprojekten beansprucht werden. Die aktuellen Entwicklungen der Zinssätze der betrachteten KfW-Kredite zeigen allerdings trotz des auf historischem Tiefstand verbleibenden Leitzinses eine steigende Tendenz seit September 2012.

<sup>2</sup> Stand September 2013



Ergebnis der Datenerhebung aus der Befragung Planungsunternehmen von Windenergieprojekten ist ein durchschnittlicher Fremdkapitalzinssatz von 3,8 %. Der durchschnittliche KfW-Zinssatz der betrachteten Programme zwischen Anfang 2009 und heute liegt bei 3,36 % bzw. 3,86 % abhängig von der Laufzeit. Dabei wird eine übliche Bankmarge von ca. 1,3 % zugrunde gelegt [BLB 2013]. Die Betrachtung des Leitzinssatzes und der aktuellen KfW-Zinssätze zeigen derzeit eine gegenläufige Entwicklung. Es wird jedoch deutlich, dass besonders bei einem Anstieg des Leitzinses der aktuelle Aufwärtstrend der KfW-Zinssätze fortgesetzt werden könnte.

## 9. Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für Strom aus Windenergie

---

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen soll aufgezeigt werden, welchen Einfluss die Änderung bestimmter Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten hat. Die ermittelten Stromgestehungskosten entsprechend Kapitel 8.3 basieren auf durchschnittlichen Kosten, die bei einer Analyse verschiedener zwischen 2009 und 2013 errichteter Windparkprojekte ermittelt wurden. Durch die Sensitivitätsanalyse soll aufgezeigt werden, welche Auswirkungen Abweichungen bei den Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten haben. Hierzu werden in diesem Kapitel die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten, die Betriebskosten sowie die Fremdkapitalzinsen sowie die zu erwartende Eigenkapitalrendite variiert.

### 9.1. Variation der Hauptinvestitionskosten

---

Die Hauptinvestitionskosten, die abhängig von der Standortqualität zwischen 73 % und 78 % der Gesamtinvestition ausmachen, hängen hauptsächlich von den Rohstoffpreisen ab. Wie in Kapitel 8.4.2 erläutert, unterliegen die Rohstoffpreise ständigen Schwankungen aufgrund Angebot und Nachfrage auf den internationalen Märkten.

In Abbildung 9-1 ist die Veränderung der Stromgestehungskosten aufgrund einer Schwankung der Hauptinvestitionskosten um 10 % dargestellt. Im Mittel führt eine entsprechende Schwankung der Hauptinvestitionskosten zu einer durchschnittlichen Veränderung der Stromgestehungskosten von 4,7 %. Allerdings sind die Auswirkungen stark abhängig von der Standortqualität (vgl. Abbildung 9-2). Während an windschwachen Standorten die Auswirkungen einer Variation der Hauptinvestitionskosten von +/- 10% zu einer Steigerung bzw. Reduzierung der Stromgestehungskosten von ca. 6 % führen (60 % Standort), ergeben sich an windstarken Standorten (150 % Standort) lediglich Schwankungen der Stromgestehungskosten um 4 %.

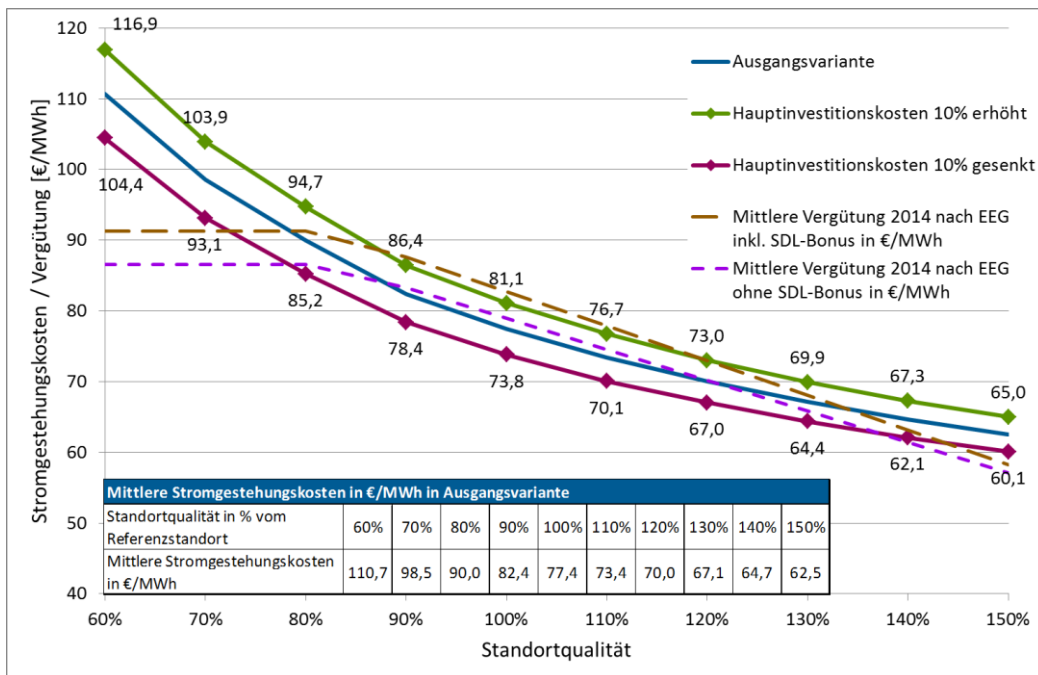


Abbildung 9-1: Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um 10 %

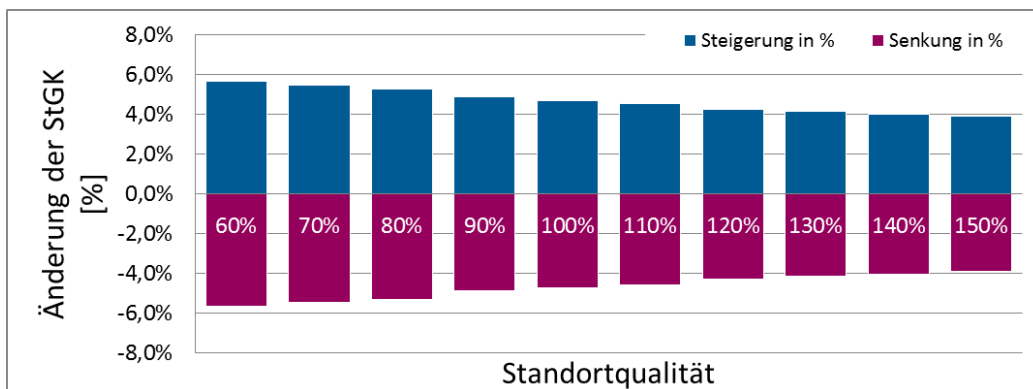


Abbildung 9-2: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Standortqualität, die durch eine Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um 10 % verursacht wird

## 9.2. Variation der Investitionsnebenkosten

Die Variation der Investitionsnebenkosten wirkt sich - wie bereits die Änderung der Hauptinvestitionskosten - auf die Gesamtinvestitionskosten aus. Jedoch liegt der Anteil der Investitionsnebenkosten nur bei 22 % bis 27 % der Gesamtinvestitionskosten eines Windenergieprojektes. In Abbildung 9-3 sind die Auswirkung einer Steigerung bzw. Senkung der Investitionsnebenkosten um jeweils 10 % auf die Stromgestehungskosten dargestellt. Die Auswirkung auf die Stromgestehungskosten fällt mit durchschnittlich etwa 1,5 % deutlich geringer aus, als bei einer Variation der Hauptinvestitionskosten um jeweils 10 %. Dies

ist dadurch begründet, dass der Anteil der Investitionsnebenkosten an der Gesamtinvestition deutlich geringer ausfällt, als der Anteil der Hauptinvestition.

