



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

**ENVIDATEC**  
ENERGIEEFFIZIENT IN DIE ZUKUNFT

**Hochschule für Angewandte Wissenschaften  
Fakultät Life Sciences**

**Direktvermarktung von Strom aus Windkraft – Wirtschaftliche und  
technische Anforderungen**

**Bachelorarbeit  
im Studiengang Umwelttechnik**

**vorgelegt von:**

**Markus Hoppe  
Matrikelnr.: 1952367**

**Hamburg  
Am 27. September 2013**

**Prüfer:**

**Prof. Dr. Heiner Kühle (HAW Hamburg)  
Dipl.-Ing. (FH) Peer Schuback (Envidatec GmbH, Hamburg)**

**Die Abschlussarbeit wurde betreut von der Firma Enevidatec GmbH**

## Inhalt

<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>III</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>IV</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>IV</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>- 6 -</b>
<b>2 MOTIVATION .....</b>	<b>- 6 -</b>
<b>3 ENTWICKLUNG DES EEG .....</b>	<b>- 8 -</b>
3.1 STROMEINSPEISUNGSGESETZ (STREG) .....	- 8 -
3.2 EEG 2000.....	- 8 -
3.3 EEG 2009.....	- 9 -
3.4 AUSWIRKUNGEN DES EEG .....	- 9 -
<b>4 EEG 2012 .....</b>	<b>- 12 -</b>
4.1 VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN EE DURCH DAS EEG .....	- 12 -
4.1.1 <i>Einspeisevergütung nach § 16 ff EEG</i> .....	- 12 -
4.2 DIREKTVERMARKTUNG .....	- 14 -
4.2.1 <i>Voraussetzungen zur Direktvermarktung</i> .....	- 14 -
4.2.2 <i>Direktvermarktung - Inanspruchnahme der Marktprämie</i> .....	- 15 -
4.2.3 <i>Direktvermarktung zur Minderung der EEG-Umlage</i> .....	- 17 -
4.2.4 <i>Anteilige Direktvermarktung</i> .....	- 18 -
4.3 WÄLZUNGSMECHANISMUS .....	- 18 -
4.3.1 <i>Übertragungsnetz</i> .....	- 18 -
4.3.2 <i>Verteilnetz</i> .....	- 19 -
4.3.3 <i>Regelzone</i> .....	- 19 -
4.3.4 <i>Bilanzkreis</i> .....	- 19 -
4.3.5 <i>Funktionsprinzip des Wälzungsmechanismus</i> .....	- 20 -
<b>5 TECHNISCHE ANFORDERUNG AN WEA.....</b>	<b>- 22 -</b>
5.1 WIRKLEISTUNGSREDUZIERUNG .....	- 22 -
5.2 BLINDLEISTUNGSABGABE.....	- 23 -
5.3 FERNSTEUERUNG ÜBER FUNKRUNDSTEUERUNG .....	- 25 -
5.4 STEUERBOX MIT FERNWIRKTECHNIK.....	- 26 -
<b>6 STROMHANDEL AN DER EUROPEAN ENERGIE EXCHANGE .....</b>	<b>- 27 -</b>
6.1 TERMINMARKT .....	- 27 -
6.1.1 <i>Phelix-Futures</i> .....	- 28 -
6.1.2 <i>Phelix-Optionen</i> .....	- 29 -
6.2 SPOTMARKT .....	- 30 -
6.2.1 <i>Day-Ahead-Markt</i> .....	- 30 -
6.2.2 <i>Intraday-Markt</i> .....	- 31 -
6.2.3 <i>Herkunftsnachweis EE</i> .....	- 31 -
6.3 ERMITTLUNG DES STROMPREISES.....	- 31 -
6.4 CLEARING.....	- 32 -
6.5 MERIT-ORDER-EFFEKT .....	- 32 -
<b>7 WETTERPROGNOSEN.....</b>	<b>- 34 -</b>

7.1	NOWCASTING .....	- 34 -
7.2	KÜRZESTFRISTPROGNOSE .....	- 34 -
7.3	KURZFRISTPROGNOSE .....	- 35 -
7.4	HÖHENABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT .....	- 35 -
7.5	WETTERDATEN FALLBEISPIEL WINDPARK ROSACKER .....	- 39 -
<b>8</b>	<b>STROMERZEUGUNGSPROGNOSE.....</b>	<b>- 40 -</b>
<b>9</b>	<b>ANALYSE .....</b>	<b>- 43 -</b>
9.1	DIREKTVERMARKTUNG - FALLBEISPIEL ROSACKER .....	- 43 -
9.1.1	<i>Wetterprognose für WEA.....</i>	- 43 -
9.1.2	<i>Windenergieprognose WEA.....</i>	- 45 -
9.1.3	<i>Bedeutung für den Stromhandel .....</i>	- 47 -
9.1.4	<i>Auswirkungen auf den Stromhandel .....</i>	- 48 -
9.1.5	<i>Wirtschaftlichkeit.....</i>	- 49 -
9.2	DIREKTVERMARKTUNG - DEUTSCHLAND .....	- 50 -
<b>10</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>- 53 -</b>
<b>11</b>	<b>ANHANG .....</b>	<b>- 54 -</b>
<b>12</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>VII</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Installierte Leistung EE in Deutschland [3]	- 8 -
Abbildung 2	Zuwachs installierter Windenergieleistung [6]	- 10 -
Abbildung 3	Entwicklung der Windenergieeinspeisung in Deutschland [9]	- 10 -
Abbildung 4	Zuwachs von Windparks in Deutschland [9]	- 11 -
Abbildung 5	Wechselfristen für Vermarktungsformwechsel [10]	- 15 -
Abbildung 6	Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber [16]	- 19 -
Abbildung 7	Ablaufschema des Wälzungsmechanismus [18]	- 21 -
Abbildung 8	Wirkleistungsreduzierung bei zu hoher Netzfrequenz [21]	- 23 -
Abbildung 9	Spannungsabhängiges Blindleistungsverhalten $\cos\varphi$ (U) von Erzeugungsanlagen mit variablen Verschiebungsfaktor [23]	- 24 -
Abbildung 10	Blindleistungsbereiche in Abhängigkeit der Netzspannung und $\cos\varphi$ [21]	- 25 -
Abbildung 11	Unternehmensstruktur der EEX AG [22]	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 12	Merit Order Effekt verursacht durch EE [28]	- 33 -
Abbildung 13	Darstellung Ekman-Spirale für die Nordhalbkugel der Erde [31]	- 35 -
Abbildung 14	Aufbau der atmosphärischen Grenzschichten	- 36 -
Abbildung 15	Leistungskennlinie Vestas V52-850 kW bei 104,2 dB [38]	- 41 -
Abbildung 16	Prognostizierte Windgeschwindigkeit Region Schleswig	- 44 -
Abbildung 17	Luftdichte 1,5 km nordöstlich des Anlagenstandorts	- 44 -
Abbildung 18	Abbildung der prognostizierten und Erzeugten Leistung der Vestas V52-850kW	- 45 -
Abbildung 19	Prognosegüte dargestellt durch die Häufigkeitsverteilung zur Abweichung der Ist- zur Soll-Leistung	- 46 -
Abbildung 20	An der EEX durch Prognose handelbare elektrische Arbeit	- 47 -
Abbildung 21	relative Häufigkeitsverteilung zur Prognoseabweichung der Windenergieleistung für Deutschland	- 50 -

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Einspeisevergütung von Windenergie [10].....	- 13 -
Tabelle 2 Energieträgerspezifischer Marktwert [12].....	- 16 -
Tabelle 3 Anlagenspezifischer Referenzmarktwert [12] .....	- 16 -
Tabelle 4 Managementprämie für Strom aus WEA [10].....	- 17 -
Tabelle 5 Produktpalette Terminmarkt EEX [22] .....	- 28 -
Tabelle 6 Terminmarkt Futures der EEX [22] .....	- 29 -
Tabelle 7 Typenoberflächen in Abhängigkeit zum Grenzschichtexponenten [33] S. 137 .....	- 37 -
Tabelle 8 Übersicht Rauheitslängen zu Geländeoberflächen [34].....	- 38 -
Tabelle 9 Leistungstabelle der Vestas V52-850 kW in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Luftdichte [38] S. ....	- 42 -
Tabelle 10 Auswertung der Häufigkeitsverteilung zur Prognosegüte.....	- 46 -
Tabelle 11 Gesamte Ist-, Soll- und vermarktungsfähige Arbeit Vestas V52-850 kW (Februar 2013) .....	- 48 -
Tabelle 12 Berechnung des zusätzlichen Erlöses durch die Direktvermarktung ..	- 49 -
Tabelle 13 reale und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2012.....	- 51 -
Tabelle 14 reale und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2013.....	- 51 -

## Abkürzungsverzeichnis

BK: Bilanzkreis

ECC: European Commodity Clearing

EE: Erneuerbare Energien

EEA: Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (unabhängig ob nach EEG vergütet)

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien)

EEX: European Energy Exchange

EV: Anzulegender Wert (Einspeisevergütung)

EVU: Energieversorgungsunternehmen

HKN: Herkunftsnachweis

MP: Marktprämie

MW: Marktwert

NCEP: National Centers for Environmental Prediction

NOAA: National Oceanic and Atmospheric Administration

P<sub>M</sub>: Managementprämie

RW: Referenzmarktwert

SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen

StrEG: Stromeinspeisungsgesetz

ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

VNB: Versorgungsnetzbetreiber

WEA: Windenergieanlage

# 1 Einleitung

Da die Ressourcen fossiler Brennstoffe endlich sind und deren Nutzung Umweltverschmutzung und Klimawandel hervorrufen, ist ein Umdenken in der Energieversorgung unumgänglich. Regenerative Energiequellen stellen aus ökologischer und ökonomischer Sicht eine nachhaltige Lösung dar. Sie sind klimafreundlich, entlasten die Umwelt und sind in nahezu unbegrenztem Umfang vorhanden. Insbesondere Windenergie, Photovoltaik und Energie aus Biomasse stellen aufgrund der geographischen und klimatischen Bedingungen in Deutschland eine wirtschaftliche Option dar.

Der steigende Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Energieversorgung Deutschlands führt jedoch zu einer neuen Problemstellung. Regenerative Energien wie Windenergie und Photovoltaik treten fluktuierend auf und stehen somit nicht stetig bei Bedarf bereit. Somit wird der erzeugte Strom nicht unbedingt vom Verbraucher genutzt oder umgekehrt der Bedarf nicht durch die Stromerzeugung gedeckt. Es besteht also je nach Situation ein temporäres Über- oder Unterangebot an regenerativ erzeugter Leistung. Die Stromerzeugung zu reduzieren, stellt eine Möglichkeit der Steuerung dar. Dadurch wird jedoch die Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-neutralen Stromerzeugung ausgesetzt und die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbare Energien Anlage (EEA) gesenkt.

Eine logische Option bestünde darin, den temporär überschüssigen Strom zu speichern. Die Speicherung in Form von potentieller Energie durch Pumpspeicherwerke ist in Deutschland aufgrund geographischer Verhältnisse nicht bedarfsdeckend zu realisieren und das Potential bereits weitestgehend erschöpft. Die Speicherung mittels Akkumulatoren ist sehr kostenintensiv und auf den bestehenden Bedarf an Energiespeicherung ebenfalls nicht anwendbar.

Um die Energieerzeugung in Erneuerbare Energie Anlagen nicht zu reduzieren, müssen die Verbrauchsplanung als auch der Fahrplan konventioneller Kraftwerke flexibel sein, um die Abnahme des regenerativ erzeugten Stromes zu gewährleisten. Das im Erneuerbare Energien-Gesetz-2012 enthaltene Modell der Direktvermarktung zielt darauf ab, die EE in den konventionellen Strommarkt effizient zu integrieren und der Stromvermarktung und -erzeugung sowie dem Verbrauch eine höhere Flexibilität abzuverlangen.

# 2 Motivation

Das deutsche Stromversorgungsnetz wird durch den Zuwachs an installierter Windleistung zunehmende belastet [1]. Ein Grund dafür ist der Vorteil Norddeutschlands, wegen der Küs-

tennähe und der weitläufig ebenen Flächen eine höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeit vorzuweisen. Das bewirkt im Norden einen weitaus höheren Zuwachs an installierter Windenergie als in Süddeutschland (siehe Abbildung 4). Im Zusammenhang mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie, der Bayern fünf Atomkraftwerke zur Stromversorgung nahm, führt dieser Umstand besonders im Netz des Übertragungsnetzbetreibers Tennet, das den Norden mit dem Süden Deutschlands verbindet (siehe Abbildung), zu einer Überbelastung des Deutschen Stromnetzes [1]. Um dem entgegenzutreten, soll das EEG 2012 durch den Anreiz einer MP, Anlagenbetreiber dazu bewegen, den Erneuerbare Energien Strom, soweit möglich, bedarfsorientiert zu erzeugen und zu vermarkten [2]. Wie die wirtschaftliche und technische Realisierung erfolgt, soll Gegenstand dieser Abschlussarbeit sein.

### 3 Entwicklung des EEG

#### 3.1 Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)

Das StrEG wurde maßgeblich vom CSU-Abgeordneten Matthias Engelsberger entworfen und am 7. Dezember verabschiedet. Motiviert durch Preisverhandlungen zwischen dem Verband für bayerische Wasserkraftwerke und den Netzbetreibern entstand der Gesetzesentwurf zum StrEG in dem die Abnahme regenerativer Energien durch die öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die gesetzliche Verpflichtung zur Vergütung erstmalig in Deutschland festgehalten wurde [3] S 99. Zu den regenerativen Energien gehört „Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft gewonnen wird“ [3]. Da Erneuerbare Energien in der Vergangenheit eher eine Minderheit auf dem Energiemarkt darstellten, war dieses Gesetz weniger komplex als die daraus resultierende Neuverfassung des EEG, das im Jahr 2000 verabschiedet und daraufhin in den Jahren 2004, 2009 und 2012 novelliert wurde.

#### 3.2 EEG 2000

In Kraft trat das EEG am 1. April 2000 mit der Zielsetzung, den Anteil EE an der Stromversorgung bis 2010 zu verdoppeln um Klima und Umwelt zu entlasten. Um Anlagenbetreibern eine hohe Investitionssicherheit zu bieten, wurden Mindestvergütungssätze über einen Zeitraum von 20 Jahren energieformspezifisch definiert und die vorrangige Abnahme EE durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU) vorgeschrieben. [4] § 9.

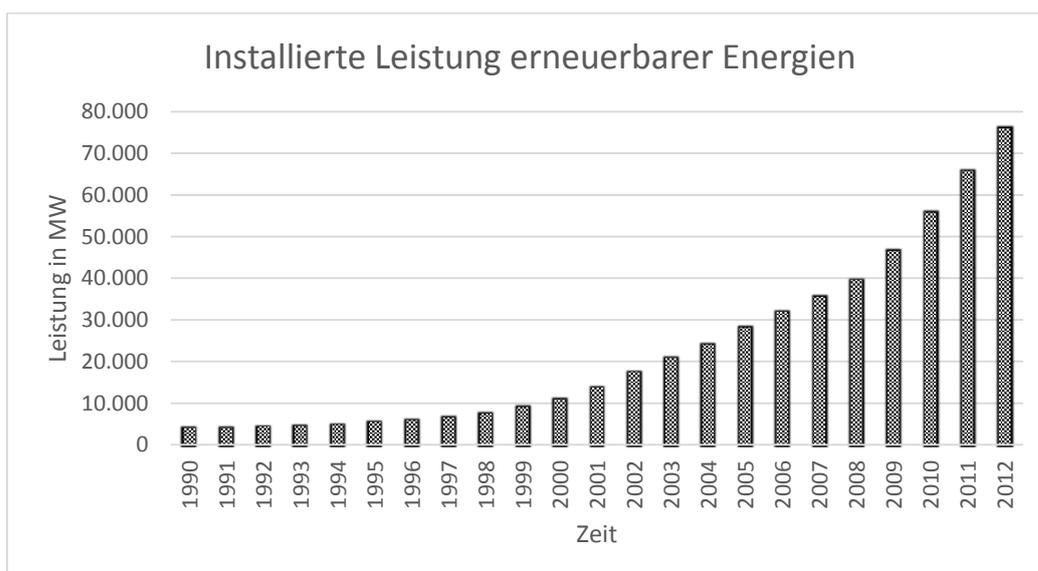


Abbildung 1 Installierte Leistung EE in Deutschland [5]

In Verbindung mit standortbezogenen Messungen und den daraus resultierenden Prognosen zur Energieproduktion am betrachteten Standort, ließ sich somit relativ zuverlässig prognostizieren, ob und ab wann die Inbetriebnahme einer EEA rentabel ist und bot somit Unternehmen und Privatinvestoren einen lukrativen Markt. Als Folge ist ein stetiger Zuwachs an EEA zu verzeichnen, in Abbildung 1 anhand der installierten Leistung EE dargestellt.

### **3.3 EEG 2009**

Zielsetzung des EEG 2009 war, den Anteil EE an der Gesamtstromversorgung von Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 30 % zu erhöhen und weiterhin zu steigern.

Eine weitere Neuerung bestand in der technischen Vorgabe, Anlagen mit einer Nennleistung, die 100 kW übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung und zur Auslesung der Ist-Einspeisung auszustatten [6]. Hierdurch wurde auf den Umstand reagiert, dass der Zuwachs an EEA die Stabilität der Elektrizitätsversorgungsnetze durch die dynamische Stromeinspeisung gefährdet und bietet somit die Gesetzesgrundlage für Versorgungsnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die Einspeiseleistung zur Einhaltung der Netzstabilität zu reduzieren. Hierbei muss aufgrund der vorrangigen Abnahmeverpflichtung EE sichergestellt sein, dass die größtmögliche Strommenge aus EE und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Wurde die Einspeiseleistung einer EEA aufgrund einer Netzüberlastung reduziert, erhalten die Anlagenbetreiber durch die Härtefallregelung gegen Nachweis des Ereignisses eine Entschädigung in angemessenem Umfang nach §12 EEG.