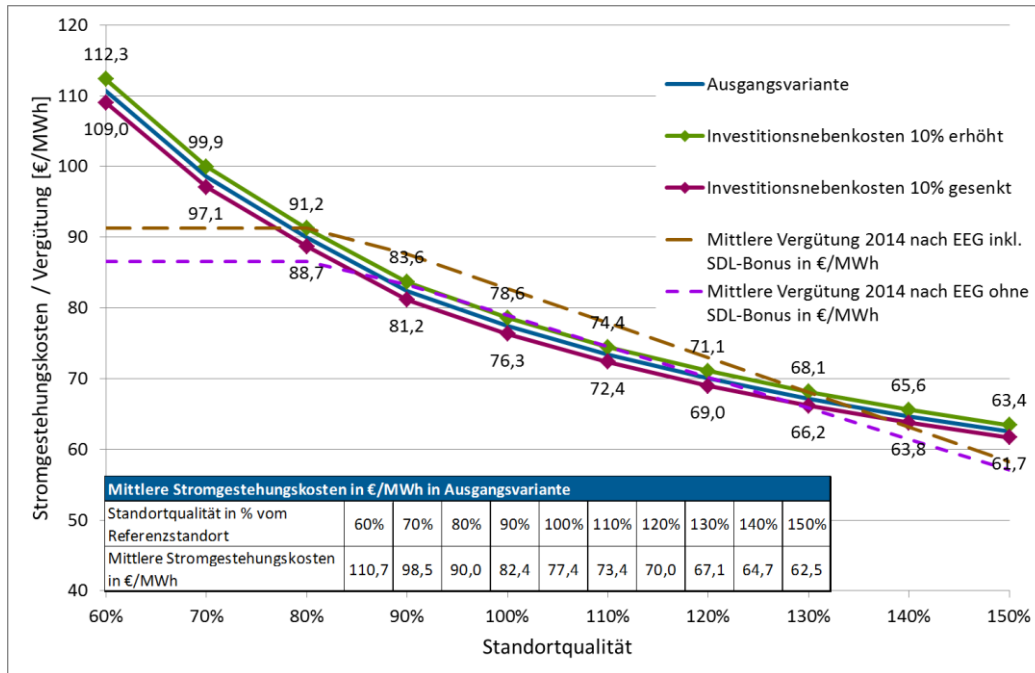


Abbildung 9-3: Erhöhung bzw. Senkung der Investitionsnebenkosten um 10 %

Die Betrachtung der prozentualen Änderung der Stromgestehungskosten in Bezug zur Standortqualität zeigt kaum eine Veränderung (Abbildung 9-4). Der Grund hierfür liegt in der – in Bezug auf die Gesamtinvestitionskosten nur sehr geringen - Veränderung der Investitionsnebenkosten um nur 10%. Da die Investitionsnebenkosten nur 22% bis 27% der Gesamtinvestitionskosten ausmachen, bewirkt eine Änderung der Investitionskosten um 10 % lediglich eine Veränderung der Gesamtinvestitionskosten um 2,5 % bis 3,0 %.

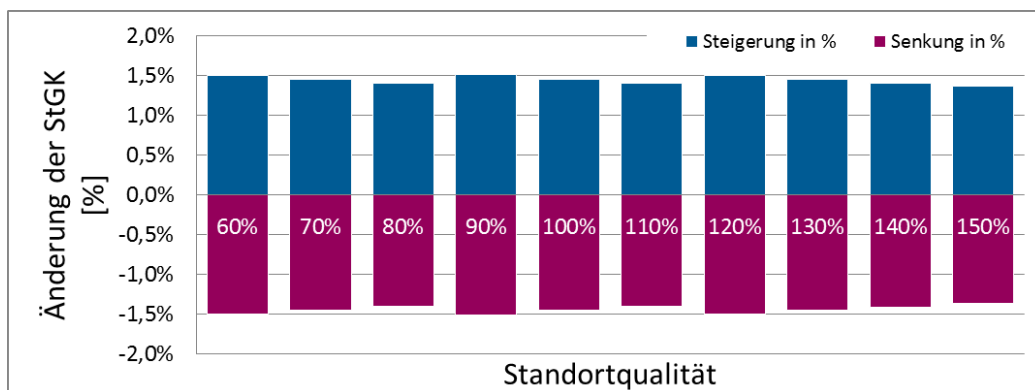


Abbildung 9-4: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung der Investitionsnebenkosten um 10 % verursacht wird

### 9.3. Variation der Betriebskosten

Die Variation der Betriebskosten um 10 % zeigt hingegen deutliche Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten (Abbildung 9-5).