### **3.4 Auswirkungen des EEG**

Da die Anlagenpreise stetig sinken und die Boni in den letzten 10 Jahren stabil blieben, stellt die Windbranche eine lukrative Nische der regenerativen Energien dar. Das führte zu einem massiven Zuwachs an Windenergieanlagen (WEA) und dem damit verbundenen Anstieg an Installierter Leistung. Diese nahm stetig zu und erhöhte sich, wie Abbildung 2 zeigt, von 60.095 MW installierter Leistung im Jahr 2000 auf 31.308 MW im Jahr 2012. Der Trend hält weiterhin an und bewirkte im ersten Halbjahr 2013 einen Zuwachs von weiteren 1,143 MW installierter Leistung durch die Errichtung neuer WEA und Repowering [7].

handelt es sich um die Summe von On- und Offshore-WEA. Ermittelt wird die Windenergieeinspeisung durch eine Hochrechnung, die auf die online gemessenen Einspeisewerte repräsentativer Windparks beruht. [10]

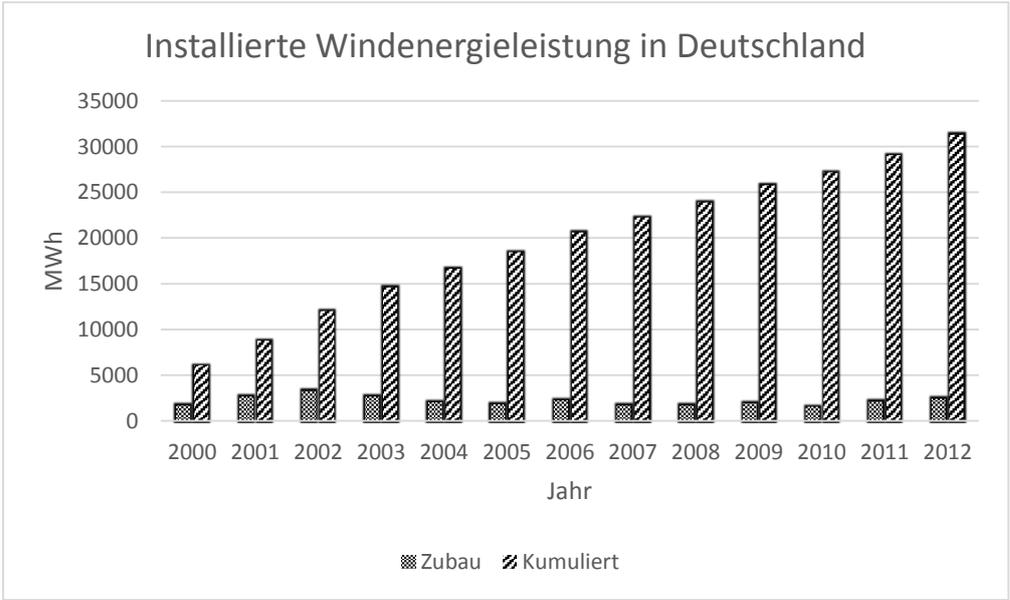


Abbildung 2 Zuwachs installierter Windenergieleistung [8]

Der stetige Zuwachs an installierter Leistung hat eine Zunahme an Windenergieeinspeisung zur Folge, die an das vorherrschende Windangebot des betrachteten Jahres gekoppelt ist. So zeigt sich in Abbildung 3, dass beispielsweise im Jahr 2007 98,80 % der potentiellen Einspeisung auch real eingespeist wurden, während im Jahr 2010 lediglich 73,93 % erreicht wurden, was maßgeblich dem Windaufkommen geschuldet ist [9]. Bei der realen Windenergieeinspeisung

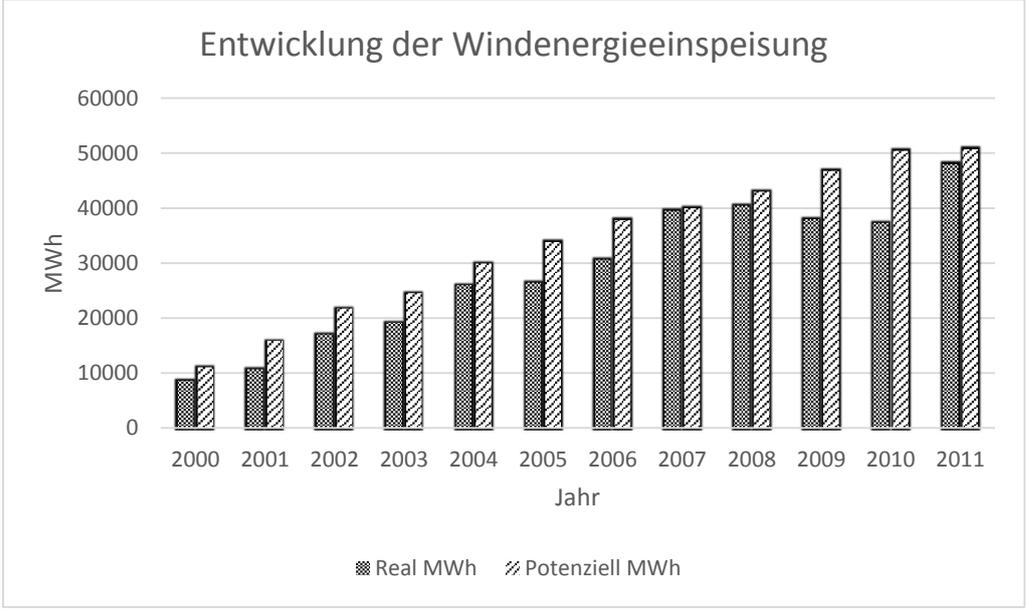


Abbildung 3 Entwicklung der Windenergieeinspeisung in Deutschland [11]

Doch ist die reale Windenergieeinspeisung auch davon abhängig, wie groß der temporäre Bedarf an elektrischer Leistung ist, denn eine zu hohe Einspeisung führt bei zu geringem Verbrauch zu einer Überbelastung des Stromversorgungsnetzes und erzwingt in letzter Konsequenz die Reduzierung der Windeinspeisung trotz potentiell möglicher Windenergienutzung. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass im Zuge des Ausbaus neuer Anlagen auf Regionen mit großer Windhöffigkeit gesetzt wurde, in denen das Überangebot von gewonnener Windenergie stärker zum Tragen kommt als in Regionen mit geringer Windhöffigkeit [12] S. 3 f. Die Entwicklung des Trends zur Erschließung neuer Windparks zeigt Abbildung 4, woraus ersichtlich wird, dass windstarke Gebiete besonders entlang der Küsten und im Norden Deutschlands einen hohen Zuwachs an WEA im Zeitraum zwischen 2007 und 2011 verzeichneten. Der windschwächere Süden Deutschlands weist hingegen einen geringen Anteil an Zuwachs und somit auch an installierter Leistung auf. Hieraus resultiert das Nord-Süd-Gefälle, welches das Überangebot an Windenergie Norddeutschlands gegenüber Süddeutschland beschreibt.

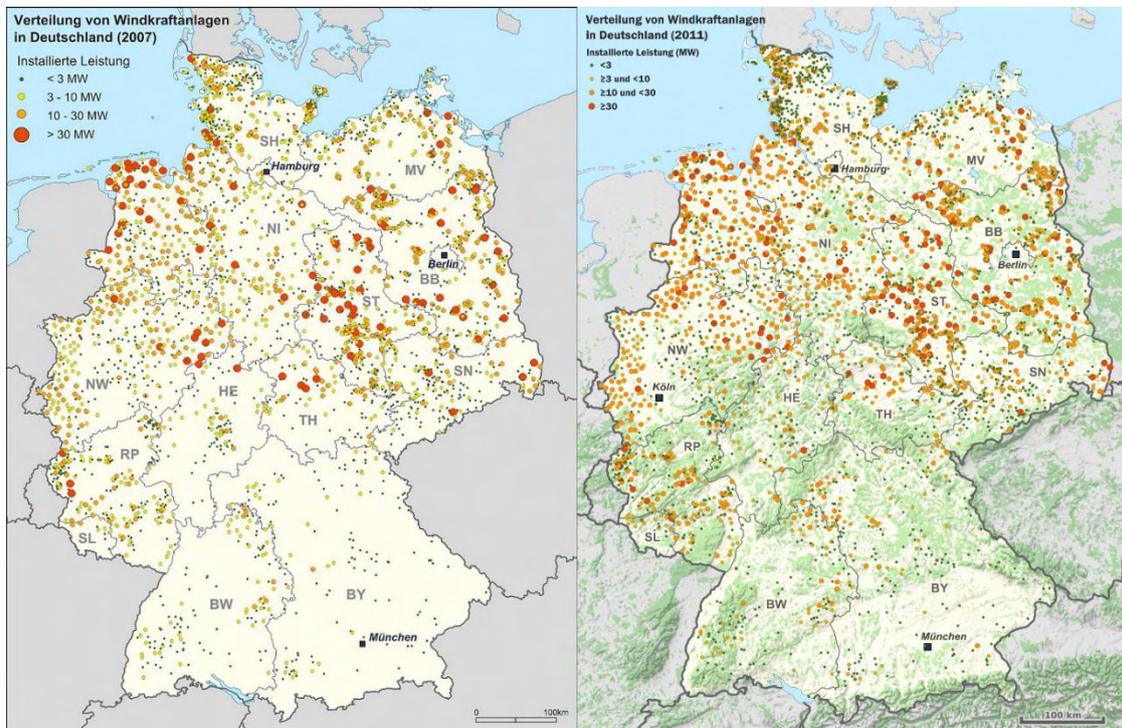


Abbildung 4 Zuwachs von Windparks in Deutschland [12]

Um diesen Umstand entgegenzuwirken, ist sowohl eine bedarfsorientierte Energieerzeugung als auch -nutzung nötig, dessen Verwirklichung das EEG 2012 mit der Möglichkeit zur Direktvermarktung EE anstrebt. Der Zweck des EEG besteht somit nicht weiterhin allein in der kontinuierlichen Erhöhung des EE-Anteils sondern in der nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung und der dazu nötigen Integration in den konventionellen Strommarkt.

## **4 EEG 2012**

### **4.1 Vermarktungsmöglichkeiten EE durch das EEG**

Das EEG bietet zwei verschiedene Varianten, Strom aus Windenergie zu vermarkten. Die Einspeisevergütung durch einen anlagen- und standortspezifischen Vergütungssatz nach §§ 29 bis 31 EEG 2012 und die Möglichkeit zur Direktvermarktung nach § 33 EEG. Die Direktvermarktung bietet durch den Handel an der Stromhandelsbörse European Energy Exchange (EEX) die Möglichkeit, den Gewinn gegenüber der Einspeisevergütung zu erhöhen und schafft somit den Anreiz für Anlagenbetreiber die Leistungserzeugung in den konventionellen Strommarkt zu integrieren.

#### **4.1.1 Einspeisevergütung nach § 16 ff EEG**

Bei der Einspeisevergütung von Windstrom unterscheidet das EEG grundsätzlich zwischen Windenergie § 29, Windenergie Repowering § 30 und Offshore Windenergie § 31. Jedem Anlagentyp steht die Anfangsvergütung von 20 Jahren zu, deren Vergütungszeitraum standortabhängig verlängert werden kann.

Die feste Vergütung, die jede WEA erhält, ist die Grundvergütung. Sie beträgt nach dem EEG 2012 4,87 Ct/kWh und wird über einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert [13] § 29 Abs. 1. Die Anfangsvergütung beträgt 8,93 Ct/kWh und wird in jedem Fall über einen minimalen Zeitraum von 5 Jahren ab Inbetriebnahme der EEA geleistet. „Die Frist verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrages, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet“ [13] § 29 Abs. 2. Der Referenzertrag, von dem die Dauer der Anfangsvergütung abhängt, bezieht sich auf eine Referenzanlage gleichen Typs mit gleicher Nabenhöhe an einem Referenzstandort mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 m über dem Erdboden und einer Rauigkeitslänge von 0,1 m. Ermittelt wird der Referenzertrag rechnerisch auf Basis einer Leistungskennlinie über einen Zeitraum von 5 Jahren, wobei die Messung der Leistungskennlinie den anerkannten Regeln der Technik unterliegen muss [13] Anlage 3.

Eine besondere Ausnahme stellen Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 50 kW dar. Sie werden für die Dauer der Anfangsvergütung als Anlage mit einem Ertrag von 60 % des Referenzertrages gewertet [13] § 29 Abs. 3.

Die Anfangsvergütung verlängert also rechnerisch um den Zeitraum:

$$t = \frac{150\% - \frac{E}{RE} \cdot 100}{0,75\%} \cdot 2$$

t: Verlängerung in Monaten

RE: Referenzertrag in kWh/a

E: tatsächlicher Ertrag der EEG-Anlage in kWh/a

Außerdem erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,48 Ct/kWh, wenn die EEG-Anlage vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurde und alle technischen Anforderungen an die Systemdienstleistungsverordnung (siehe Kapitel 8) nachweislich erfüllt [13] § 29.

Einen weiteren Bonus von 0,5 Ct/kWh erhalten Repowering-Anlagen, die bestehende Anlagen endgültig ersetzen. Die zu ersetzende Anlage muss vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sein und die installierte Leistung der Repowering-Anlage muss mindestens das Doppelte der ersetzten Anlage bei gleicher Anlagenanzahl betragen. Eine weitere Voraussetzung stellt der Zeitraum zwischen dem Abbau der Altanlage und der Inbetriebnahme der Neuanlage dar, der nicht größer Zeitraum als ein halbes Jahr sein darf [13] § 30 Abs.2. Weiterhin erfüllt werden müssen die Anforderungen an eine Neuanlage nach § 29 EEG [13] § 30.

Eine gesonderte Vergütung erhalten Offshore-WEA. Sie erhalten eine Grundvergütung von 3,5 Ct/kWh [13] § 31 Abs. 1. Die zwölfjährig zugesicherte Anfangsvergütung, die 15 Ct/kWh beträgt, verlängert sich ab einer Entfernung von zwölf Seemeilen zu der Küstenlinie mit jeder weiteren vollen Seemeile um einen halben Monat und ab einer Wassertiefe von 20 m mit jedem weiteren vollen Meter um 1,7 Monate [13] § 31 Abs. 2. „Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375000 dargestellte Küstenlinie“ [13] § 3 Abs.9.

	onshore	offshore	Repowering
Grundvergütung	4,87 ct/kWh	3,50 ct/kWh	4,87 ct/kWh
Anfangsvergütung	8,93 ct/kWh	15,00 ct/kWh	8,93 ct/kWh
erhöhte Anfangsvergütung	-	19,00 ct/kWh	9 a
Dauer Anfangsvergütung	5 a	12 a	5 a
Systemdienstleistungsbonus	0,48 ct/kWh	-	0,48 ct/kWh

Tabelle 1 Einspeisevergütung von Windenergie [13]

## 4.2 Direktvermarktung

Um die Erzeugung EE zu unterstützen und dem Anlagenbetreiber eine finanzielle Sicherheit zu gewährleisten, sind zum einen, wie bereits in Kapitel 7.11 beschrieben, feste Vergütungssätze definiert, die die Kalkulation zur Wirtschaftlichkeit einer Anlage standortbezogen ermöglichen. Dem entgegen besitzen Anlagenbetreiber die Möglichkeit, den Strom EEA direkt zu vermarkten. Die anlagen- und standortspezifische Vergütung durch das EEG entfällt und der Anlagenbetreiber erhält die Möglichkeit, Gewinne am Spot-, Termin- oder Optionsmarkt der EEX durch den Verkauf des erzeugten Stroms zu erwirtschaften. Hierbei wird aus EEA gewonnener Strom durch einen an der EEX als Mitglied registrierten Direktvermarkter angeboten und verkauft [14].

Da an der EEX das Angebot mit der Nachfrage übereinstimmen muss, erhalten die Anlagenbetreiber die Möglichkeit, zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften, indem sie Strom bedarfsorientiert erzeugen, zeitlich gekoppelt unbrauchbaren Strom speichern oder verschieben und den Strom somit nachfrageorientiert zu vermarkten.

Da der Marktwert des Strompreises variiert und folglich keine Preisgarantie erfolgen kann, den Strom gewinnbringend zu vermarkten und den Betrieb der Anlage sicherzustellen, sichert das EEG 2012 zur Direktvermarktung eine MP zu, die eventuelle Verluste an der Börse kompensiert und dem Anlagenbetreiber garantiert, den Strom mindestens zur EEG-Vergütung erzeugen und verkaufen zu können. [14]

Unterteilt ist die Direktvermarktung nach EEG 2012 in drei verschiedene Varianten:

- 1.) Als Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der MP § 33g
- 2.) Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen § 39 Abs. 1
- 3.) sonstige Direktvermarktung [13] § 39 Abs. 1

### 4.2.1 Voraussetzungen zur Direktvermarktung

Um den Strom nach § 33 EEG 2012 direkt zu vermarkten und die indirekte Strompreisgarantie durch die MP zu erhalten oder die EEG Umlage zu verringern, müssen die in § 33c EEG genannten Pflichten der Direktvermarktung eingehalten werden. Für die Anlage muss deshalb ungeminderter Vergütungsanspruch nach § 16 EEG bestehen [13] § 33c Abs. 1 und der erzeugte Strom darf nicht in unmittelbarer Nähe zur Anlage verbraucht werden [13] § 33c Abs. 2 und darf nur über das Stromnetz und nicht über eine Direktleitung oder ein Arealnetz, also geschlossene Verteilernetze, an Dritte geleitet werden [15] s. 13, wodurch ein vermiedenes Netzentgelt durch dezentrale Stromeinspeisung nach § 18 Abs. 1 S. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) in Anspruch genommen werden könnte [13] § 33c Abs. 2.

Um die Voraussetzungen zur Direktvermarktung mit vollständigen Vergütungsanspruch zu erfüllen, müssen am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Sys-

temdienstleistungsverordnung erfüllt werden, wodurch die Anlage durch Einhaltung der technischen Anforderungen zur Reduzierung der Leistungserzeugung den Systemdienstleistungsbonus erhalten.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist, die Rückverfolgbarkeit des Stromes zu gewährleisten. Hierfür ist eine Messeinrichtung an der EEA notwendig, die die gesamte Ist-Einspeisung in 15 minütiger Auflösung misst und bilanziert. Bedingung hierbei ist, dass alle Anlagen, die über eine Messeinrichtung laufen, direkt vermarktet werden und keine anteilige Direktvermarktung geschieht. Für alle Kriterien gilt, dass der Vergütungsanspruch mindestens für einen vollen Monat bei nicht Einhaltung entfällt und weiterhin, solange der Mangel nicht beseitigt ist [13] § 33c Abs. 2.