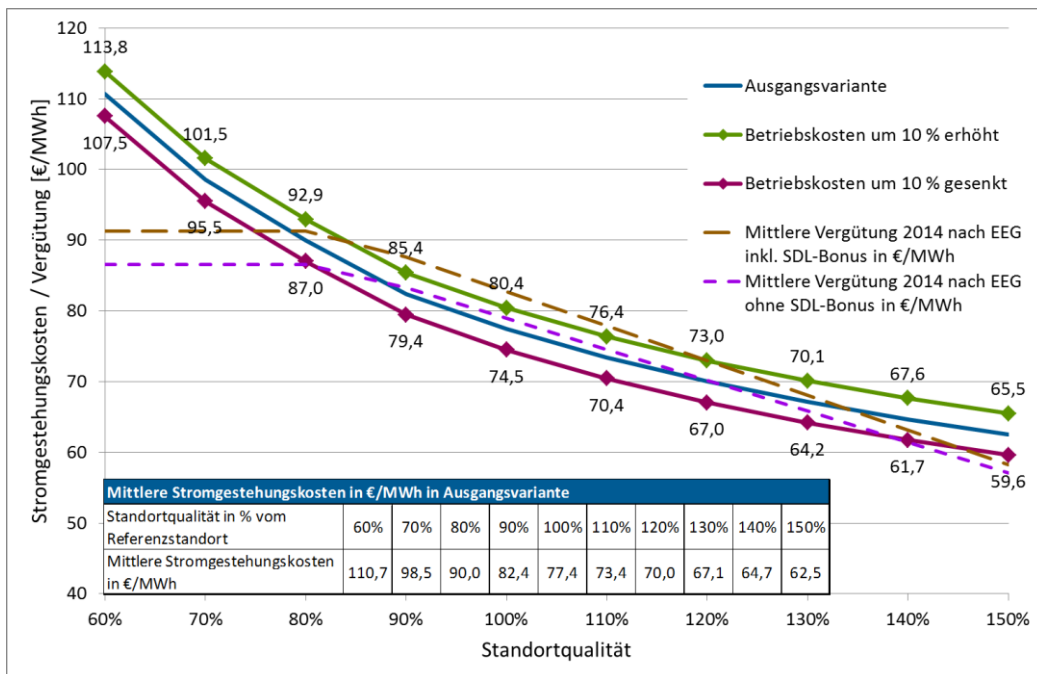


Abbildung 9-5: Erhöhung bzw. Senkung der Betriebskosten um 10 %

Die Darstellung der prozentualen Änderung der Stromgestehungskosten, die durch eine Steigerung bzw. Senkung der Betriebskosten um 10 % verursacht werden, zeigt deutlich, dass die Auswirkungen mit steigender Standortqualität zunehmen. Die Änderungen reichen dabei von 2,9 % für Standorte mit einer Qualität von 60 % bezogen auf den Referenzstandort bis zu 4,7 % bei Standorten mit einer Qualität von 150 %.

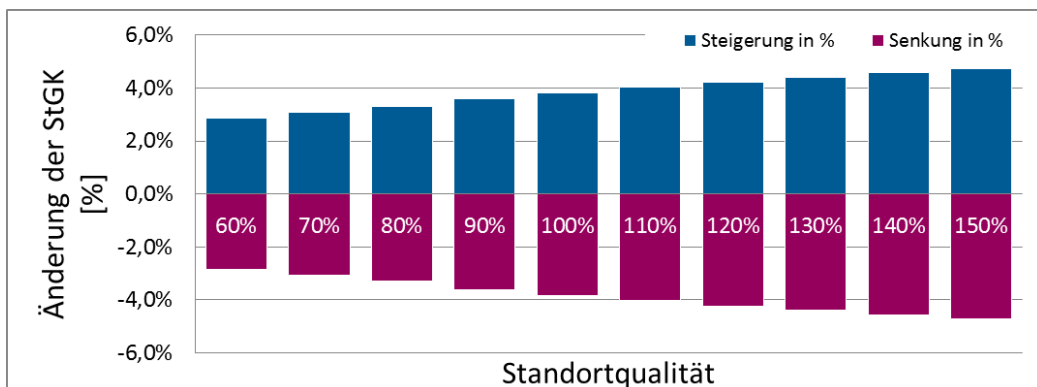
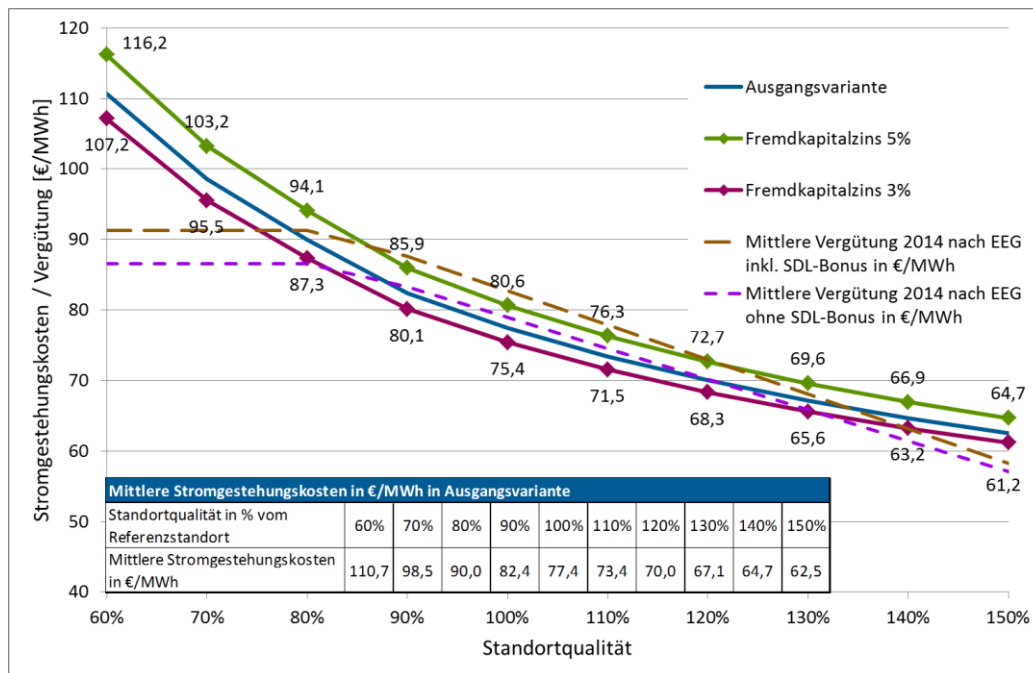


Abbildung 9-6: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch eine Erhöhung bzw. Senkung der Betriebskosten um 10 % verursacht wird

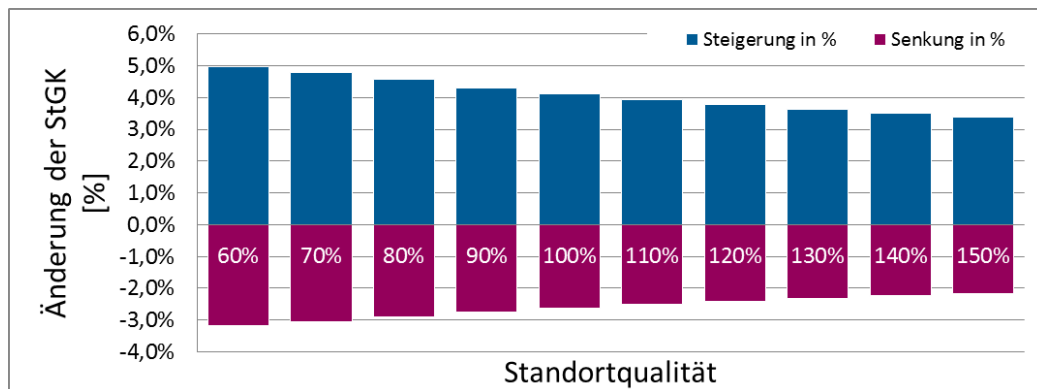
## 9.4. Variation der Fremdkapitalzinsen

Eine Erhöhung des Fremdkapitalzinssatzes auf 5,0 % sowie ein Absenken auf 3,0 % zeigt ebenfalls starke Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Eine Steigerung des Fremdkapitalzinses auf 5 % entspricht dabei einem Wert, der Ende des Jahres 2010 noch als Fremdkapitalzinssatz für Windenergieprojekte bestätigt wurde [Rehfeldt et al. 2011]. Diese Erhöhung führt zu durchschnittlich etwa um 4 % erhöhten Stromgestehungskosten. Die Senkung des Fremdkapitalzinssatzes auf ein Niveau von 3 % lässt die Stromgestehungskosten um durchschnittlich 2,6 % sinken (vgl. Abbildung 9-7).