Der Wille zur Direktvermarktung muss dem zuständigen Netzbetreiber mitgeteilt werden, was auch für einen Wechsel zwischen den verschiedenen Formen der Direktvermarktung und in die Einspeisevergütung nach § 16 EEG 2012 gilt. Wie Abb. 5 zu entnehmen ist, muss der Wechsel mit einmonatiger Vorlaufzeit erfolgen. Anzugeben sind hierbei die gewünschte Vermarktungsform und der betroffene Bilanzkreis (BK), dem der vermarktete Strom zugeordnet werden soll [13] §33d.

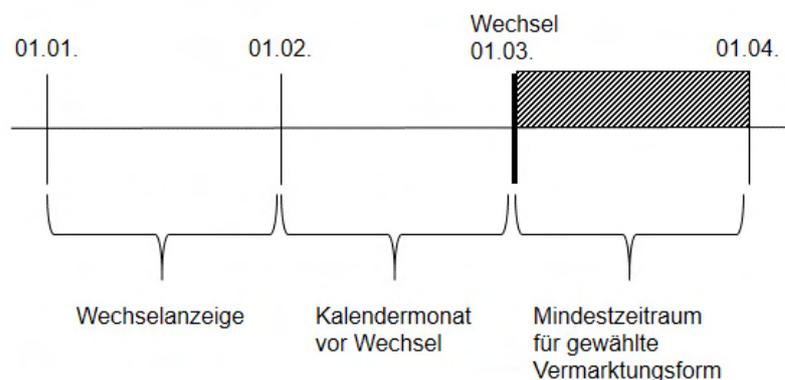


Abbildung 5 Wechselfristen für Vermarktungsformwechsel [13]

#### 4.2.2 Direktvermarktung - Inanspruchnahme der Marktprämie

Da bei der Direktvermarktung der erzeugte Strom an der EEX börslich gehandelt wird, hängt der Strompreis von verschiedenen Einflüssen ab und unterliegt zunächst keiner festen Vergütung. Um dieser finanziellen Unsicherheit entgegenzuwirken, erhält der Anlagenbetreiber durch das EEG die Möglichkeit eine MP zu erhalten. Diese MP ist auf die Strommenge bezogen, die tatsächlich in das Stromnetz eingespeist und von einem Dritten abgenommen wird. Die Strommenge muss bis zum 10. Tag des Folgemonats an den Netzbetreiber kommuniziert werden, woraufhin die Höhe der MP rückwirkend ermittelt wird [13] § 33g Nr. 1.

An den Anlagenbetreiber entrichtet wird die MP vom Netzbetreiber. Jedoch wird die zu zahlende MP nicht nach der Ermittlung ausgezahlt, sondern im Vorfeld in angemessenem Umfang

geleistet. Die Differenz zur korrekt berechneten MP wird anschließend bei Abweichungen ausgeglichen. [13] § 33g Nr. 2

#### 4.2.2.1 Ermittlung der Marktprämie

Grundlage für die Berechnung der MP ist die Einspeisevergütung nach §33h EEG 2012. Demnach wird die Höhe der MP ermittelt, indem der Referenzmarktwert (RW) mit der EEG-Einspeisevergütung inklusive aller Boni abgeglichen und die Differenz die MP ergibt [13] § Abs. 1. Somit ist sichergestellt, dass eventuell auftretende finanzielle Verluste durch zu niedrige Strompreise nicht die Finanzierung und somit auch nicht den Betrieb von EEA gefährden.

Die MP setzt sich aus verschiedenen Kostenstellen zusammen und wird in €/MWh angegeben. Berechnet wird sie nach Anlage 4 des EEG 2012 und ergibt sich als Differenz aus dem anzulegenden Wert, der der anlagenspezifischen Einspeisevergütung entspricht (EV) und dem energieträgerspezifischen RW, wobei die Differenz nicht kleiner als Null sein darf, also keinen Negativwert annimmt. Die MP wird somit bestimmt über die Formel:

$$MP = EV - RW$$

EV: anzulegender Wert nach § 33 h EEG 2012

Der RW für den erzeugten Strom einer EEA wird von den ÜNB nach Vorgabe durch das EEG 2012 energieträgerspezifisch ermittelt und veröffentlicht. Er stellt den Mindesterloß des an der Börse gehandelten Stroms dar und wird berechnet über die Formel

$$RW = MW - P_M$$

MW: energieträgerspezifischer Marktwert

P<sub>M</sub>: Managementprämie (energie-trägerspezifisch)

[13] Anlage 4 und ist Tabelle 3 zu entnehmen.

Der Energieträgerspezifische Marktwert (MW) wird von den ÜNB rückwirkend als Monatsmittelwert des Strompreises ermittelt und veröffentlicht und ist Tabelle 2 zu entnehmen.

	Jan 13	Feb 13	Mrz 13	Apr 13
MW-EPEX	4,331 Ct/kWh	4,462 Ct/kWh	3,911 Ct/kWh	3,792 Ct/kWh
MW Wind Onshore	3,519 Ct/kWh	3,872 Ct/kWh	3,208 Ct/kWh	3,664 Ct/kWh
MW Wind Offshore	3,974 Ct/kWh	4,184 Ct/kWh	3,558 Ct/kWh	3,830 Ct/kWh

Tabelle 2 Energieträgerspezifischer Marktwert [16]

	Jan 13	Feb 13	Mrz 13	Apr 13
RW Wind Onshore	2,869 Ct/kWh	3,222 Ct/kWh	2,558 Ct/kWh	3,014 Ct/kWh
RW Wind Onshore fernsteuerbar	2,769 Ct/kWh	3,122 Ct/kWh	2,458 Ct/kWh	2,914 Ct/kWh
RW Wind Offshore	3,324 Ct/kWh	3,534 Ct/kWh	2,908 Ct/kWh	3,180 Ct/kWh
RW Wind Offshore fernsteuerbar	3,224 Ct/kWh	3,434 Ct/kWh	2,808 Ct/kWh	3,080 Ct/kWh

Tabelle 3 Anlagenspezifischer RW [16]

#### 4.2.2.2 Managementprämie

Die  $P_M$  ist in der Markprämie enthalten und besteht aus den Kosten, die für die Börsenzulassung nötig sind. Weiterhin sind Handelsanbindung, IT-Struktur, Personal und Dienstleistungen zur Erbringung der Prognosewerte und eventuell auftretende Abweichungen von den Prognosewerten zu erheben und werden zur Ermittlung der  $P_M$  berücksichtigt. Die Bundesregierung ist ohne Zustimmung des Bundestages jederzeit dazu ermächtigt, die Höhe der  $P_M$  neu festzulegen [16] §64f, wobei sie auch einen Negativwert annehmen kann, was eine Steigerung des RW und damit eine Senkung der MP bedeutet. Festgelegt wird sie mindestens jährlich, wobei zwischen steuerbaren und nicht steuerbaren Technologien unterschieden wird. Zu den steuerbaren Technologien gehören Wasserkraft und Biomasse, wobei zusätzlich eine Flexibilitätsprämie gewährt wird, da sie bedarfsorientiert zusätzliche Regelenergie bereitstellen können [16] § 33i.

Windkraft und Photovoltaik zählen wegen ihrer geringen Beeinflussbarkeit zu den nicht steuerbaren Technologien und erhalten zur Wettbewerbsfähigkeit eine höhere  $P_M$ . Grund hierfür ist der nötige Mehraufwand zur Erstellung von Leistungsprognosen, die nötig sind, die Strommenge im Vorfeld an der Strombörse anbieten zu können. Die  $P_M$  wurde für die Jahre 2012 bis 2015 durch das EEG degressiv festgelegt.

Weiterhin unterschieden wird zwischen Anlagen, die fernsteuerbar und nicht fernsteuerbar sind, sich also bei zu hoher Energieeinspeisung in ihrer Leistungseinspeisung reduzieren lassen und somit zur Netzstabilität beitragen können [16] Anlage 4. Die technologiespezifische  $P_M$  für Strom aus Windkraft ist nachfolgend in Tabelle 4 zusammengefasst.

gültiges Jahr	nicht regelbare Erzeugungsformen		steuerbare Technologien
	$P_{M(\text{Wind onshore})}$	$P_{M(\text{Wind offshore})}$	$P_{M(\text{Steuerbare})}$
2012	1,20Ct/kWh	-	0,300Ct/kWh
2013	1,00Ct/kWh	1,00Ct/kWh	0,275Ct/kWh
2014	0,85Ct/kWh	0,85Ct/kWh	0,250Ct/kWh
2015	0,70Ct/kWh	0,70Ct/kWh	0,225Ct/kWh

Tabelle 4  $P_M$  für Strom aus WEA [13]

#### 4.2.3 Direktvermarktung zur Minderung der EEG-Umlage

Um EVU einen Anreiz zu bieten, Strom aus EEA zu handeln, gibt es die Möglichkeit, durch die Direktvermarktung EE die Kosten der EEG-Umlage zu senken. Im Allgemeinen wird bei dieser Form der Direktvermarktung vom Grünstromprivileg gesprochen.

Hierdurch werden VNB motiviert, Strom aus EE von Anlagenbetreibern ab- und an die Letztverbraucher zu verkaufen. Für den Energieversorger vermindert sich dadurch die EEG-Umlage um 2 Cent/kWh und höchstens um den Wert der EEG-Umlage, wenn das Lieferportfolio

zu mindestens 50 % aus EEG-Strom „in diesem Kalenderjahr sowie zugleich jeweils in mindestens acht Monaten dieses Kalenderjahres besteht“ [13] § 39. Um die fluktuierenden regenerativen Energien besser in den bestehenden Energiemarkt zu integrieren, müssen mit dem EEG 2012 seit dem 01.01.2012 mindestens 20 % aus Wind- oder Solarstrom bestehen. Somit kann ein Stromversorger sein Energieportfolio z.B. zu 20 % aus Windenergie, 30 % Wasserkraft und 50 % aus konventioneller Energie bestehen lassen und die EEG Umlage, die aktuell 5,277 ct/kWh beträgt, um 2,000 Ct/kWh auf 3,277 ct/kWh mindern [17].

#### **4.2.4 Anteilige Direktvermarktung**

Um Strom aus EEA anteilig zu vermarkten muss dem Netzbetreiber im Vorfeld mitgeteilt werden, wie hoch die Anteile der jeweiligen Vermarktungsform sind. Zur Auswahl stehen die Direktvermarktung zu dem Erhalt der  $P_M$ , zu der Minderung der EEG Umlage, als auch die Einspeisevergütung nach §16 EEG. Die Einhaltung der Anteile muss stets nachgewiesen werden, weshalb Messeinrichtungen vorhanden sein müssen, die gewährleisten, dass die jeweiligen zu vermarktenden Strommengen separat erfasst werden [13] § 33f Abs. 1

Werden aufgrund eines Versäumnisses, die jeweiligen Anteile nicht wie festgelegt eingehalten, vermindert sich der Vergütungsanspruch über einen Zeitraum von drei Monaten auf den Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts [13] § 17. Eine Übersicht ist energieträgerspezifisch in Tabelle 2 dargestellt.

### **4.3 Wälzungsmechanismus**

Die Förderung der EE und die damit verbundene Integration in das bestehende konventionelle Stromversorgungsnetz, führt zu finanziellen Lasten, die getragen werden müssen. Da sich die EEA an Standorten befinden, die für die jeweilige Technologie am besten geeignet sind, wären Regionen mit hohem EEG-Stromanteil stärker von den durch die EEG-Vergütung ausgelösten Kosten belastet. Das Finanzierungssystem geschieht deshalb über den sogenannten Wälzungsmechanismus, der die Kosten verteilt und Regionen mit hohem regenerativen Energieanteil entlastet [18]. Hierfür sorgt ein bundesweiter Ausgleich, der die Kosten der Mindestvergütung verteilt. Um den Ablauf zu beschreiben, bedarf es der folgenden Begriffserklärungen.

#### **4.3.1 Übertragungsnetz**

Das deutsche Stromnetz besteht aus verschiedenen Spannungsebenen. Das Übertragungsnetz wird genutzt, um große Strommengen auf Hochspannungsebene bei 220 bzw. 380 kV von den Kraftwerken bis zu den Verteilungsnetzen über große Distanzen hinweg zu übertragen. Darüber hinaus ist das Übertragungsnetz Deutschlands mit denen der Nachbarländer verbunden und realisiert somit den Energieaustausch mit dem Ausland [18] S. 5.

### 4.3.2 Verteilnetz

Die Verteilnetze sind den Übertragungsnetzen untergeordnet und dienen der Verteilung der Energie an den Endkunden. Zuständig sind die VNB, die den Zugang und den Anschluss der Endkunden gewährleisten müssen. Weiterhin unterliegt den VNB die Erfassung und Verwaltung der Mess- und Abrechnungsdaten [18] S. 5.

### 4.3.3 Regelzone

Das Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen unterteilt, in dem der jeweilige ÜNB zuständig ist. Die Regelzonen sind untereinander und mit dem Ausland durch Kuppelstellen verbunden und ermöglichen somit den überregionalen Energieaustausch. Zu der Regelzone gehören das Übertragungsnetz und das daran angeschlossene Verteilnetz [18] S. 5. Die vier Regelzonen und die zuständigen ÜNB sind in Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6 Regelzonen der ÜNB [19]

### 4.3.4 Bilanzkreis

In einem BK werden Einspeiser und Abnehmer unabhängig von ihrem jeweiligen Standort zusammengefasst und ihre jeweiligen Einspeisungen bzw. Entnahmen in Konten bilanziert. Üblich ist die Vorgehensweise, dass ein Stromversorger seine Kunden einem BK zuweist, der wiederum genau einer Regelzone zugeordnet ist. In einem BK ist der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) dafür zuständig, die Stromentnahme durch Stromerzeugung und Zukauf zu decken

und dass die Summe idealerweise in jedem Abrechnungsintervall 0 beträgt, also kein Über- oder Unterangebot an Energieerzeugung vorliegt. Da die Entnahme durch Verbraucherverhalten und unvorhersehbaren Störungen von Unsicherheiten geprägt ist, bleibt in der Praxis ein Teil des Stroms ungenutzt und wird als Ausgleichsenergie an den Bilanzkoordinator und somit an den ÜNB geliefert. Steht dem BK ein zu geringes Leistungsangebot zur Verfügung, muss umgekehrt der entstandene Bedarf angefordert werden. Die Ausgleichsenergie wird auf die einzelnen BK verteilt um einen Ausgleich zu schaffen und die Netzstabilität zu sichern. Der übrigbleibende Saldo unter allen BK dient dabei als Regelenergie der Regelzonen [18] S. 6.

#### **4.3.5 Funktionsprinzip des Wälzungsmechanismus**

1.) Der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist dazu verpflichtet, den Strom, der von EEG-Anlagen produziert wird, bevorzugt abzunehmen, in das Stromnetz einzuspeisen und nach den im EEG festgeschriebenen Sätzen zu vergüten. In einigen Fällen speisen Energieparks, die den Strom aus EE produzieren, direkt in das Stromnetz des ÜNB ein, der Stromversorger wird in diesem Fall umgangen und die erzeugte Leistung wird direkt vom ÜNB nach EEG vergütet.

2.) Der VNB leitet den Strom an den regelzonenverantwortlichen ÜNB, der einen finanziellen Ausgleich an den VNB abzüglich vermiedener Netzentgelte leistet.

3.) Die ÜNB sorgen für den Ausgleich der Energiemengen untereinander um die Qualität des Stromnetzes zu sichern. Der Letztverbraucher wird anteilig gleichmäßig und unabhängig von der Einspeisung belastet. Somit wird sichergestellt, dass Regelzonen, in denen ein höherer Anteil an EE eingespeist wird, keine Benachteiligung erfahren. Dieser Schritt wird „horizontaler Belastungsausgleich“ genannt.

4.) Die ÜNB verkaufen den EEG-Strom an der Strombörse zum dort gebildeten Preis. Hierbei ergeben sich Fehlbeträge, da die Erlöse, die an der Börse erzielt werden, meist geringer als die gesetzliche Einspeisevergütung sind. Die ÜNB berechnen allen VNB den Fehlbetrag pro Energieeinheit.

5.) Die VNB stellen den von den ÜNB geforderten Beitrag in Form der EEG-Umlage dem Endkunden in Rechnung. [20] S. 15

Grafisch dargestellt ist der Wälzungsmechanismus in Abbildung 7.