**Abbildung 9-7: Erhöhung des Fremdkapitalzinssatzes von 3,8 % auf 5,0 % sowie Senkung auf 3,0 %**

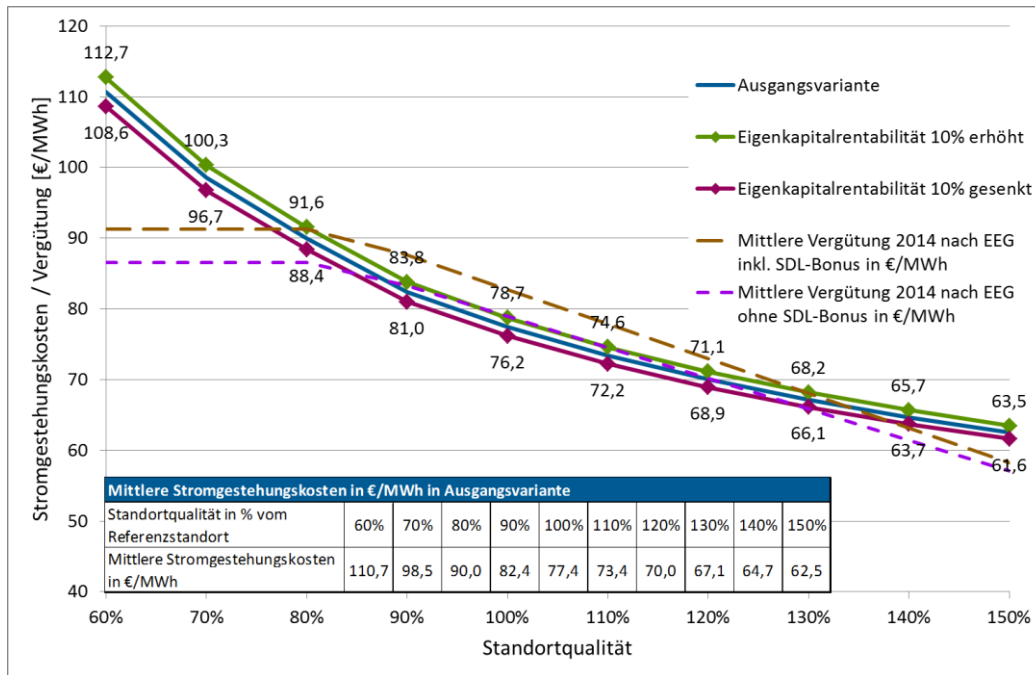
Die prozentuale Auswirkung der Änderung des Fremdkapitalzinses auf die Stromgestehungskosten ist in Abbildung 9-8 dargestellt. Deutlich wird, dass die Änderung des Fremdkapitalzinses eine stärkere Auswirkung auf Standorte mit geringer Standortqualität hat als auf windhöffigere Standorte. An einem 60 %-Standort verursacht die Steigerung des Fremdkapitalzinses eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 5 %, am 150 %-Standort nur um 3,4 %.



**Abbildung 9-8:** Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung des Fremdkapitalzinses der Ausgangsvariante (3,8 %) um 1,2 bzw. 0,8 Prozentpunkte verursacht wird

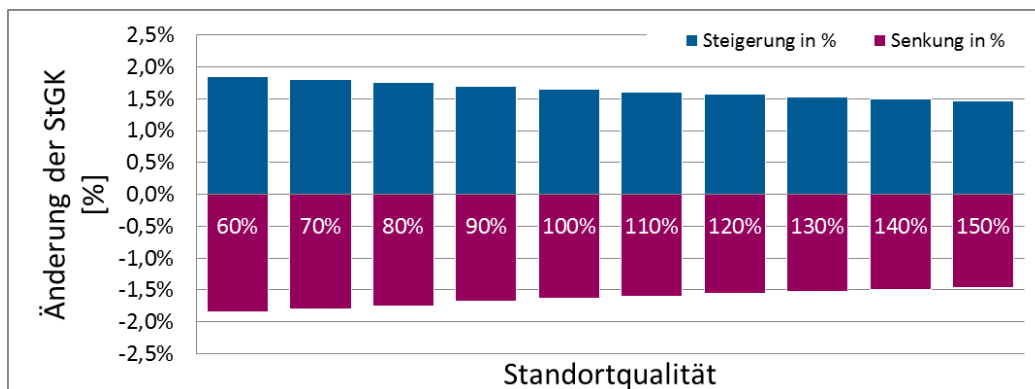
## 9.5. Variation der Eigenkapitalrentabilität

In der Ausgangsvariante (vgl. Kapitel 8.3) wurde die geplante Eigenkapitalrentabilität (EKR) abhängig von der Standortqualität zwischen 8,75 % und 11 % festgelegt, wobei an windschwächeren Standorten eine geringere Eigenkapitalrentabilität vorgesehen wurde als an windstärkeren Standorten. Hierdurch sollte ein Anreiz zur Planung windhöflicher Standorte gegeben werden. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden in Abbildung 9-9 die Auswirkungen einer Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität um jeweils 10 % auf die Stromgestehungskosten dargestellt. Bei dieser Variation der Eigenkapitalrentabilität ergibt sich eine durchschnittliche Änderung der Stromgestehungskosten von 1,6 %.



**Abbildung 9-9: Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität um 10 %**

Die Betrachtung der prozentualen Änderung über die verschiedenen Standortqualitäten, die in Abbildung 9-10 dargestellt ist, zeigt, dass eine Änderung der Eigenkapitalrentabilität stärkere Auswirkungen auf windschwächere Standorte aufweist. An einem 60 %-Standort führt eine Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um 1,9 %. An einem 150 %-Standort führt diese Schwankung der Eigenkapitalrentabilität zu einer Änderung der Stromgestehungskosten von lediglich 1,5 %.