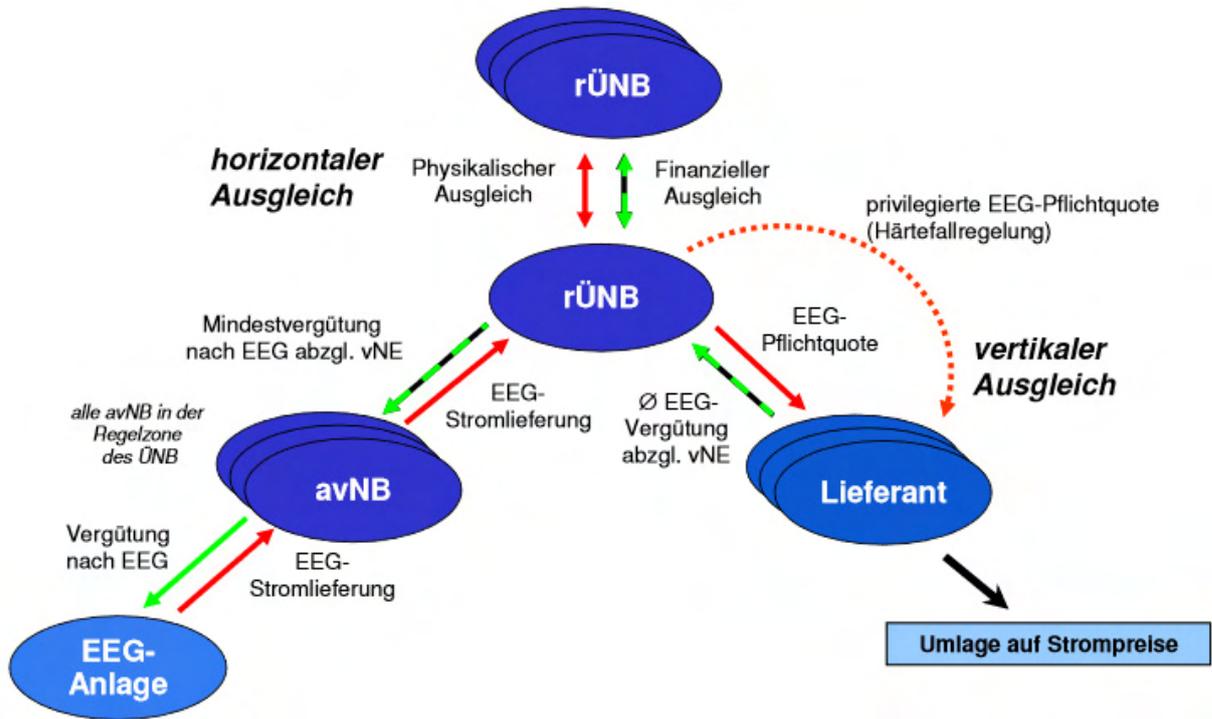


Abbildung 7 Ablaufschema des Wälzungsmechanismus [21]

## 5 Technische Anforderung an WEA

Um die Stabilität der Netze zu garantieren, muss die Möglichkeit bestehen, die Energieerzeugung EEA gezielt zu reduzieren. Hierfür gewährt das EEG 2012 den Netzbetreibern, regelbare EE-Anlagen in der Stromerzeugung zu reduzieren, wenn im jeweiligen Netzbereich oder einem vorgelagerten Netz ein Engpass entsteht. EEA werden aufgrund der vorrangigen Stromabnahme zuletzt abgeregelt, solange keine sonstigen Anlagen zur Sicherheit der Netzstabilität im Betrieb bleiben müssen [13] § 11.

Die technischen Vorgaben des EEG 2012 verlangen, dass WEA am Netzverknüpfungspunkt, also dem Einspeisungspunkt an das Hoch- oder Mittelspannungsnetz, die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllen [13] § 6 Abs. 5.

Die SDLEWindV schreibt vor, dass WEA, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, während eines Netzfehlers Blindstrom bereitstellen können müssen, um zu der Aufrechterhaltung der Netzstabilität beizutragen. Hierfür muss die technische Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz eingehalten werden. Erzeugungsanlagen, die an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind, müssen dem TransmissionCode 2007 entsprechen. [22] § 3

Wie die Steuerbarkeit in der Praxis realisiert wird, ist nicht konkret vom Gesetzgeber festgelegt, jedoch müssen die nötigen Steuer- und Regelungskonzepte dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen. In der Praxis kommen als Kommunikationsschnittstelle zwischen ÜNB und der EEA verschiedene Typen, Rundsteuerempfänger, EFR Langwellenfunktechnik oder Steuerbox mit Fernwirktechnik, zum Einsatz. Welche der Technologien eingesetzt werden, wird von den Netzbetreibern vorgegeben, da die technische Einrichtung die Steuerbefehle des Netzbetreibers empfangen und umsetzen müssen [18] S. 27. Weiterhin muss die Einrichtung dem Netzbetreiber ermöglichen, die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen zu können. Die Realisierungskosten werden von den Anlagenbetreibern getragen [23].

### 5.1 Wirkleistungsreduzierung

Um zur Sicherung der Netzstabilität beitragen zu können, muss die Leistungsabgabe von WEA auf einen vom ÜNB definierten maximalen Leistungswert reduziert werden können. Dieser maximale Leistungswert wird Sollwert genannt und entspricht einem prozentualen Anteil der Netzanschlusskapazität. Die Reduzierung auf den vom Netzbetreiber verlangten Wert muss mindestens zu Schritten von jeweils 10 % der Netzanschlusskapazität pro Minute und aus jedem Betriebszustand erfolgen, ohne die Anlage vom Netz zu trennen. Dieser Sollwert wird durch den jeweiligen Netzbetreiber am Netzanschlussknoten vorgegeben und gilt somit für die gesamte Anlage [24] S. 34. Empfohlen werden Sollwerte von 100 %, 60 %, 30 % und 0 % [25]. Weiterhin muss jede WEA, im Betrieb bei einer Netzfrequenz ( $f_{\text{Netz}}$ ) von 50,2 Hz die momen-

tane Wirkleistung ( $P_m$ ) um die Leistungsreduktion ( $\Delta P$ ), die das 0,4-fache der momentan verfügbaren Leistung des Generators ausmacht, pro Hertz senken können, wie in Abbildung 8 dargestellt.

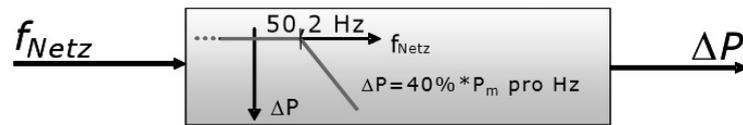


Abbildung 8 Wirkleistungsreduzierung bei zu hoher Netzfrequenz [24]

Sinkt die Netzfrequenz auf 50,05 Hz, darf die Wirkleistung der WEA durch einen Regler mit einem kleineren Unempfindlichkeitsbereich als 10 mHz wieder gesteigert werden, solange die Netzfrequenz nicht 50,2 Hz übersteigt. Dieses Kriterium muss von jeder Einzelanlage erfüllt werden [24] S. 35. Übersteigt die Frequenz 51,5 Hz, muss die WEA innerhalb von 10 ms vom Netz getrennt werden.

## 5.2 Blindleistungsabgabe

Eine weitere Größe, die sich auch die Netzstabilität auswirkt, stellt die Spannung dar. Spannungsänderungen werden durch starke oder häufig wiederkehrende Laständerungen hervorgerufen, deren Ursache das Zuschalten großer Motoren, Schweißanlagen oder Lichtbogenöfen sein können. Die Störeinwirkung ist abhängig von der Häufigkeit und Amplitude der Spannungsänderung. Die maximal zulässige Spannungsänderung beträgt

$$\Delta U_{max} \leq 2\%$$

und darf nicht häufiger als einmal in drei Minuten auftreten. Der Netzbetreiber kann zur Erhöhung der Netzspannung bei Bedarf zur Netzstabilisierung eine definierte Blindleistungsabgabe anfordern, die durch dynamische Blindstromkompensationsanlagen oder dem Anschluss der Anlage an einen Netzpunkt mit höherer Kurzschlussleistung realisiert wird [26] S. 12.

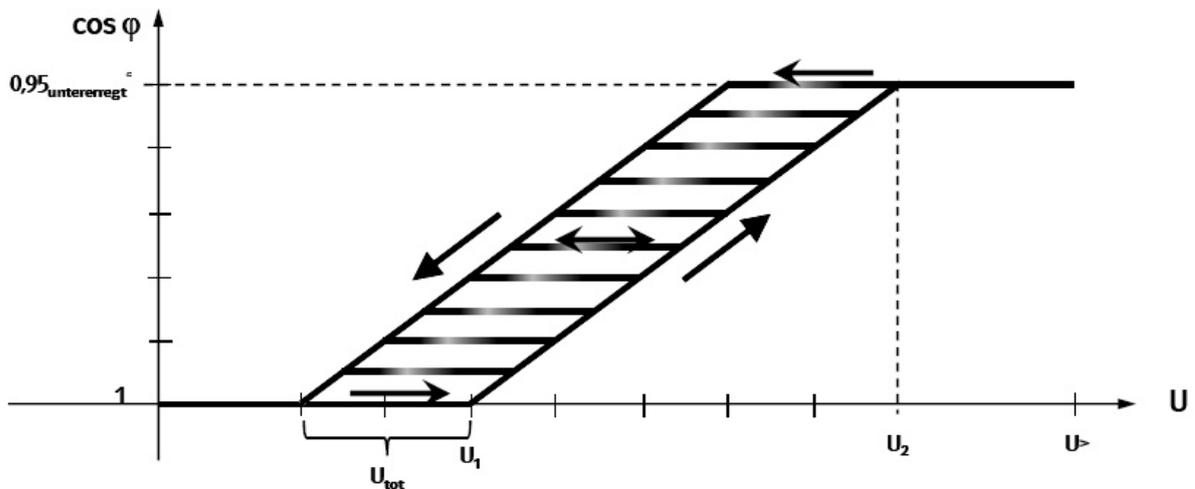


Abbildung 9 Spannungsabhängiges Blindleistungsverhalten  $\cos \varphi (U)$  von Erzeugungsanlagen mit variablem Verschiebungsfaktor [26]

Ist die Betriebsspannung des Netzes zu hoch ( $U_1$ ) wird vom Netzbetreiber signalisiert, dass die WEA in den untererregten Betrieb wie in Abbildung 9 dargestellt zu wechseln. Hierbei nimmt die WEA induktive Leistung aus dem Netz auf und die Betriebsspannung sinkt [27] S. 5.16. Steigt die Spannung weiter auf  $U_2$  an, muss ein Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  eingehalten werden. Steigt die Spannung weiterhin an, muss die WEA aus Sicherheitsgründen vom Netz getrennt werden. Sinkt die Spannung wieder, muss die Anlage aufgrund des Hystereseeffektes des Spannungsnetzes den eingestellten  $\cos \varphi$  halten, bis die untere Todbandgrenze erreicht ist [26] S. 12.

Der durch WEA lieferbare Blindleistungsbereich muss wiederholt innerhalb weniger Minuten durchfahren werden können und im Betriebspunkt der Nennleistung erbracht werden können. Der Arbeitspunkt für den stationären Blindleistungsaustausch wird je nach Erfordernis in Form des Leistungsfaktors  $\cos \varphi$ , des Blindleistungswertes  $Q$  in Mvar oder des Spannungswertes  $U$  in kV ggf. mit Toleranzband festgelegt. Angefordert wird dies durch Vereinbarung eines Wertes oder Fahrplans, einer Kennlinie in Abhängigkeit des Arbeitspunktes der WEA oder durch eine online angeforderte Sollwert-Vorgabe [24] S. 34. Wird der Soll-Wert online mitgeteilt, muss die Blindleistung innerhalb einer Minute am Netzanschlusspunkt realisiert sein. Sind weitere Änderungen erforderlich so müssen diese im Blindleistungsbereich lieferbar sein. Die drei anforderbaren Blindleistungsbereiche stellen die Mindestanforderungen an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung dar und sind in Abbildung 10 dargestellt.

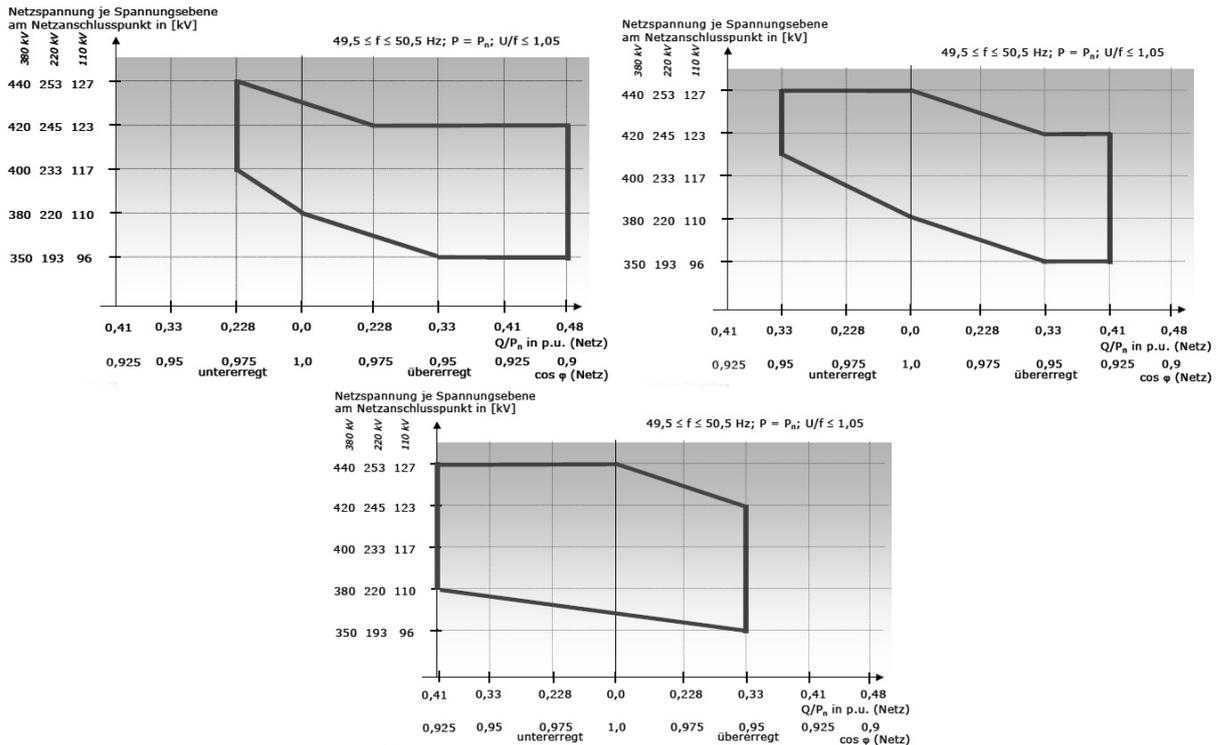


Abbildung 10 Blindleistungsbereiche in Abhängigkeit der Netzspannung und  $\cos \varphi$  [24]

Wird die Blindleistung nicht im Nennleistungsbetrieb angefordert, muss der Generator der WEA in jedem möglichen Arbeitspunkt gemäß Leistungsdiagramm betrieben werden können und die Blindleistung erbringen [24]S. 31. Die Blindleistungsabgabe hat innerhalb weniger Minuten nach deren Anforderung durch den Netzbetreiber dem Sollwert zu entsprechen [24] S. 35.

### 5.3 Fernsteuerung über Funkrundsteuerung

Häufig zum Einsatz kommen Rundsteuergeräte, die an die Versorgungsspannung der Netze angeschlossen sind. Rundsteuersender übertragen Impulse bei einer Netzfrequenz von 210 Hz über das Energieversorgungsnetz. Diese werden von den Rundsteuerempfängern empfangen und ausgewertet [28]. Die Steuerbarkeit ist bei der beschriebenen Technik jedoch sehr unflexibel und bietet lediglich die Möglichkeit, durch den Netzbetreiber definierte Signale an die Wirkeinrichtung der WEA zu übermitteln. Vom Netzbetreiber übermittelt werden die entsprechende Steuersignale zur Reduzierung der Wirkleistung auf 60 %, 30 % und 0 % sowie die Aufforderung zum induktiven Blindleistungsbezug bei  $\cos \varphi = 0,95$  und  $\cos \varphi = 0,9$  [26] S. 14. Durch den Einsatz eines Rundsteuerempfängers ist keine Möglichkeit gegeben, den Ist-Wert der Netzeinspeisung auszulesen. Ebenfalls nicht realisierbar ist die Auswertung,

ob Soll- und Ist-Wert übereinstimmen. Im Falle eines Defektes, der die Einstellung des Sollwertes verhindert, ist also keine automatisierte Erkennung des Fehlers möglich, da es sich um eine Empfangseinheit mit fest definierten Ausgangssignalen handelt [26] S. 15. Ein Funkrundsteuerempfänger allein wird also den Anforderungen an die Direktvermarktung zum Erhalt der MP oder zu der Senkung der EEG-Umlage nicht gerecht und macht den Einsatz einer fernauslesbaren Messeinrichtung notwendig.

#### **5.4 Steuerbox mit Fernwirktechnik**

Da die Fernsteuerung EEA allein nicht ausreicht, um den Anforderungen der Direktvermarktung gerecht zu werden, bietet sich als Lösung die Variante einer Steuerbox mit Fernwirktechnik an. Die Fernwirktechnik realisiert die Kommunikation zwischen der WEA und dem zuständigen Netzbetreiber mittels Internetverbindung über einen Netzwerkzugang, Kopplung an die gegebenenfalls vorhandene Leitwerktechnik auf die der Netzbetreiber Zugriff hat oder per GPRS Mobilfunkverbindung.

Wie bei der Regelung über Rundsteuerempfänger, wird von dem zuständigen Netzbetreiber ein Steuerungssignal entsprechend der vorherrschenden Netzsituation an die Steuerbox gesendet. Liegt eine Frequenzabweichung vor, wird ein Signal entsprechend der vom Netzbetreiber geforderten Wirkleistungserzeugung übermittelt. Liegt im vorgeschalteten Netz der WEA eine zu hohe Spannung an, reagiert der Netzbetreiber den  $\cos \varphi$ -Wert entsprechend der Spannungsreduzierung durch die Blindleistungsabgabe oder die Reduzierung der Wirkleistung verlang [24]. Akzeptiert wird diese Variante einerseits für die Direktvermarktung, andererseits auch für den Betrieb von Smart-Grids, das detaillierte Kenntnisse über den Betriebszustand der betroffenen Anlagen verlangt [23].

## 6 Stromhandel an der European Energie Exchange

Die EEX ist die von der EEX AG betriebene Börse mit Sitz in Leipzig, an der Strom ver- bzw. gekauft wird. Als Börse unterliegt die EEX wie die Wertpapierbörse dem deutschen Börsengesetz und somit einer umfassenden Kontrolle durch die Börsenaufsicht, im Falle der EEX mit Sitz in Leipzig des sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft. Zu den 234 gelisteten Marktteilnehmern, die Strom kaufen bzw. verkaufen, gehören unter anderem die ÜNB 50 Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH, diverse Stromversorgungsunternehmen und vornehmlich großindustrielle Betriebe. Die gelisteten Teilnehmer gehören zu 24 Mitgliedsländern und gestalten die Netzstabilität sichernde Energieeinspeisung und den möglichst effizient gestalteten Verbrauch. Gehandelt werden sowohl Strom-Futures- und Optionen, als auch energienahe Produkte wie Kohle-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie HKN für Regenerative Energien. [14]

Die Transaktionen des Strom- und Energiehandels wurden auf die im Jahr 2006 gegründete Tochtergesellschaft European Commodity Clearing (ECC) übertragen. Mit 6 Partnerbörsen bildet die ECC nach heutigem Stand das führende Clearinghaus für Energie und energienahe Produkte. [29]

Der dezentrale Energiehandel außerhalb des Erzeugungsstandortes bildet den Vorteil, dass Kraftwerksbetreiber den Kraftwerkseinsatz dem Markt anpassen und der erzeugte Strom überregional Angeboten und abgenommen werden kann.

### 6.1 Terminmarkt

Der Terminmarkt findet an der EEX Power Derivatives GmbH in Leipzig statt. Angeboten und verkauft werden hier Verträge, die zu einem festgelegten Zeitpunkt zu erfüllen sind. Vertragsgegenstand sind hierbei Menge, Preis und Zeitpunkt der Erfüllung.

Verfügbar sind zwei verschiedene Arten von Termingeschäften:

1. Bedingte Termingeschäfte: Optionen
2. Unbedingte Termingeschäfte: Phelix-Futures

Die Optionen bieten die Möglichkeit, eine definierte Menge eines Basiswertes an Leistung zu kaufen oder zu verkaufen. Unterschieden wird zwischen der amerikanischen oder der europäischen Option, wobei in der amerikanischen Option bis zum letzten Handelstag die definierte Strommenge und in der europäischen Option die Strommenge am letzten Handelstag geliefert werden muss [30] S. 5. Die gehandelten Futures und Optionen des Terminmarktes sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

	<b>Strom</b>	<b>Futures und Optionen</b>
<b>Terminmarkt</b>	Phelix-Futures (D/A)	Day-Futures Weekend-Futures Week-Futures Month-Futures Quarter-Futures Year-Futures Phelix-Optionen
	French-Futures (F)	
	Phelix-Optionen (D/A)	
	Herkunftsnachweise für	
	Wasser: Alpenregion, Nordische Region	
	Wind: Nordwest-europa	

*Tabelle 5 Produktpalette Terminmarkt EEX [14]*

Die unbedingten Termingeschäfte kennzeichnen sich durch die Verpflichtung, „einen bestimmten Basiswert zu einem heute festgelegten Preis zu einem bestimmten zukünftigen Zeitpunkt zu kaufen bzw. zu verkaufen“ [30] S. 5. Die Futuregeschäfte bieten ein unbegrenztes Verlustrisiko wie auch Ertragspotential, dienen der Neutralisierung von Risiken in Bezug auf Preisanstieg und –senkung und sind frei von Prämienzahlungen [31] S 50.

Bedingte Termingeschäfte zu denen das Optionsgeschäft zählt, bieten das „Recht, am letzten Handelstag (europäische Option) oder bis zum letzten Handelstag (amerikanische Option) eine bestimmte Menge eines Basiswertes zu einem heute festgelegten Preis (Ausübungspreis) zu kaufen (Kaufoption, Call) bzw. zu verkaufen (Verkaufsoption, Put)“ [31] S. 49. Das Optionsgeschäft zeichnet sich aus durch ein begrenztes Verlustrisiko für den Käufer, ein unbegrenztes Verlustrisiko für den Verkäufer, ein sehr hohes Ertragspotential, die Versicherung gegen Risiken und den Bonus der Prämienzahlung [30] S. 5.

Zusammenfassend wird somit beim bedingten als auch unbedingten Termingeschäft ein Vertrag über ein Handelsvolumen abgeschlossen, jedoch muss beim Futuregeschäft das Volumen bis zum Ende des Kontraktes erbracht werden, während im Optionsgeschäft die eine konstante Leistung durch den Verkäufer bereitgestellt werden kann und vom Käufer abgenommen werden muss.

### **6.1.1 Phelix-Futures**

Phelix-Futures sind Kontrakte, die sich auf den durchschnittlichen Strommarktpreis zukünftiger Lieferperioden der Marktgebiete Deutschlands und Österreichs beziehen. Durch die Möglichkeit, Verträge für zukünftige Lieferperioden zu kaufen bzw. zu verkaufen, wird den Marktteilnehmern die Sicherheit gegenüber Preisänderungen garantiert. Käufer sichern sich somit gegen steigende Preise und Verkäufer gegen sinkende Preise ab. Wie weit die Preissicherheit in die Zukunft reicht, wird durch das gewählte Future bestimmt. Die Futures werden an der EEX

in verschiedenen Varianten gehandelt. Unterschieden werden die Futures nach der Lieferperiode, dem Lastprofil, und beinhalten in jedem Fall den Lieferort und das Kontraktvolumen. Außerdem wird der Handel zukünftiger Lieferperioden angeboten, die wiederum kontraktsspezifisch sind [30] S. 6f. Die erhältlichen Futures sind in Tabelle 6 dargestellt.

Future	Handelbare Lieferperiode	Lastprofil	Lieferort	Kontraktvolumen
Day-Futures		Baseload (Grundlast) Peakload (Spitzenlast) Off-Peak	Regelzone im Übertragungsnetz (Phelix-Futures und French-Futures)	1 MW
Weekend-Futures				
Week-Futures	aktuelle + nächsten 4 Wochen			
Month-Futures	nächsten 9 Monate			
Quarter-Futures	nächsten 11 Quartale			
Year-Futures	nächsten 6 Jahre			

Tabelle 6 Terminmarkt Futures der EEX [14]

Hierbei beschreibt die handelbare Lieferperiode in welchem Zeitraum die Stromlieferung des geschlossenen Kontraktes zu erfolgen hat. Die Zeiträume sind wiederum in drei verschiedene Lastprofile unterteilt, der Baseload, der Peakload und das Off-Peak.

Baseload beschreibt die Lieferung einer Grundlast über die gesamte handelbare Lieferperiode des Futures als konstante Leistung. Die Baseload lässt sich weiterhin unterteilen in Peakload und Offpeak.

Peakload ist definiert für den Zeitraum aller Werktage des Futures zwischen 8:00 Uhr und 20:00 Uhr MEZ.

Off-Peak hingegen ist definiert als die Differenz aus Baseload und Peakload, beschreibt also an Werktagen den Zeitraum zwischen 20:00 Uhr und 8:00 Uhr MEZ und Samstag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr MEZ [30] S. 6.

### 6.1.2 Phelix-Optionen

Eine weitere Möglichkeit, den Strom einer EEA direkt zu vermarkten, bietet der Erwerb von Optionen auf Futures. Bei der Option handelt es sich um einen Vertrag zwischen Käufer und Verkäufer in dem zugesichert wird, den Basiswert eines Future-Kontraktes in einem fest definierten Zeitraum zum Ausübungspreis zu kaufen oder zu verkaufen. Angeboten werden somit die Kaufoption (Call) und die Verkaufsoption (Put) [30] S. 12 für den jeweiligen Zeitraum der jeweils nächsten 5 Phelix-Base-Month, 6 Phelix-Base-Quarter, und 3 Phelix-Base-Year Futures [14]. Die Höhe des Optionspreises ist abhängig von der Volatilität des Basiswertes, die beschreibt, wie groß die Schwankung des Basiswertes ist. Hierbei gilt, je höher die Volatilität, umso höher ist der Optionspreis.

Die Kaufoption bietet dem Käufer der Option das Recht aber nicht die Verpflichtung, den Basiswert zum im Voraus festgelegten Ausübungspreis zu kaufen und eignet sich somit für den

Abnehmer des Stroms um sich gegen steigende Preise abzusichern. Er erhält lediglich die Möglichkeit, den Strom zum Ausübungspreis der Option zu erwerben, wenn der Strompreis über dem des Optionspreises liegt und ein Absinken nicht zu erwarten ist.

Die Verkaufsoption hingegen bietet dem Käufer der Verkaufsoption das Recht, aber nicht die Verpflichtung, die prognostizierte Stromerzeugung zu einem im Voraus festgelegten Ausübungspreis zu verkaufen. Der Käufer der Verkaufsoption verpflichtet sich, den Strom zum Ausübungspreis zu kaufen, wenn der Verkäufer die Option ausübt, also der Wert in dem Lieferzeitraum für Strom unter dem Ausübungspreis der Option liegt und kein Anstieg zu erwarten ist [30] S 12.

Es handelt sich also um eine Preisgarantie, die je nach Art der Option Basiswert und Anzahl des Käufers oder des Verkäufers bis zu einem bestimmten Zeitpunkt zu einem Ausübungspreis sichert. Ist der Käufer einer Option nicht willens, die Option auszuüben, da der aktuelle Strompreis der EEX einen größeren Gewinn liefert als der durch die Option garantierte Strompreis, kann der Käufer die Option verfallen lassen und muss lediglich die Kosten der Optionsprämie tragen [30] S. 18.

## **6.2 Spotmarkt**

Mit dem Spotmarkt der EEX (EPEX SPOT), dessen Sitz sich in Paris befindet, gibt es die Möglichkeit, kurzfristig verfügbare Energiemengen innerhalb der Übertragungsnetze Deutschlands, Frankreichs, Österreichs und der Schweiz zu kaufen bzw. zu verkaufen. Im Gegensatz zum Terminmarkt, an dem langfristige Kontrakte gehandelt werden, werden die Angebote am Vortag (Day-Ahead-Handel) oder am gleichen Tag (Intra-Day-Handel) der physikalischen Lieferung angeboten und nachgefragt. Das Angebot umfasst, wie auch beim Terminmarkt, das Kontraktvolumen, den festgelegten Zeitraum, die Regelzone im Übertragungsnetz und den entsprechenden Preis. Da sich der Energieträger Wind nicht mit genügend Sicherheit langfristig vorhersagen lässt, ist besonders der Spot-Markt für die Direktvermarkter von Windenergie geeignet.

### **6.2.1 Day-Ahead-Markt**

Die Day-Ahead Auktion findet in Deutschland um 12.00 Uhr statt. Gehandelt werden alle Stunden des Folgetages sowie Stunden-Blöcke im Bereich aller vier deutschen Übertragungsnetze sowie dem Austria Power Grid. Die minimale Liefermenge beträgt 0,1 MW und kann für einen minimalen Zeitraum von 15 Minuten gehandelt werden. Hierbei ist zu beachten, dass das Angebot für 15-Minuten-Kontrakte auf den deutschen Markt beschränkt ist. Außerdem ist es möglich, Kontrakte über einen Zeitraum von einer Stunde, Stunden-Blöcken und bis hin zu einem Tag kontinuierlich abzuschließen [32].

## 6.2.2 Intraday-Markt

Die Kontrakte werden am Intraday-Markt bis 45 Minuten vor der physikalischen Lieferung gehandelt und bieten somit die Möglichkeit, Strommengen über festgelegte Zeitintervalle von minimal 15 Minuten zu handeln. Die minimale Liefermenge beträgt 0,1 MW und bezieht sich auf den Lieferbereich des Day-Ahead-Marktes. Für Kontrakte, die den BK der Regelzonen Österreichs betreffen, gilt, dass jeder Kontrakt mindestens 75 Minuten vor der physikalischen Lieferung gehandelt werden muss [32]. Der Intraday-Markt dient durch die sehr geringen Vorlaufzeiten dem Ausgleich von Angebot- und Nachfrageschwankungen [31] S. 10.

## 6.2.3 Herkunftsnachweis EE

Seit dem 06. Juni 2013 wird an der EEX-Börse Grünstrom mit Herkunftsnachweis (HKN) gehandelt. Einer der gehandelten HKN ist gültig für die erzeugte Windenergie der nordeuropäischen Region und somit auch Deutschlands. Die HKN werden mit zwei Fälligkeiten pro Jahr und 3 Jahre in die Zukunft angeboten und gehandelt. Die HKN sind nicht physikalisch an die Stromlieferung gebunden, sondern werden in Form von Zertifikaten gehandelt. Ein Zertifikat erbringt hierbei den Nachweis, dass eine MWh aus regenerativen Energiequellen erzeugt wurde. Die Zertifikate werden wie im Emissionsrechthandel über ein europäisches Zertifikatensystem erfasst und in dieses Register gepflegt. Das Zertifikat erbringt den Nachweis, dass eine zertifizierte MWh nur einmal als Grünstrom gehandelt wird. Da die physische Lieferung jedoch nicht zeitlich an den Handel des Zertifikats gebunden ist, ist der Nutzen kritisch zu sehen. Da der HKN die Lieferung des zertifizierten Stroms zu einer Deadline fordert, ließe sich somit der in der Zwischenzeit gelieferte Graustrom ohne HKN als Grünstrom oder Ökostrom deklarieren. Außerbörslich wurde nach Angaben der EEX bereits Handel mit Grünstrom in Form von OTC-Geschäften in Höhe von 200 TWh für das Jahr 2012 getätigt. Nun erhofft sich die EEX durch den Handel an der Börse eine höhere Transparenz. Gehandelt werden die Zertifikate an der EEX an jedem Donnerstag zwischen 13 und 16 Uhr. [33]

## 6.3 Ermittlung des Strompreises

Die Ermittlung des Strompreises geschieht anhand von Angebot und Nachfrage. Die Kraftwerksbetreiber liefern stündlich oder in Form von Futures das Angebot, zu dem sie bereit sind, ihren Strom zu verkaufen. Abhängig ist das Angebot von den jeweiligen Grenzkosten, die vorrangig aus den kurzfristigen variablen Erzeugungskosten resultieren, die die Energieerzeugung den Kraftwerksbetreiber kostet. Maßgeblich hierfür sind vor allem die Brennstoffkosten der konventionellen Kraftwerke.

Die Angebote werden nach aufsteigender Reihenfolge geordnet und bilden die Angebotsfunktion, wie sie im Kapitel 9.5 beschrieben ist. Hingegen ist die Anfrage der Preis, den die Abnehmer zu zahlen bereit sind. Diese Nachfrageangebote werden ebenfalls stündlich oder in Form

von Futures abgegeben. Die Nachfrage-Kurve hingegen ist sehr steil und bildet somit eine geringe Preisspanne. Der Schnittpunkt aus Merit-Order und Nachfrage bildet den sogenannten markträumenden Preis, zu dem der Strom in dem betrachteten Zeitraum gehandelt wird. Somit erhalten alle Bieter mit gleichem oder niedrigerem Angebot den markträumenden Preis des letzten zur Leistungsbereitstellung nötigen Grenzkraftwerks [34] S14 f.

## **6.4 Clearing**

Die ECC ist eine Tochtergesellschaft der EEX und für das Clearing der Kontrakte zuständig. Über die ECC werden die börslich als auch außerbörslich gehandelte Energie und energie-nahe Produkte gecleart. Für eine hohe Bonität ist durch die Teilnahme von 11 Großbanken als Mitglieder gesorgt [14].

Sind sich zwei Börsenteilnehmer über die Konditionen und die Transaktion einig, wird vor der physikalischen Lieferung zwischen Käufer und Verkäufer der Prozess des Clearings eingeleitet. Hierfür tritt als zentraler Vertragspartner (CCP) ein Mitglied der ECC zwischen Käufer und Verkäufer und übernimmt das Kontrahentenrisiko. Die CCP bildet somit den Käufer für den Verkäufer und den Verkäufer für den Käufer des Kontraktes. Der Grund hierfür liegt in der daraus folgenden Sicherheit für die Kontoinformationen und den standardisierten, kostengünstigen Ablauf, da der finanzielle Ausgleich immer mit dem gleichen Vertragspartner abgeschlossen werden kann [30] S. 22. Da die Lieferung der Energie mit einer gewissen Unsicherheit durch eventuell auftretende Defekte und im Falle der WEA mit unvorhersehbaren windschwachen Perioden behaftet ist, muss ein geringes Ausfallrisiko garantiert werden. Hierzu müssen für die Teilnahme Käufer, Verkäufer und die Mitglieder der ECC finanzielle Sicherheiten hinterlegen um zu gewährleisten, dass alle offenen Kontrakte glattgestellt werden können [30] S. 27.

## **6.5 Merit-Order-Effekt**

Bei der Betrachtung der Strompreisentwicklung am Spotmarkt der ECC zeigt sich, dass mit steigendem Anteil regenerativer Energien am Gesamtstrommix eine Preisminderung des Spotmarktpreises einhergeht. Der Grund dafür besteht in den geringen Grenzkosten, die für die Energieerzeugung anfallen, die im Bereich Windenergie aufgrund entfallender Primärenergiekosten gegen Null gehen und zumeist preisunabhängig in die Angebots- und Nachfragekurve zur Ermittlung des Strompreises einfließen.

Wie stark sich der Merit Order Effekt auf den Strompreis auswirkt, ist abhängig von der Angebot- und Nachfrage-Kurve wie sie in Kapitel 9.5 beschrieben wurde. Hierzu wird angenommen, dass ein hohes Windangebot herrscht, dass durch Windparks genutzt und in Strom umgewandelt wird. Dieser Strom wird an der EEX preisunabhängig angeboten und deckt mit die Nachfragekurve. Weist die Nachfragekurve eine hohe Steigung auf, reicht folglich eine geringe Menge an EE-Strom, um Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus der Nachfrage zu verdrängen.

Somit wird ein Kraftwerk mit niedrigeren Grenzkosten preissetzend und der Wert des Strompreises, zu dem das gesamte Stromangebot und somit auch der EE-Strom im betrachteten Zeitintervall verkauft wird, ist signifikant geringer. Weist die Angebotskurve dem entgegen eine geringe Steigung auf, so ändert sich durch einer Verschiebung der Angebotskurve, ausgelöst durch einen erhöhten Anteil EE am Strommix, der Preis der Steigung entsprechend gering. Ersichtlich wird dies an der Darstellung in Abbildung 12. Die Nachfrage  $N_1$  wird durch den Anteil EE am Stromangebot auf  $N_2$  gesenkt, was im steilen Anstieg der Angebotskurve eine große Preisdifferenz bewirkt. Sinkt die Nachfrage  $N_1^*$  auf  $N_2^*$  bei geringem Anstieg der Angebotskurve, so ist die Preisdifferenz entsprechend gering [35] S. 5.