**Abbildung 9-10: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität um 10 % verursacht wird**

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten in der Ausgangsvariante (vgl. Kapitel 8.8) steigt die Eigenkapitalrentabilität mit der Standortqualität, um die Bebauung guter Standorte attraktiver zu machen. Die Eigenkapitalrentabilität variiert somit in der Ausgangsvariante zwischen 8,75 % an 60 %-Standorten und

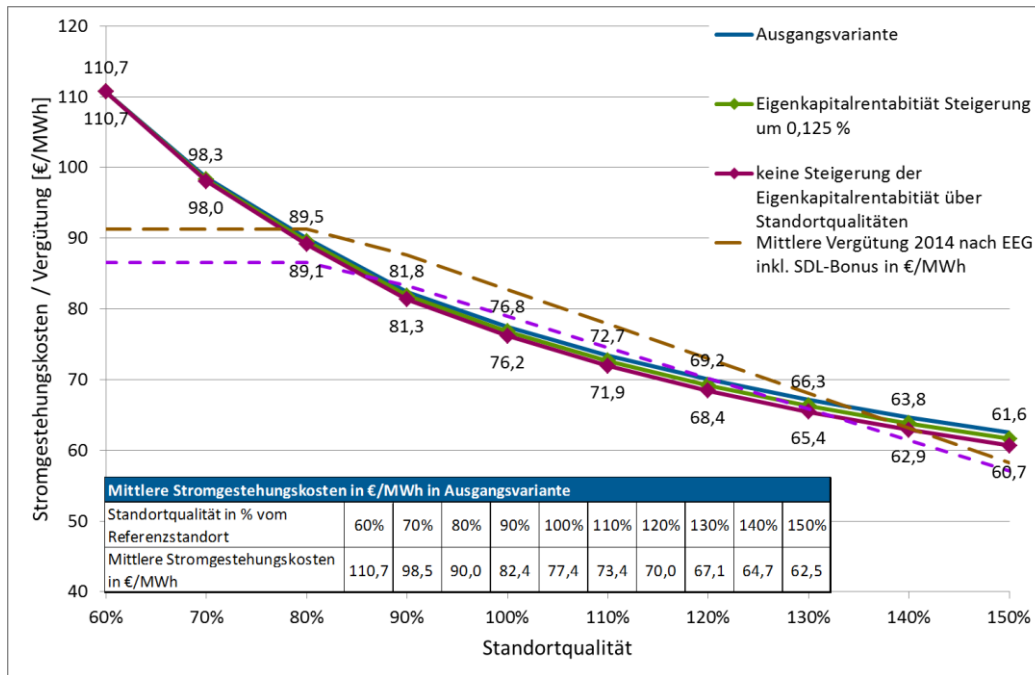


11 % an 150 %-Standorten. Nachfolgend wird untersucht, wie sich die Stromgestehungskosten bei einer Verringerung bzw. einer gänzlichen Aufhebung dieses Anreizes verhalten. In Tabelle 9-1 sind einerseits die Eigenkapitalrentabilität der Ausgangsvariante und andererseits die beiden zu untersuchenden Varianten über der Standortqualität aufgetragen. Um den Anreiz abzumildern wurde in der ersten Variante (dritte Zeile in Tabelle 9-1) die Steigerung der Eigenkapitalrentabilität gegenüber dem Ausgangsfall halbiert. In der zweiten Variante (vierte Zeile in Tabelle 9-1) wurde die Eigenkapitalrentabilität über alle Standortqualitäten mit 8,75 % konstant gehalten.

**Tabelle 9-1: Eigenkapitalrentabilität bei verringertem bzw. aufgehobenem Anreiz zur Bebauung windhöffiger Standorte**

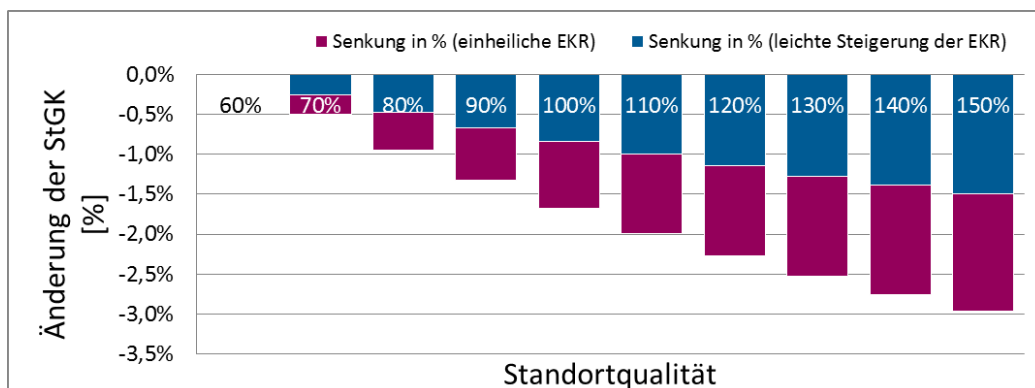
Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Ausgangsvariante (EKR-Steigerung um 0,25 % je 10 % Standortqualität)	8,75%	9,00%	9,25%	9,50%	9,75%	10,00%	10,25%	10,50%	10,75%	11,00%
EKR Steigerung um 0,125 %	8,75%	8,88%	9,00%	9,13%	9,25%	9,38%	9,50%	9,63%	9,75%	9,88%
keine Steigerung der EKR	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%	8,75%

Die durchschnittliche Reduzierung der Stromgestehungskosten, die bei einer Verminderung der Eigenkapitalrentabilität entsteht, beträgt 0,9 %. Bei gänzlicher Aufhebung des Anreizes zur Bebauung windhöffiger Standorte, in dem die Eigenkapitalrentabilität für alle Standortqualitäten bei 8,75 % konstant angenommen wird, ergibt sich eine durchschnittliche Senkung der Stromgestehungskosten um 1,7 %. Die veränderten Kurven der Stromgestehungskosten sind in Abbildung 9-11 dargestellt.