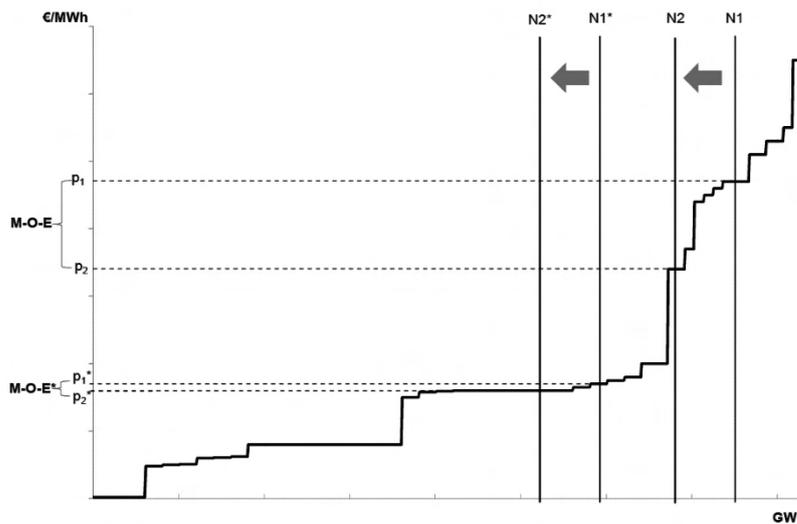


Abbildung 11 Merit Order Effekt verursacht durch EE [35]

## 7 Wetterprognosen

Da der Stromhandel an der EEX verlangt, dass die Angebote mit kontraktsspezifischen Vorlaufzeiten vor der physikalischen Lieferung gehandelt werden, müssen die lieferbaren Strommengen im Vorfeld bekannt sein. Bei Strom aus regenerativen Energiequellen, die fluktuierend auftreten, wie es insbesondere bei Wind- und Solarenergie der Fall ist, müssen somit die Angebote anhand von Prognosen erstellt werden, die auf Wettervorhersagen beruhen. Aus der prognostizierten Windgeschwindigkeit am Anlagenstandort lässt sich anhand der Leistungskurve einer WEA ermitteln, wie hoch die zu erwartende Stromerzeugung ausfällt. Um zu gewährleisten, dass die angebotene Strommenge auch tatsächlich zur Erfüllung des Kontraktes geliefert werden kann, wird im Folgenden untersucht, wie weit im Voraus das Windaufkommen standortpräzise vorhergesagt werden kann, also mit wie hoher Wahrscheinlichkeit die prognostizierte der realen Windgeschwindigkeit entspricht. Entscheidend hierfür ist die synoptische Meteorologie, die sich mit der Vorhersagbarkeit und dem Wechsel des augenblicklichen Zustandes der Atmosphäre über einen Zeitraum von bis zu 10 Tagen beschäftigt. Unterschieden wird in der synoptischen Meteorologie in Abhängigkeit des vorhergesagten Zeitintervalls zwischen dem Nowcasting, der Kurzzeitprognose, der Kurzfristprognose und der Mittelfristprognose [36] S. 38, wobei die Mittelfristprognose eine großzügige Trendangabe darstellt und keine zeitscharfe Prognose des Windangebotes liefern kann [37] S. 3.

### 7.1 Nowcasting

Erstellt wird das Nowcasting anhand der Beobachtung und Messung meteorologischer Größen. Hierzu werden die Anfangsbedingungen durch die Messung von Sonneneinstrahlung, Luftdruck, Luftfeuchtigkeit und Windgeschwindigkeit bestimmt. Das Nowcasting liegt keiner Modellbildung zugrunde, sondern stellt eine einfache zeitliche Extrapolation der aktuell erfassten Wetterlage über einen Zeitraum von zwei Stunden dar. So wird also angenommen, dass die aktuelle Wetterlage eine gewisse Stabilität aufweist. [37] S. 3

### 7.2 Kurzzeitprognose

Im Gegensatz zum Nowcasting liegt der Kurzzeitprognose die Erstellung von komplexen Wettermodellen zugrunde. Die zum Nowcasting erfassten Anfangsbedingungen und überregional erfasste Daten dienen hierzu als Eingangsparameter und werden in komplexen Wettermodellen ausgewertet. Das Ergebnis der Kurzzeitprognose bietet eine detaillierte Prognose für Wind, Temperatur, Niederschlag und Luftfeuchtigkeit über einen Zeitraum von 2 bis 12 Stunden [37] S. 4.

### 7.3 Kurzfristprognose

Das größte Problem hierbei stellt die Erfassung der Anfangsbedingungen dar, da die Messungen nicht flächendeckend geschehen können. Erstellt wird anhand der gemessenen Anfangsbedingungen eine detaillierte Gebietsvorhersage für Wind, Temperatur und Niederschlag. Böen werden hierbei mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit bewertet. Der Zeitraum der Vorhersage erstreckt sich über 12 bis 72 Stunden und stellt somit die Grundlage für die Day-Ahead-Vermarktung dar. [37] S. 4

### 7.4 Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit

Da die Windgeschwindigkeit von Wetterstationen per Definition in 10 m Höhe über der Erdoberfläche gemessen wird, muss zunächst betrachtet werden, wie sich die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe verändert. Grund für die Änderung der den Windgeschwindigkeit ist die Beschaffenheit der Erdoberfläche. Geologische, biologische und urbane Strukturen wirken als Widerstand auf die Bewegung der Luftmoleküle und wirken sich auf die Windgeschwindigkeit in Bodennähe aus. Je nach Beschaffenheit der Erdoberfläche, wird dem jeweiligen Gebiet ein Rauigkeitsfaktor zugeordnet, der der Luftwiderstand beschreibt. Da mit zunehmender Höhe keine Rauigkeit auf den Wind wirkt, steigt unmittelbar oberhalb des Erdbodens die Windgeschwindigkeit aufgrund geringerer Reibung deutlich an und macht auf der nördlichen Erdhalbkugel eine merkliche Drehung der Richtung nach rechts. Grund hierfür ist die Anpassung des Windvektors an den geostrophischen Wind der freien Atmosphäre, der durch die Corioliskraft seinen Richtungsvektor erhält. In der Meteorologie wird unterschieden zwischen Boden- und Höhenwinden, wobei die Bodenwinde im Mittel über Land zwischen 50 und 70% des Betrages des geostrophischen Windes und über See 70 bis 80% erreichen können [37] S. 138.

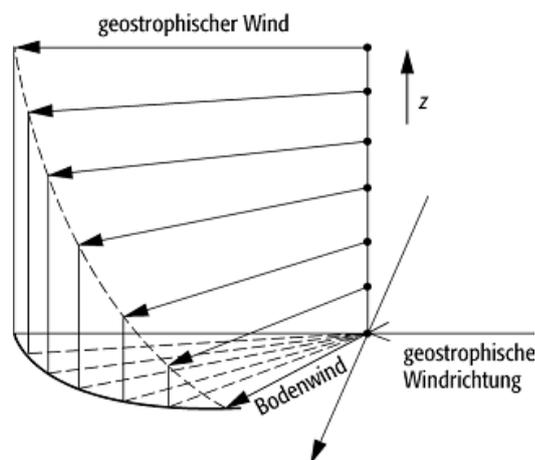


Abbildung 12 Darstellung Ekman-Spirale für die Nordhalbkugel der Erde [38]

Um die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe bestimmen zu können, muss bedacht werden, auf welche Grenzschicht sich die Betrachtung bezieht. Die Entwicklung des Windprofils, das auf die Höhe einer WEA bezogen ist, bezieht sich bei einer Nabenhöhe von unter 100 m auf die Prandtl-Schicht und bei Nabenhöhen über 100 m auf die Ekman-Schicht, dargestellt in Abbildung 14 dargestellt.

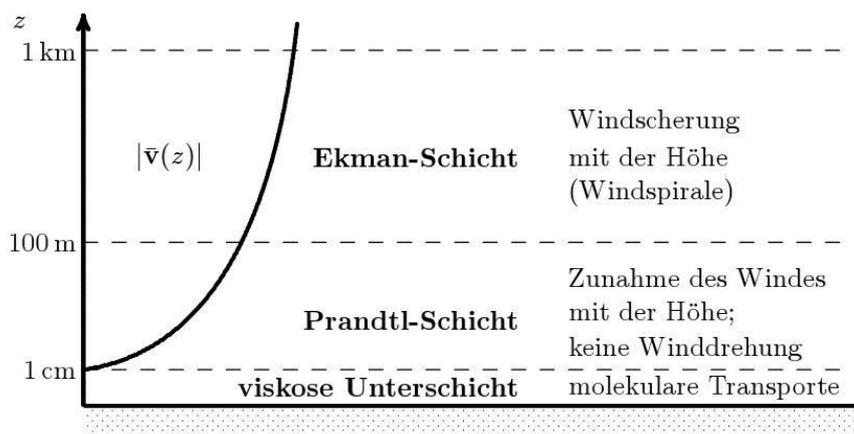


Abbildung 13 Aufbau der atmosphärischen Grenzschichten

In der Prandtl-Schicht herrscht eine thermische Schichtung, die sich in der Vertikalen zwischen 20 und 100 m erstreckt, in der sich die turbulenten Strömungen annähernd höhenkonstant verhalten. Die Einwirkung der Coriolis- und Druckgradientkraft, die für die Drehung der Windrichtung nach rechts auf der Nordhalbkugel verantwortlich ist, macht sich hier noch nicht stark bemerkbar und die Zunahme der Windgeschwindigkeit erfolgt nahezu logarithmisch. In der Prandtl-Schicht verhält sich die Windgeschwindigkeit nach der Formel

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

$z_0$ : Rauigkeitshöhe  $z$ : Höhe

$\kappa$ : Kármánsche Konstante ( $\approx 0,4$ )

$u_*$ : Schubspannungsgeschwindigkeit

$u(z)$ : Windgeschwindigkeit in Höhe  $z$

Übersteigt die Nabenhöhe die Prandtl-Schicht, sollte die Formel für das logarithmische Windprofil angewandt werden, dass bei Abweichung der Schichtung vom neutralen Typ und bis zu mehreren hundert Metern Höhe gilt. Sie verhält sich in Prandtl-Schicht logarithmisch, während die Steigung in der Ekman-Schicht annähernd linear verläuft.

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \cdot \left( \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + 4,7 \cdot \frac{z - z_0}{L_*} \right)$$

$L_*$ : Stabilitätslänge

Für die technische Anwendung hat sich das Potenzgesetz etabliert, das die Berechnung der Windgeschwindigkeit bis zu einer Höhe von 400 m anhand der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über dem Erdboden und dem Grenzschichtexponenten entsprechend der Rauigkeit der Erdoberfläche ermöglicht [37] S. 145 f.

$$u(z) = u(10m) \cdot \left(\frac{z}{10m}\right)^g$$

g: Grenzschichtexponent

Typen von Geländeoberflächen	Grenzschicht-Exponent g*
Offenes Gelände mit wenigen und niedrigen Hindernissen z.B. flaches Gras und Ackerland mit nur wenigen Bäumen, Prärien, küstennahe Inseln, inländische Seen und Wüsten	0,16
Gelände mit gleichförmig gestreuten Hindernissen von 10 – 15 m Höhe, z.B. Wohnsiedlungen kleine Städte, Wälder, Gebüsch, kleine Felder mit Büschen, Bäumen und Hecken	0,28
Gelände mit großen und ungleichmäßig gestreuten Hindernissen, z.B. die Zentren großer Städte, stark unebenes Gelände mit vielen hohen Hindernissen, wie Bäume etc.	0,4

*Tabelle 7 Typenoberflächen in Abhängigkeit zum Grenzschichtexponenten [39] S. 137*

Mit der Rauigkeit werden die Beschaffenheit der Erdoberfläche und Umgebungsfaktoren, die sich auf die Windgeschwindigkeit in Bodennähe auswirken, berücksichtigt. Die Rauigkeit wirkt sich bis auf die Grenzschicht in bis zu 300 und 600 m Höhe aus [39] S. 136.

Das logarithmische Windprofil bietet eine weitere Formel, das ebenfalls die Rauigkeit der Erdoberfläche berücksichtigt. Die Rauigkeitslänge gibt an, in welcher Höhe über dem Erdboden die Windgeschwindigkeit Null beträgt.

Berechnet wird das logarithmische Windprofil über die Formel:

$$u(h) = v(10m) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

u(h): Windgeschwindigkeit in Höhe h<sub>2</sub>

z<sub>0</sub>: Rauigkeitslänge

h<sub>2</sub>: Höhe der gesuchten Windgeschwindigkeit

v(10): Windgeschwindigkeit in 10m Höhe

[37] S. 146

Eine Übersicht der Rauigkeitsklassen und -längen befindet sich in Tabelle 8

Rauigkeitsklassen und -längen		
Rauigkeitsklasse	Rauigkeitslänge z <sub>0</sub>	Typen von Geländeoberflächen
0	0,0002 m	Wasserflächen: Meer und Seen
0,5	0,0024 m	Offenes Gelände mit glatter Oberfläche, z.B. Beton, Landebahnen auf Flughäfen, gemähtes Gras etc.
1	0,0300 m	Offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken, evtl. mit weitläufig verstreuten Gebäuden und sehr sanfte Hügel
1,5	0,0550 m	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 m hohen Hecken im Abstand von mehr als 1 km
2	0,1000 m	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 m
2,5	0,2000 m	Landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen und Pflanzen, oder 8 m hohe Hecken im Abstand von ca. 250 m
3	0,4000 m	Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain
3,5	0,6000 m	Größere Städte mit hohen Gebäuden
4	1,6000 m	Großstädte mit hohen Gebäuden und Wolkenkratzern

Tabelle 8 Übersicht Rauigkeitslängen zu Geländeoberflächen [40]

Eine weitere Möglichkeit für die Berechnung von technischen Anwendungen ist die Methode über die Rauigkeitslänge des Geländes Rückschluss auf die Entwicklung der Windgeschwindigkeit in Höhen zwischen 10 und 400 m zu erhalten [37] S. 147.

## 7.5 Wetterdaten Fallbeispiel Windpark Rosacker

Die zur Stromerzeugungsprognose genutzten Wetterprognosen sind des Wetterarchives Windguru.de entnommen. Die Archivdaten stammen von Daten, die durch Vorhersagemodelle in 6-stündigem Zyklus produziert wurden. Die Windvorhersage bezieht sich auf eine Höhe von 10 m über dem Erdboden und wurde erstellt für den Standort Schleswig, das die nächste für Wettervorhersagen betroffene Region darstellt. Die Entfernung zwischen dem Zentrum der Vorhersageregion (Spot: N 54° 31' 12", E 9° 34' 48") und dem Windpark beträgt ca. 11 km Luftlinie [41]. Die Vorhersagedaten beziehen sich auf das GFS-Wettermodell, das vom National Centers for Environmental Prediction (NCEP) betrieben wird, welches den National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) unterliegt. Die Vorhersagen werden 4-mal täglich um 00 UTC, 06 UTC, 12 UTC und 18 UTC aktualisiert und weisen eine Auflösung von 27 km auf. Jedoch verfügen die Daten, die dem Internetportal durch die NOAA zur Verfügung gestellt werden, über eine Auflösung von 50 km.

Das Wettermodell unterstützt für die besagte Region keine Vorhersage der modifizierten Windstärke, wodurch geografische Begebenheiten, die sich auf die Windgeschwindigkeit am Anlagenstandort auswirken können, berücksichtigt würden. Die Temperaturvorhersage bezieht sich ebenfalls auf den Spot Schleswig und unterliegt der Interpolation für die Höhe 3 m über Normalnull [42].

## 8 Stromerzeugungsprognose

Die Primärenergie, die eine WEA nutzt, ist die kinetische Energie der Luftmoleküle, die beim Umströmen den Rotor in Drehung versetzen. Die Luftmasse

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot v \cdot t$$

passiert die Rotoren. Die Umströmung durch die bewegte Luft führt zu dem dynamischen Auftrieb, wodurch der Rotor auf einer Kreisfläche rotiert

$$A = \pi \cdot r^2$$

A: Fläche [m<sup>2</sup>];

m: Masse [kg];

t: Zeit [s];

v: Geschwindigkeit [ $\frac{m}{s}$ ];

$\rho$ : Dichte [ $\frac{kg}{m^3}$ ]

Es ergibt sich somit für die kinetische Energie

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = \frac{\pi}{2} \cdot \rho \cdot r^2 \cdot t \cdot v^3$$

woraus für die Leistung des Windes folgt:

$$P_{Wind} = \frac{\pi}{2} \cdot \rho \cdot r^2 \cdot v^3$$

Die Dichte der Luft verhält sich also proportional zur Leistung, während die Windgeschwindigkeit sich mit dreifacher Potenz auswirkt. Die Windgeschwindigkeit wird von Wetterstationen direkt erfasst und liegt somit als Messwert vor. Die Dichte der Luft hingegen ist abhängig von der Temperatur, der Gaskonstanten feuchter Luft, des Drucks und der Luftfeuchtigkeit. Im Allgemeinen nimmt die Dichte der Luft mit zunehmender Luftfeuchtigkeit und Temperatur ab und mit steigendem Druck zu.

$$\rho = \frac{p}{R_f \cdot T}$$

$\rho$ : Dichte [ $\frac{kg}{m^3}$ ]

R: Gaskonstante feuchter Luft [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]

T: Temperatur [K]

Druck und Temperatur werden von Wetterstationen gemessen, wohingegen die Gaskonstante feuchter Luft berechnet wird nach der Formel:

$$R_f = \frac{R_l}{1 - \left(\varphi \cdot \frac{p_d}{p}\right) \cdot \left(1 - \frac{R_l}{R_W}\right)}$$

$R_l$ : 287,05 [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]

$R_W$ : 461 [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ]  $\varphi$ : relative Luftfeuchtigkeit

p: Umgebungsdruck [Pa]  
[37]

$p_d$ : Sättigungsdampfdruck von Wasser [Pa]

Der Sättigungsdampfdruck von Wasser ist temperaturabhängig und wird durch die Magnus-Formel beschrieben:

$$p_d = 6,1078 \cdot \exp \cdot \left( \frac{17,1 \cdot \vartheta}{235 \text{ }^\circ\text{C} + \vartheta} \right)$$

$\vartheta$ : Temperatur [°C] zwischen -30 °C und 70 °C

Mit der prognostizierten Windgeschwindigkeit und der errechneten Luftdichte kann nun die daraus resultierende Leistung der betrachteten WEA bestimmt werden. Je nach Anlagentyp und Hersteller existieren verschiedene Möglichkeiten, die Stromerzeugung zu bestimmen. Gängige Varianten sind Leistungskurven, Leistungstabellen abhängig von Windgeschwindigkeit und Dichte der Luft, als auch per Formel und Wirkungsgrad. Tabelle 9 zeigt eine Leistungstabelle in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Dichte für die WEA Vestas V52-850 kW mit einer Nabenhöhe von 74 m, während Abbildung 15 die Leistungskurve des selben Anlagentyps bei einer Luftdichte von 1,225 kg/m<sup>3</sup> in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit darstellt.