**Abbildung 9-11: Sensibilitätsanalyse - Reduzierung des Anreizes zur Bebauung windhöflicher Standorte**

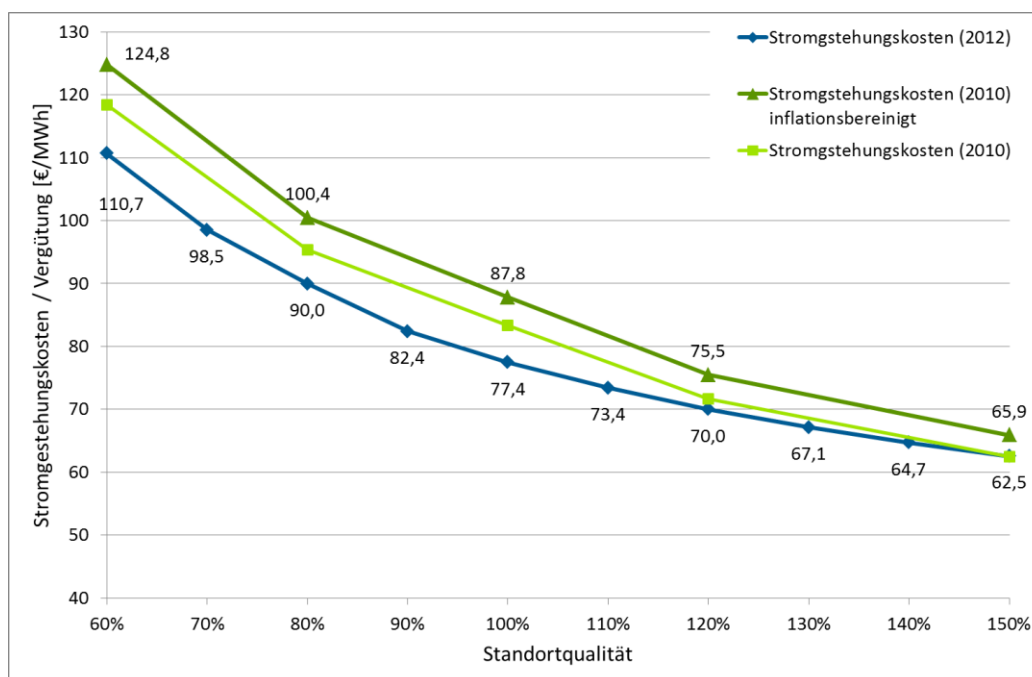
Die in Abbildung 9-12 je Standortqualität ausgewiesene prozentuale Senkung der Stromgestehungskosten zeigt deutlich, dass sich die Reduzierung des Anreizes zur Bebauung guter Standorte stärker auswirkt, je besser die Standortqualität ist. An einem 150 %-Standort werden die Stromgestehungskosten bei einer Reduzierung des Anreizsystems gegenüber dem Ausgangsfall um 1,5 % gemindert. Verzichtet man gänzlich auf diesen Anreiz und führt eine über die Standortqualität konstante Eigenkapitalrentabilität von 8,75% ein, so werden die Stromgestehungskosten an einem 150 %-Standort um 3,0 % vermindert.



**Abbildung 9-12: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Standortqualität bei einer Verminderung bzw. Aufhebung des Anreizes zur Bebauung windhöflicher Standorte**

## 10. Schlussfolgerung

Bei den Stromgestehungskosten der Windenergie an Land handelt es sich um die günstigsten unter den Erneuerbaren Energien. Trotzdem ist es in den letzten zwei Jahren gelungen, die mittleren Stromgestehungskosten nochmals zu reduzieren, wobei insbesondere an Schwachwindstandorten die Kostensenkung besonders groß ausgefallen ist wie nachfolgend beschrieben wird. Wesentlicher Treiber war und ist die Optimierung der Anlagentechnologie, aber auch im Bereich der Investitionsnebenkosten und der Betriebskosten gibt es noch Kostensenkungspotenzial. Hersteller, Betreiber und Projektierer von WEA arbeiten an der Erschließung weiterer Kostensenkungspotenziale, die allerdings aufgrund der Technologiereife und der begrenzten Skaleneffekte nicht mehr in dem Tempo der letzten 10 bis 20 Jahre absehbar sind. Durch die Beseitigung administrativer Hemmnisse insbesondere in Bezug auf die Höhen von WEA können bereits erreichte technologische Optimierungen auch an windstarken Standorten besser zur Anwendung kommen und Kosten weiter sinken.



**Abbildung 10-1: Stromgestehungskosten der Jahre 2012 und 2010 im Vergleich (absolut und inflationsbereinigt in Euro-Werten von 2012) [Rehfeldt et al. 2011]**

In Abbildung 10-1 sind die mittleren Stromgestehungskosten im Jahr 2012 in den Vergleich zu den mittleren Kosten im Jahr 2010 gesetzt. Neben einer inflationsbereinigten Darstellung der Stromgestehungskosten aus dem Jahr 2010 (dunkelgrün in Euro-Werten von 2012) sind auch die absoluten Werte dargestellt [Rehfeldt, et al. 2011].

Aus dieser Abbildung wird deutlich, dass an Standorten mit einer Qualität von 60 % bis 90 % des Referenzertrages die Stromgestehungskosten in den vergangenen Jahren absolut um etwa 6,8 % pro Jahr gesunken sind. Betrachtet man die inflationsbereinigten Werte von 2010, so ergibt sich eine Kostenreduktion von im Durchschnitt ca. 11 %. An windstärkeren Standorten (über 100 %) werden mit steigender Standortqualität geringere Kostenreduktionen erreicht. An einem 150 %-Standort konnte seit 2010 keine Reduktion der absoluten Kosten festgestellt werden. Bei einem Vergleich der inflationsbereinigten Werte ergibt sich allerdings auch bei dieser Standortqualität eine Kostenreduktion um 5,2 %.

Die Kostensenkungen an Standorten mit geringer Windhöffigkeit sind in der zunehmenden Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen begründet. Diese WEA mit einer - bezogen auf die Anlagenleistung - relativ großen Rotorkreisfläche und Nabhöhe sind speziell für windschwache Regionen zertifiziert. Der Einsatz dieser Anlagentechnologie in windstarken Gebieten war daher bisher nicht möglich. Diese technischen Entwicklungen zeigen jedoch, dass erhebliche Kostensenkungspotenziale bei einer standortspezifischen Anlagenauslegung erreicht werden konnten, die zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten führten. Ein Vergleich der spezifischen Kosten der WEA (Kapitel 5.3) hat ergeben, dass seit 2008 aufgrund dieser technischen Entwicklung die spezifischen Anlagenkosten in €/m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche um ca. 15 % reduziert werden konnten.

Die Optimierung von WEA (z.B. im Bereich der Rotorblätter, durch eine Gewichtsreduktion aufgrund der Verwendung entsprechend hochfester, leichter Materialien oder durch die Erhöhung der Zuverlässigkeit der WEA) kann zu Effizienzsteigerungen im Prozentbereich führen. Diese Entwicklungen sind insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden internationalen Konkurrenz von großer Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Bei den Investitionsnebenkosten konnte aufgrund des Einsatzes immer größerer, leistungsstärkerer WEA seit der letzten Kostenanalyse im Jahr 2010 eine leichte Reduktion der spezifischen Investitionsnebenkosten in €/kW festgestellt werden (vgl. Kapitel 6.3).

Die Betriebskosten sind geprägt von personalintensiven Leistungen (z.B. Wartung, Reparatur und Betriebsführung), die üblichen Preissteigerungen unterliegen. Jedoch weisen die Analysen der letzten Jahre bei spezifischer Betrachtung in €/kW eine kontinuierliche Kostenreduktion auf (vgl. Kapitel 7.4), die auch auf die Errichtung immer größerer, leistungsstärkerer WEA zurückgeführt werden kann.