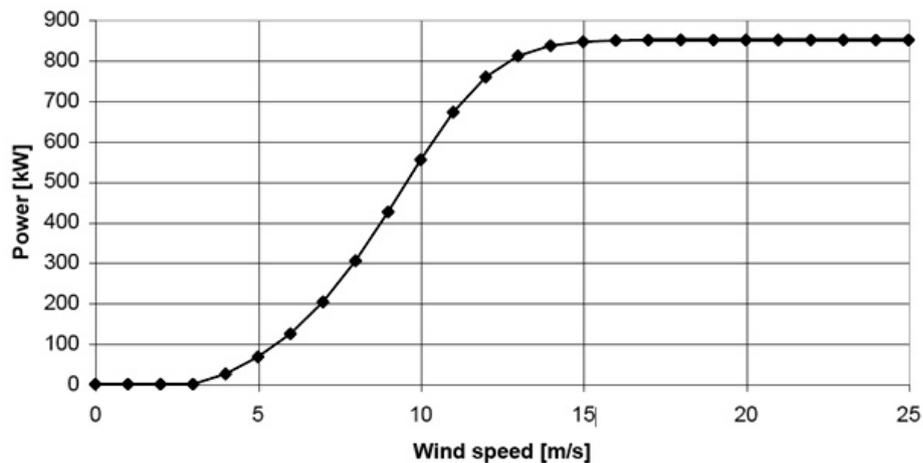


Abbildung 14 Leistungskennlinie Vestas V52-850 kW bei 104,2 dB [43]

Windgeschwindigkeit [m/s]	Dichte [kg/m <sup>3</sup> ]										
	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,225	1,24	1,27		
4	20,40 kW	21,30 kW	22,30 kW	23,20 kW	24,10 kW	25,10 kW	25,50 kW	26,00 kW	27,00 kW		
5	56,60 kW	58,60 kW	60,50 kW	62,50 kW	64,50 kW	66,40 kW	67,40 kW	68,40 kW	70,40 kW		
6	106,00 kW	109,00 kW	113,00 kW	116,00 kW	119,00 kW	123,00 kW	125,00 kW	126,00 kW	130,00 kW		
7	173,00 kW	179,00 kW	184,00 kW	189,00 kW	195,00 kW	200,00 kW	203,00 kW	206,00 kW	211,00 kW		
8	260,00 kW	268,00 kW	276,00 kW	284,00 kW	292,00 kW	300,00 kW	304,00 kW	308,00 kW	317,00 kW		
9	365,00 kW	376,00 kW	387,00 kW	398,00 kW	409,00 kW	420,00 kW	425,00 kW	431,00 kW	441,00 kW		
10	480,00 kW	494,00 kW	507,00 kW	521,00 kW	534,00 kW	547,00 kW	554,00 kW	561,00 kW	572,00 kW		
11	595,00 kW	610,00 kW	624,00 kW	637,00 kW	651,00 kW	665,00 kW	671,00 kW	679,00 kW	688,00 kW		
12	696,00 kW	709,00 kW	720,00 kW	731,00 kW	742,00 kW	753,00 kW	759,00 kW	765,00 kW	770,00 kW		
13	770,00 kW	780,00 kW	787,00 kW	794,00 kW	800,00 kW	807,00 kW	811,00 kW	814,00 kW	817,00 kW		
14	815,00 kW	820,00 kW	824,00 kW	827,00 kW	831,00 kW	834,00 kW	836,00 kW	838,00 kW	839,00 kW		
15	837,00 kW	839,00 kW	841,00 kW	842,00 kW	843,00 kW	845,00 kW	846,00 kW	846,00 kW	847,00 kW		
16	846,00 kW	847,00 kW	847,00 kW	848,00 kW	848,00 kW	849,00 kW	849,00 kW	849,00 kW	849,00 kW		
17	849,00 kW	849,00 kW	849,00 kW	849,00 kW	850,00 kW						
18	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
19	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
20	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
21	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
22	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
23	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
24	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		
25	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW	850,00 kW		

Tabelle 9 Leistungstabelle der Vestas V52-850 kW in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Luftdichte [43] S.

## 9 Analyse

Gegenstand der Analyse ist die WEA Vestas V52-850 kW an dem Standort Rosacker, Silberstedt. Sie weist eine maximale Leistungserzeugung von 850 kW auf und besitzt eine Nabenhöhe von 74 m. Betrieben wird sie bei einem Noise-Level von 102,4 dB, für das die Leistungstabelle in Tabelle 9 gilt und zu der Berechnung benutzt wurde.

Im Folgenden die Energieprognose auf Datenbasis von Windprognosen analysiert. Die errechnete prognostizierte Leistungseinspeisung wird dazu mit der realen Leistungseinspeisung der WEA verglichen um eine Aussage über die Genauigkeit der Prognose erhalten zu können. Anschließend wird durch die vermarktungsfähige Strommenge der Erlös am Intra-Day-Markt der EPEX Spot ermittelt, um Direktvermarktung und Einspeisevergütung des EEG 2012 miteinander vergleichen zu können.

Die Berechnung sowie die dazugehörigen Daten sind auf der Anhang-CD enthalten

### 9.1 Direktvermarktung - Fallbeispiel Rosacker

#### 9.1.1 Wetterprognose für WEA

Zu der Ermittlung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, wurde die prognostizierte Windgeschwindigkeit mit Hilfe des logarithmischen Windprofils unter Anwendung des Grenzschichtexponenten und der Rauigkeitslänge (Kapitel 10.4) in 74 m Höhe berechnet. Exemplarisch ist in Abbildung 16 die Windprognose für die Region Schleswig im Zeitraum vom 01.02.2013 bis 07.02.2013 dargestellt. Der schwarze Kurvenverlauf stellt die Windprognose aus dem Wetterarchiv Windguru.cz dar. Die gestrichelt dargestellte prognostizierte Windgeschwindigkeit ist anhand des Grenzschichtexponenten berechnet und liegt konstant 2,45 % über dem mittels Rauigkeitslänge ermittelten Wert. Der gepunktete Graph stellt die prognostizierte Windgeschwindigkeit in 74 m Höhe dar, die über das logarithmische Windprofil in Abhängigkeit der Rauigkeitslänge der Erdoberfläche bestimmt wurde und im Anschluss der Leistungsprognose als Grundlage dient.

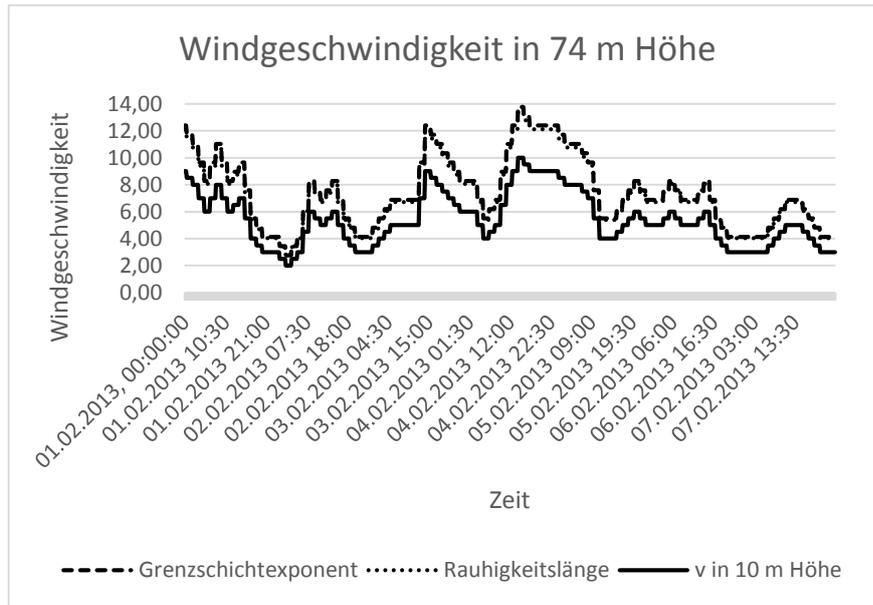


Abbildung 15 Prognostizierte Windgeschwindigkeit Region Schleswig

Da die Vorhersagedaten des Wetterarchivs Windguru.cz keine Daten zu der relativen Luftfeuchtigkeit boten, wurde zur Bestimmung der Luftdichte auf die Ist-Daten der Wetterstation Esperstoft, Silberstedt zurückgegriffen, die sich 1,5 km nordwestlich der WEA befindet. Gemessen wurden die Parameter Luftdruck, Temperatur und relative Luftfeuchtigkeit, die zu der in Kapitel 11 beschriebenen Berechnung der Luftdichte genutzt wurden. Anschließend wurden die Daten auf 10-Minuten-Intervalle kumuliert, um die daraus folgende Leistungsprognose mit der im 10-Minuten-Intervall ausgelesenen Ist-Leistung der WEA vergleichen zu können. Die Luftdichte für den Zeitraum 01.02.2013 bis 07.02.2013 ist in Abbildung 17 dargestellt.

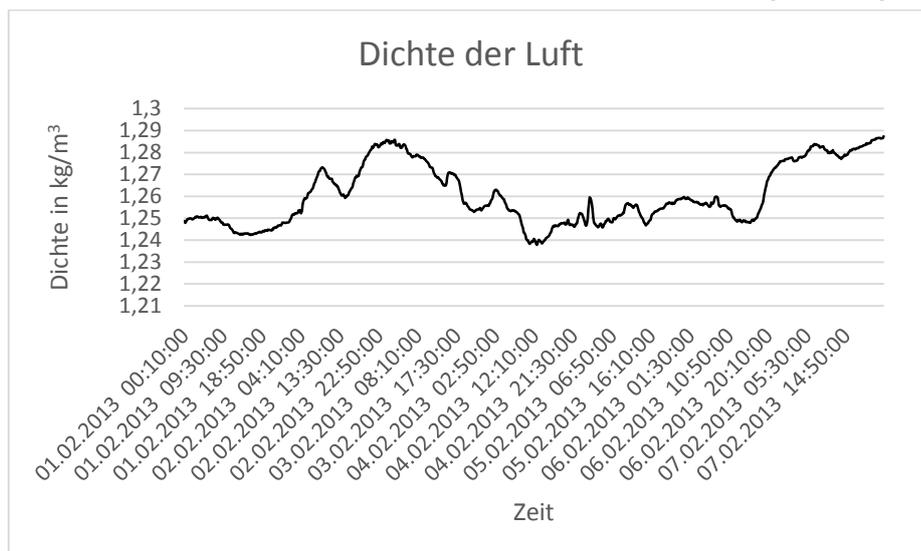


Abbildung 16 Luftdichte 1,5 km nordöstlich des Anlagenstandorts

## 9.1.2 Windenergieprognose WEA

Die Leistungstabelle in Tabelle 9 enthält in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Luftdichte die Leistungserzeugung der WEA Vestas V52-850 kW. Die prognostizierte Windgeschwindigkeit sowie die berechneten Dichte geben also zum zutreffenden Zeitpunkt der Prognosewerte die prognostizierte Leistung an.

Prognostizierte sowie die durch Messung festgestellte reale Energieerzeugung sind in Abbildung 18 für die erste Februarwoche 2013 dargestellt.

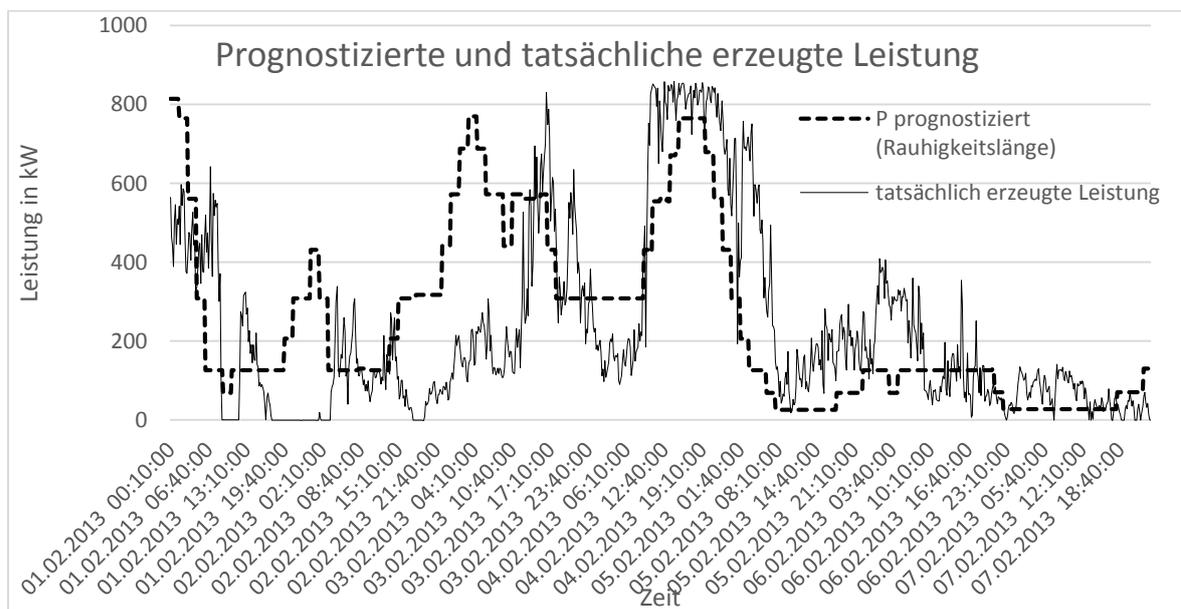


Abbildung 17 Abbildung der prognostizierten und Erzeugten Leistung der Vestas V52-850kW

Aus dem Diagramm wird ersichtlich, dass die prognostizierte Leistung nicht mit hinreichender Genauigkeit der tatsächlich erzeugten Leistung entspricht, um den erzeugten Strom an der EEX im Intraday-Markt stundenscharf anbieten zu können. Weiterhin zeigt sich ein zeitlicher Versatz der erwarteten Peaks am 01.02.2013 um 22:00 Uhr und am 03.02.2013 um 04:00 Uhr. Mögliche Ursachen hierfür sind die unzureichenden Wetterprognosedaten, aber auch die vom Netzbetreiber geforderte reduzierte Leistungserzeugung zur Sicherstellung der Netzqualität. Möglich ist auch eine gegenseitige Verschattung der WEA am Standort, die eine Minderung der auftreffenden Windgeschwindigkeit auf die betrachtete Anlage verursachen kann und einen weiteren möglichen Faktor darstellt.

Ein möglicher Grund für den zeitlichen Versatz der prognostizierten Leistung sind die relativ großen Aktualisierungsintervalle im 6-Stunden-Zyklus der erhobenen Prognosewerte des Wet-

terarchivs Windguru.cz, die der Berechnung zugrunde liegen. Ein kürzeres Aktualisierungsintervall würde Veränderungen der zur Windvorhersage nötigen Parameter des Wettermodells berücksichtigen und eine Korrektur des prognostizierten Wetterereignisses und somit auch des Forecasts der Stromerzeugung ermöglichen. Eine weitere Fehlerquelle liegt in der geringen Auflösung von 50 km für die verwendete Windvorhersage, welche ein relativ großes Gebiet mit einer mittleren konstanten Windgeschwindigkeit darstellt und nicht als hinreichend standortspezifisch klassifiziert werden kann.

Um eine Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeit der prognostizierten Leistung der Vestas V52-850 kW zu treffen, wurde der Anteil der prognostizierten Leistung an der real erzeugten Leistung ermittelt und eine Häufigkeitsverteilung erstellt, die wiedergibt, wie viel Prozent der betrachteten 3571 Prognosewerte in dem jeweiligen 5 %-Intervall eingetreten sind. Da die Leistungstabelle in Tabelle 9 ab einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s definiert ist, wurde für Windgeschwindigkeiten, die kleiner als 4 m/s ist, eine Sollleistung von 1 kW angenommen, um eine prozentuale Abweichung zu ermitteln.

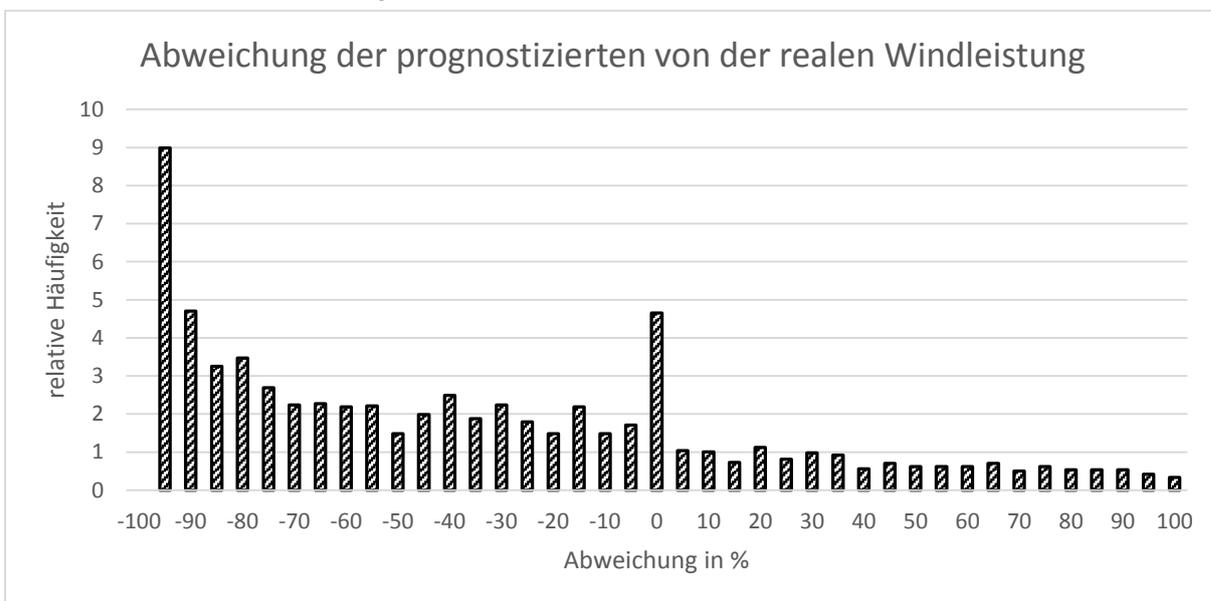


Abbildung 18 Prognosegüte dargestellt durch die Häufigkeitsverteilung zur Abweichung der Ist- zur Soll-Leistung

Prognosefehler s [%]	s < -10 %	-10 % ≤ s ≤ 10 %	s > 10 %	s > 100 %	s = 0 %
Häufigkeit [%]	47,55	9,89	42,57	30,72	4,65
Median [%]	5,09				

Tabelle 10 Auswertung der Häufigkeitsverteilung zur Prognosegüte

Eine genaue Übereinstimmung der Soll- zur Ist-Leistung zeigt einen deutlichen Peak mit 4,65 % der betrachteten 3571 Prognosen über den Zeitraum des 1. Februar um 00:00 Uhr bis zum 28.