Investitionsnebenkosten als auch die Betriebskosten variieren ähnlich wie die Hauptinvestitionskosten standortspezifisch relativ stark. So weisen die erhobenen Daten bei den Investitionsnebenkosten eine Standardabweichung von 39,6 %, bei den Betriebskosten in der ersten Dekade von 24,9 % und in der zweiten Dekade von 34,0 % auf. Bei der Betrachtung der Stromgestehungskosten muss daher berücksichtigt werden, dass es sich um mittlere Werte handelt, die bei unterschiedlichen Windenergieprojekten aufgrund der standortspezifischen Kostensituation zum Teil großen Schwankungen unterliegen.

Neben der rein technischen Entwicklung sind seit der Untersuchung der Kostensituation im Jahr 2010 insbesondere die Kapitalkosten aufgrund des momentan historisch niedrigen Leitzinses gesunken (vgl. Kapitel 8.4.3). Allein die Entwicklung des Fremdkapitalzinses seit 2010 hat zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von durchschnittlich 4 % geführt, wobei die Auswirkungen der Änderung des Fremdkapitalzinses auf die Stromgestehungskosten bei windschwachen Standorten noch deutlich höher ausfallen (vgl. Kapitel 9.4). Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung muss festgestellt werden, dass eine weitere Reduzierung der Fremdkapitalkosten nicht zu erwarten ist. Der Leitzins der EZB lag im September 2013 bei 0,5 % und ist Anfang November 2013 auf 0,25 % gesunken, sodass eine weitere Senkung des Leitzinses (von der momentan nicht auszugehen ist) kaum noch einen Effekt auf den Fremdkapitalzins für Windenergieprojekte hätte (vgl. Kapitel 8.4.3). Die wahrscheinlichere Variante einer Zinssteigerung hingegen, würde zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten für WEA führen. Betrachtet man die Zinssätze der für Windenergieprojekte genutzten KfW-Programme, so ist mittlerweile bereits eine Steigerung festzustellen. In 2009 lagen die Zinssätze für KfW-Programme mit 10-jähriger Laufzeit bei 5,8 %, sanken anschließend auf 3,4 % im Jahr 2010 und stiegen in 2011 wieder auf 4,5 % an. Der Tiefstwert wurde Ende 2012 mit etwa 2,0 % erreicht und ist seit diesem Zeitpunkt wieder auf über 3,0 % angestiegen (vgl. Kapitel 8.4.3).

Schwankungen bzw. Steigerungen insbesondere bei den Fremdkapitalkosten müssen daher zukünftig durch Kostensenkungspotenziale in anderen Bereichen kompensiert werden. Bei der technischen Optimierung der WEA, den Investitionsnebenkosten und auch bei den Betriebskosten sind Kostensenkungspotenziale erreichbar. Ein großes Kostensenkungspotenzial konnte in den letzten Jahren bei der standortspezifischen Auslegung von WEA in windschwächeren Regionen festgestellt werden. Durch die Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen mit großen Rotorkreisflächen bezogen auf die installierte Leistung und großen Nabenhöhen ist es gelungen für Standorte

mit geringerem Windpotenzial die Stromgestehungskosten deutlich zu senken. Wenn es gelingt auch an windhöffigeren Standorten eine entsprechende Anlagenauslegung umzusetzen, dann könnten auch in diesen Regionen weitere Kostensenkungspotenziale entstehen. Jedoch stehen dieser standortspezifischen Anlagenauslegung viele administrative Hemmnisse gegenüber. So ist insbesondere im norddeutschen Raum die Bereitschaft der Genehmigungsbehörden WEA mit großen Gesamthöhen zuzulassen sehr begrenzt. Deutlich wird diese Situation bei einem Vergleich der durchschnittlichen Gesamthöhen der in den verschiedenen Bundesländern errichteten WEA [Rehfeldt et al. 2013]. Während die im ersten Halbjahr 2013 errichteten WEA in den Bundesländern Rheinland-Pfalz, Hessen und Bayern durchschnittliche Gesamthöhen zwischen 180 und 200 m aufwiesen, lagen die durchschnittlichen Gesamthöhen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen nur zwischen 120 und 160 m. Die Genehmigung von WEA mit großen Gesamthöhen ist jedoch eine Grundvoraussetzung, um zukünftig nennenswerte Kostensenkungspotenziale auch in diesen Regionen mit Hilfe standortspezifischer Anlagenauslegung zu erreichen.

## Literaturverzeichnis

---

- [BDB 2009 -2011] <http://www.btrdb.de> (Stand: April 2013)
- [BLB 2013] Interview mit Bremer Landesbank Juli bis September 2013
- [DCTI 2009] Deutsches CleanTech Institut: CleanTech Studienreihe Band 2 Windenergie (2009)
- [EEG 2000] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 29. März 2000 (BGBl. I 2000, S. 305) a.F.
- [EEG 2004] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I 2003, Seite 3074) a.F.
- [EEG 2009] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I 2008 S. 2074) a.F.
- [EEG 2012] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I 2008 S. 2074) zuletzt geändert durch das Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften (BGBl. I S. 2730, 2743 f.)
- [Ender 2009 - 2011] Ender, Carsten: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2009 bis 31.12.2011. DEWI Magazin Nr.37 – 41, (2009 – 2011).
- [Ender et al. 2002] Ender, C.; Neumann, T.; Molly, J.P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland. DEWI Magazin Nr. 21 (2002)
- [GWEC 2013] Fried, Lauha; Sawyer, Steve; Shukla; Shrutij; Qiao, Liming (Global Wind Energy Council): Global Wind Report - Annual market update 2012 (2013)
- [LME 2013] <http://www.lme.com/en-gb/metals/> (letzter Zugriff: 19 September 2013)
- [SDLWindV 2011] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung) vom 3. Juli 2009 (BGBl. I 2009, S. 1734), zuletzt geändert am 4. August 2011 durch Art. 4 des Gesetzes zur Neuregelung des

Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (BGBl. I 2011 S. 1634)

- [StrEG 1990] Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633) (BGBl. III 754-9) zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 734) a.F.
- [Rehfeldt 2000] Rehfeldt, Knud: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.1999. DEWI Magazin Nr. 16, (Februar 2000)
- [Rehfeldt et al. 1999] Rehfeldt, Knud; Schwenk, Bärbel: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland (1999)
- [Rehfeldt et. al. 2008] Rehfeldt, Knud; Wallasch, A: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6 Stromerzeugung aus Windenergie (2008)
- [Rehfeldt et al. 2013] Rehfeldt, Knud; Wallasch, Anna-Kathrin; Ekkert, Martha: Status des Windenergieausbaus in Deutschland – 1. Halbjahr 2013
- [Rehfeldt, Engelbrecht et al. 2013] Rehfeldt, Knud; Engelbrecht, Bilke; Wallasch, Anna-Kathrin: Standortdifferenziertes Vergütungsmodell für die Windenergie – Vergleich aktuell diskutierter Optionen (2013)
- [Rehfeldt et al. 2011] Rehfeldt, K.; Wallasch, A.; Wallasch, J.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIe Windenergie (2011)
- [www.dowjones-metals.de] <http://www.dowjones-metals.de/barclays-korrigiert-basismetallprognose-nach-unten/> (letzter Zugriff: 19. September 2013)
- [www.stahlpreise.eu] <http://www.stahlpreise.eu/2013/09/prognose-2014-stahlpreise-steuern-auf.html> (letzter Zugriff: 19. September 2013)



[www.rohstoff-welt.de] <http://www.rohstoff-welt.de/news/artikel.php?sid=45075#Kupfer-China-nimmt-wieder-Fahrt-auf> (letzter Zugriff: 19. September 2013)

## Abkürzungsverzeichnis

---

BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EKR	Eigenkapitalrentabilität
FKZ	Fremdkapitalzinssatz
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
NH	Nabenhöhe
P	Nennleistung
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung
StGK	Stromgestehungskosten
StrEG	Stromeinspeisegesetz
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
WEA	Windenergieanlagen

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1-1:	Mittlere Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land.....	4
Abbildung 2-1:	Laufzeit der Anfangsvergütung sowie der Grundvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität .....	10
Abbildung 2-2:	Inflationsbereinigte mittlere EEG-Vergütung am Referenzstandort (100 % - Standortqualität) (in € von 2012)	11
Abbildung 3-1:	Struktur der Analyse der Kostensituation der Windenergienutzung an Land.....	13
Abbildung 4-1:	Datenbasis der Herstellerdaten in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Nabenhöhe (NH).....	15
Abbildung 4-2:	Verteilung der erhobenen Daten auf das Installationsjahr des jeweiligen Windparks .....	17
Abbildung 4-3:	Verteilung der erhobenen Daten auf Postleitzahlgebiete.....	17
Abbildung 5-1:	Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung in Abhängigkeit von Leistungsklasse und Nabenhöhe .....	20
Abbildung 5-2:	Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW nach Leistungsklassen und Nabenhöhen im Zeitverlauf von 1998 bis 2012 (Bezugsjahr 2012) [Rehfeldt et al. 1999, Ender et al. 2002, Rehfeldt et al. 2008, Rehfeldt, Wallasch et al. 2011] .....	22
Abbildung 6-1:	Durchschnittliche Anteile der unterschiedlichen Kostengruppen an den Investitionsnebenkosten von Windenergieprojekten.....	26
Abbildung 6-2:	Durchschnittliche spezifische Investitionsnebenkosten eines Windenergieprojekts in €/kW mit Standardabweichung der gesamten Investitionsnebenkosten .....	27
Abbildung 6-3:	Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf (Bezugsjahr 2012).....	28
Abbildung 7-1:	Wartungskonzepte von Windenergieanlagen zu Beginn der Betriebszeit (in % der installierten Leistung).....	31
Abbildung 7-2:	Derzeit geplante Wartungskonzepte nach Ablauf des Vollwartungsvertrags (in % der installierten Leistung) .....	32

Abbildung 7-3: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten von WEA in €/kW mit Standardabweichung der gesamten Betriebskosten .....	33
Abbildung 7-4: Anteil der verschiedenen Kostengruppen an den Betriebskosten in den Jahren 1 - 10 und 11 - 20 .....	34
Abbildung 7-5: Inflationsbereinigte mittlere spezifische Betriebskosten im Zeitverlauf (Bezugsjahr 2012) .....	34
Abbildung 8-1: Windzonen in Deutschland (DIN 1055-4) .....	38
Abbildung 8-2: Verteilung der zwischen 2009 und 2011 installierten Windenergieanlagen auf Standortqualitäten unter Berücksichtigung des Windindex von 2006 und von 2011, die zur Erstellung von Energieertragsprognose verwendet werden [Datenbasis: BDB 2009-2011, Rehfeldt, Engelbrecht et al. 2013] .....	41
Abbildung 8-3: Durchschnittliche Stromgestehungskosten nach Standortqualität entsprechend den Eingangsparametern aus Tabelle 8-3 .....	43
Abbildung 8-4: Attraktivität eines Windenergieprojekts für Investoren .....	46
Abbildung 8-5: Ertragsrisiko von Windenergieprojekten .....	47
Abbildung 8-6: Leitzinssatz der EZB und effektiver Endkreditnehmerzinssatz inkl. üblicher Bankenmarge verschiedener für Windenergieprojekte genutzter KfW-Kredite[BLB 2013] .....	52
Abbildung 9-1: Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um 10 % .....	55
Abbildung 9-2: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Standortqualität, die durch eine Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um 10 % verursacht wird .....	55
Abbildung 9-3: Erhöhung bzw. Senkung der Investitionsnebenkosten um 10 % .....	56
Abbildung 9-4: Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung der Investitionsnebenkosten um 10 % verursacht wird .....	56
Abbildung 9-5: Erhöhung bzw. Senkung der Betriebskosten um 10 % .....	57

Abbildung 9-6:	Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch eine Erhöhung bzw. Senkung der Betriebskosten um 10 % verursacht wird.....	57
Abbildung 9-7:	Erhöhung des Fremdkapitalzinssatzes von 3,8 % auf 5,0 % sowie Senkung auf 3,0 % .....	58
Abbildung 9-8:	Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung des Fremdkapitalzinses der Ausgangsvariante (3,8 %) um 1,2 bzw. 0,8 Prozentpunkte verursacht wird .....	59
Abbildung 9-9:	Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität um 10 % .....	60
Abbildung 9-10:	Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten nach Standortqualität, die durch Erhöhung bzw. Senkung der Eigenkapitalrentabilität um 10 % verursacht wird .....	60
Abbildung 9-11:	Sensibilitätsanalyse - Reduzierung des Anreizes zur Bebauung windhöffiger Standorte.....	62
Abbildung 9-12:	Prozentuale Änderung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Standortqualität bei einer Verminderung bzw. Aufhebung des Anreizes zur Bebauung windhöffiger Standorte.....	62
Abbildung 10-1:	Stromgestehungskosten der Jahre 2012 und 2010 im Vergleich (absolut und inflationsbereinigt in Euro-Werten von 2012) [Rehfeldt et al. 2011].....	63

## Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1-1:	Mittlere Hauptinvestitionskosten.....	2
Tabelle 1-2:	Mittlere Investitionsnebenkosten .....	2
Tabelle 1-3:	Mittlere Betriebskosten.....	3
Tabelle 8-1:	Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten .....	37
Tabelle 8-2:	Anlagenkonfiguration in Abhängigkeit der Standortqualität .	39
Tabelle 8-3:	Eingangsparameter und Stromgestehungskosten .....	42
Tabelle 9-1:	Eigenkapitalrentabilität bei verringertem bzw. aufgehobenem Anreiz zur Bebauung windhöffiger Standorte .....	61



Bearbeitung:

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Berichtsnummer: SP13007A1

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, November 2013