Februar um 23:50 Uhr. Aus Tabelle 10 ist zu entnehmen, dass 9,89 % der erhobenen Prognosewerte zwischen -10 % und +10 % Abweichung aufweisen, signifikante 47,55 % der Vorhersagen sind mit einer Abweichung von über 10 % behaftet, wobei 30,72 % der Abweichung größer als 100 % sind, die nicht in der Häufigkeitsverteilung erscheinen. Die verbleibenden 42,57 % weisen eine Abweichung von -10 bis 99,85 % auf.

### 9.1.3 Bedeutung für den Stromhandel

Der Intraday- als auch Day-Ahead-Markt verlangt für jeden gehandelten Kontrakt eine fest definierte Leistung. Es lässt sich also nur der Strom verkaufen, der am Markt anhand von Prognosewerten angeboten und in der Realität auch erzeugt wird. Die vermarktungsfähige Strommenge ergibt sich also aus der Differenz der prognostizierten und realen Leistung. Um zu ermitteln, wie viel elektrische Arbeit an dem Intraday-Markt der EPEX Spot aufgrund zutreffender Prognose eine erfolgreiche Auktion erzielt hätte, wurden für die Ist-Leistung (erzeugte Leistung) und die Soll-Leistung (prognostizierte Leistung) der Mittelwert für einstündige Intervalle gebildet, um die vermarktungsfähige elektrische Soll- und Ist- Arbeit der WEA in Näherung zu erhalten.

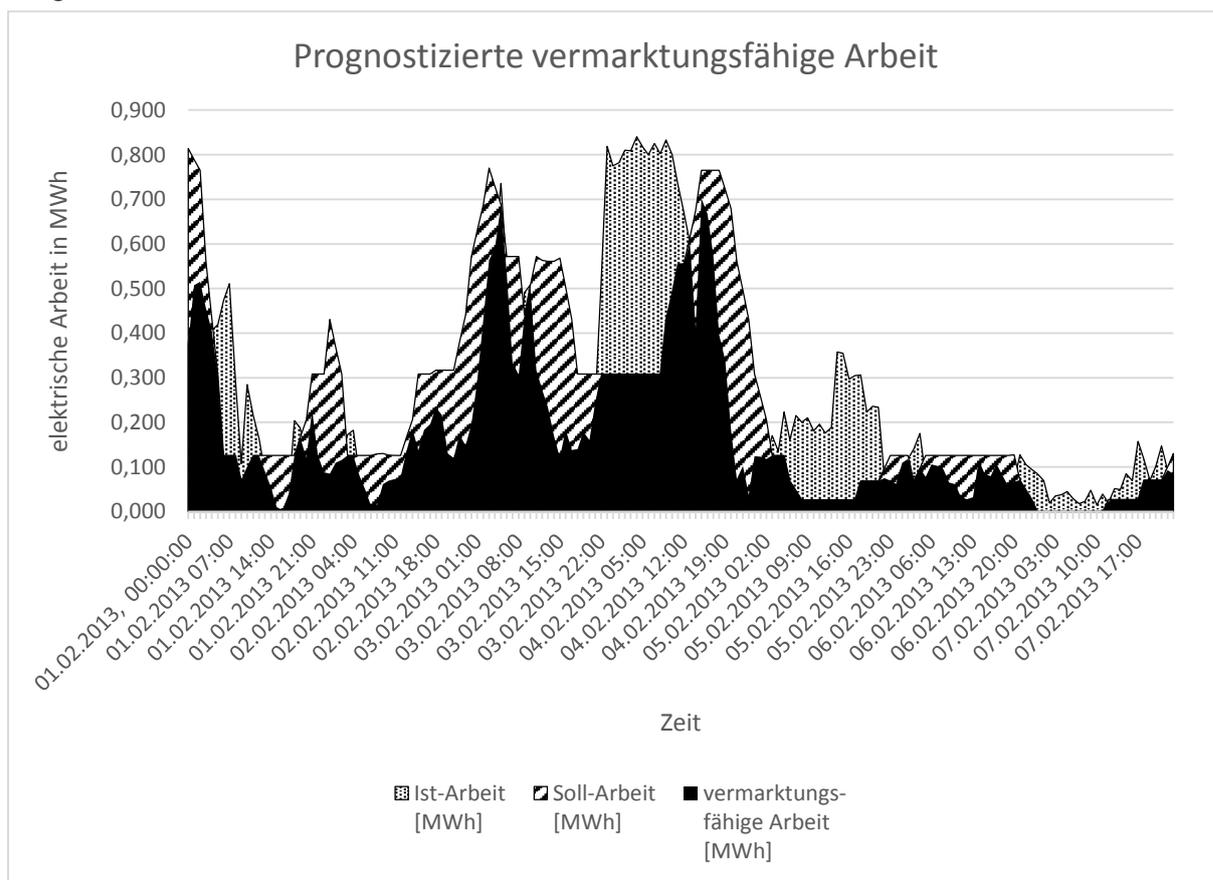


Abbildung 19 An der EEX durch Prognose handelbare elektrische Arbeit

Die aufgrund zutreffender Windprognose vermarktungsfähige Arbeit ist in Abbildung 20 als schwarze Schnittfläche von Ist- und Soll-Leistung repräsentativ für den Zeitraum 01.02.2013 – 07.01.2013 dargestellt. Für Februar 2013 beträgt die berechnete gesamte vermarktungsfähige elektrische Arbeit 68.628 kWh, wobei 118.678 kWh prognostiziert und 137.295 kWh tatsächlich erzeugt wurden, die Prognose also deutlich niedriger ausfiel.

Das Ergebnis ist in Tabelle 11 zusammengefasst.

Gesamt vermarktungsfähige Arbeit $W_{VG}$ [kWh]	Anteil $w_{VG}$ an $w_{ist}$ [%]	Gesamt Ist-Arbeit $W_{ist}$ [kWh]	Gesamt Soll-Arbeit $W_{soll}$ [kWh]
68.628	49,99	137.295	118.678

Tabelle 11 Gesamte Ist-, Soll- und vermarktungsfähige Arbeit Vestas V52-850 kW (Februar 2013)

### 9.1.4 Auswirkungen auf den Stromhandel

Es wird ersichtlich, dass die Anwendung des logarithmischen Windprofils auf die GSM-Windprognosedaten und die Berücksichtigung der Luftdichte nur eine unzureichende Genauigkeit in Bezug auf die real erzeugte Leistung der Vestas V52-850 kW bieten. Das führt zu einer relativ großen Abweichung der prognostizierten zu der realen Leistung, was sich in der Kausalitätskette bis zu dem Verbraucher auswirkt, da der Bedarf an kostenintensiver Regelenergie für den Ausgleich des Prognosefehlers benötigt wird, was sich wiederum auf den Strompreis auswirkt.

Wie sich zeigt, stellt für die Direktvermarktung die unerwartete als auch die ausbleibende Leistungserzeugung ein Problem dar. Wäre die prognostizierte Leistung als Angebot an der EEX gehandelt worden, so wäre der Verkauf der falsch prognostizierten Leistung ausgeblieben. In der Realität kann der Verkäufer durch laufende Aktualisierung der Prognosedaten auf ausbleibende Stromlieferungen reagieren und den Strom im Fall einer zu hohen Stromerzeugung bis 45 Minuten vor physikalischer Lieferung am Intraday-Markt der EPEX Spot anbieten, um einen Käufer/Verbraucher zu finden. Im Fall des Unterschreitens der zu liefernden Strommenge kann der Verkäufer bei ausreichend Vorlaufzeit Strommengen am Spotmarkt hinzukaufen, um die erstellten Kontrakte zu erfüllen und die verbindliche Strommenge zu liefern. Realisiert wird dies durch flexible Verbraucher, die z.B. kurzfristig stromintensive Prozesse betreiben und den Strom abnehmen, ein flexibles Kraftwerk, z.B. ein Gasturbinenkraftwerk, bietet negative Regelenergie an, oder ein Pumpspeicherwerk kauft den Strom um ihn in Form von potentieller Energie zu speichern. Das flexible Kraftwerk würde die Energieerzeugung reduzieren und die nicht prognostizierte Leistung durch den Verbraucher, der als Abnehmer des Kraftwerks geplant war, abnehmen. Kann jedoch nicht mit der nötigen Vorlaufzeit reagiert werden und der

Kontrakt bleibt unerfüllt, fallen Regelenergiekosten an, die von dem jeweiligen Netzbetreiber abhängen.

### 9.1.5 Wirtschaftlichkeit

Um den Erlös durch die Direktvermarktung der Windenergie an der EPEX Spot zu ermitteln, wird durch Multiplikation der vermarktungsfähigen Arbeit mit dem EPEX Intraday-Spotpreis im entsprechenden Zeitintervall der Erlös ermittelt. Deckt der Erlös nicht die Einspeisevergütung nach §§ 29 f. EEG, berechnet sich die Höhe der MP als Differenz aus energieträgerspezifischen Marktwert für Wind und Einspeisevergütung, die der Anlage zusteht. In diesem Fall handelt es sich um eine Altanlage, die im Jahr 1994 in Betrieb genommen wurde. Der Anlage steht keine Anfangsvergütung zu und der Systemdienstleistungsbonus entfällt aufgrund fehlender technischer Anforderung an die Wirkleistungsreduzierung nach SDLWindV, die nach § 6 Nr.5 EEG zum Erhalt der MP erforderlich ist

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Direktvermarktung inklusive Erhalt der MP wird im Folgenden angenommen, die SDLWindV sei erfüllt und es handle sich um eine Neuanlage, die den Anspruch auf Anfangsvergütung besitzt und durch Einhaltung der SDLWindV den Systemdienstleistungsbonus erhält. Die Berechnung des spezifischen Gesamterlöses ist in Tabelle 12 dargestellt.

	ct/kWh
Anfangsverütung	8,935
Systemdienstleistungsbonus	0,48
Gesamtvergütung	9,415
Referenzmarktwert	3,112
Marktprämie	6,303
spezifischer Intra-Day Erlös	8,173
spezifischer Gesamterlös	14,476
zusätzlicher Gewinn durch MP	5,541

*Tabelle 12 Berechnung des zusätzlichen Erlöses durch die Direktvermarktung*

Es ergibt sich aus Tabelle 12 ein zusätzlicher Erlös von 5,541 ct/kWh, doch sind in der Betrachtung nicht die in der Realität anfallenden Kosten für die nötige Regelenergie zum Ausgleich des Prognosefehlers enthalten, da die zeitliche Auflösung von 6 Stunden keine Bewertung der anfallenden Primär-, Sekundär- noch Minutenreserve zulässt.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergibt einen signifikanten Mehrerlös von 5,541 ct/kWh, der den Anlagenbetreibern den Anreiz gibt, von dem Einspeisevergütungsmodell in die Form der Direktvermarktung zu wechseln und den Strom an dem bedarfsorientierten Stromhandel der EEX zu vermarkten. Eine genauere Wetterprognose, die zeitlich wie auch räumlich höher aufgelöst ist, würde eine effizientere Vermarktung an der Strombörse realisieren.

## 9.2 Direktvermarktung - Deutschland

Der wichtigste Faktor, der zur gewinnbringenden Direktvermarktung beiträgt, ist eine Wetterprognose, die Windvorhersagen für eine zuverlässige Aussage über den zu vermarktenden Strom liefert. Im Fallbeispiel Rosacker hat sich das Kriterium stark ausgewirkt, es konnten nur 44,99 % durch zutreffende Angebotserstellung mittels Wetterprognose an der EEX vermarktet werden.

Bei Betrachtung der prognostizierten und real eingespeisten Windenergieleistung in Abbildung 13 für Deutschland zeigt sich eine deutlich geringere anteilige Differenz von 13,79 % für zutreffende Prognosen (siehe Anhang II)

Die prognostizierte Windenergieleistung beruht auf Prognosedaten zur physikalischen Gesamtwindenergieeinspeisung, basierend auf Prognosen für Referenzwindparks, die durch Hochrechnung und durch eine Kombination von verschiedenen Windenergieeinspeisungsprognosen, den Sollwert für Deutschland liefern [11].

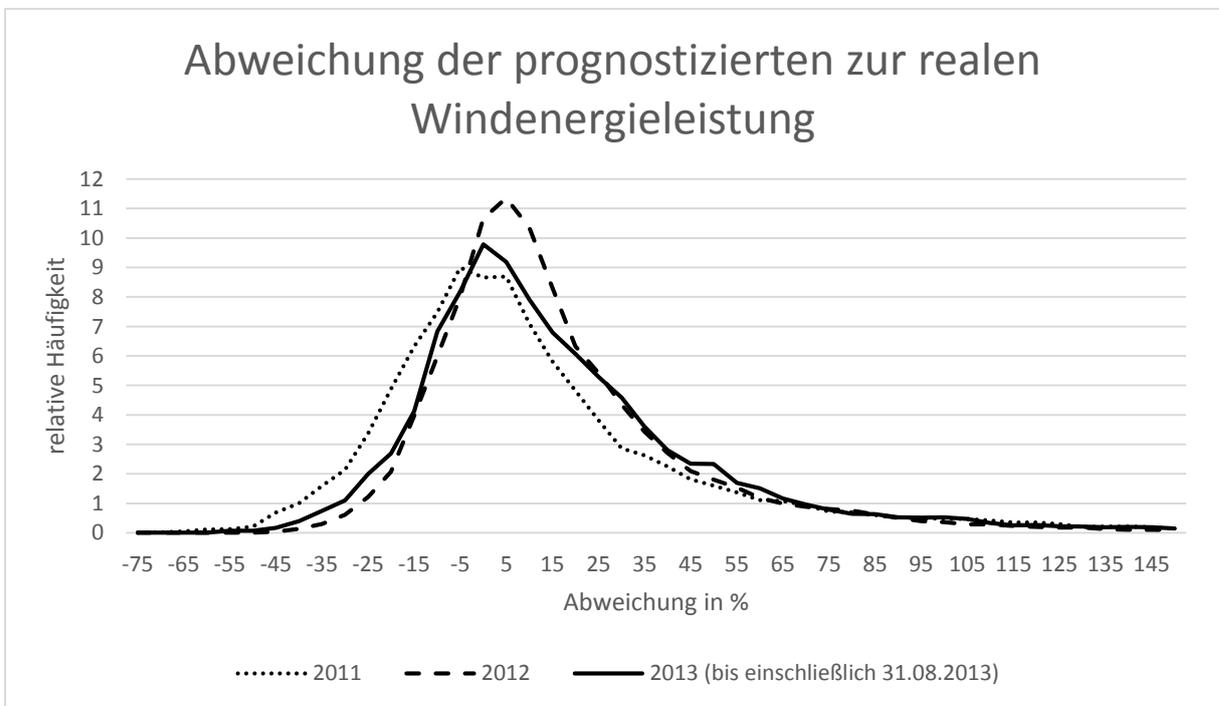
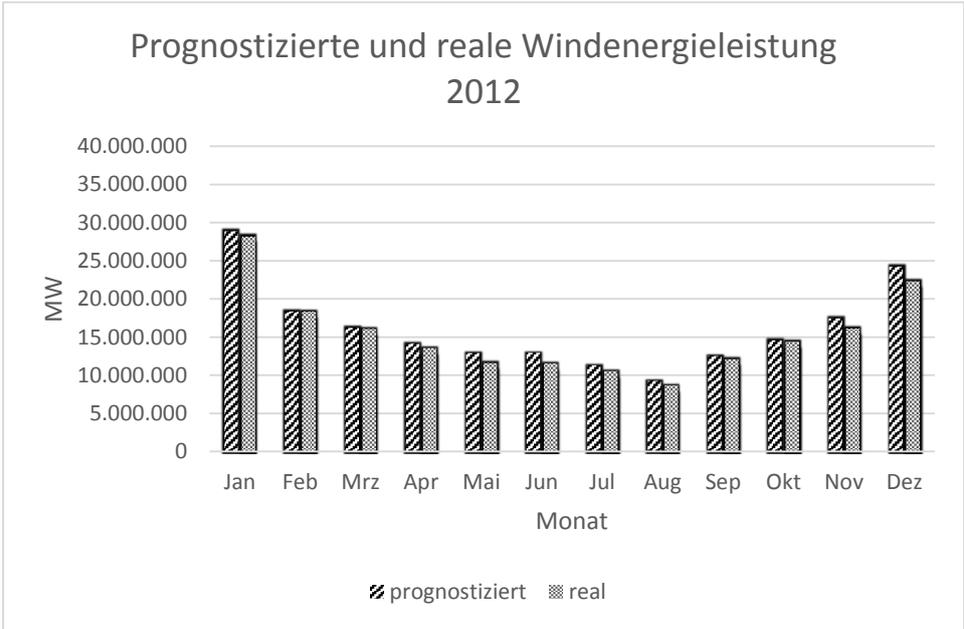
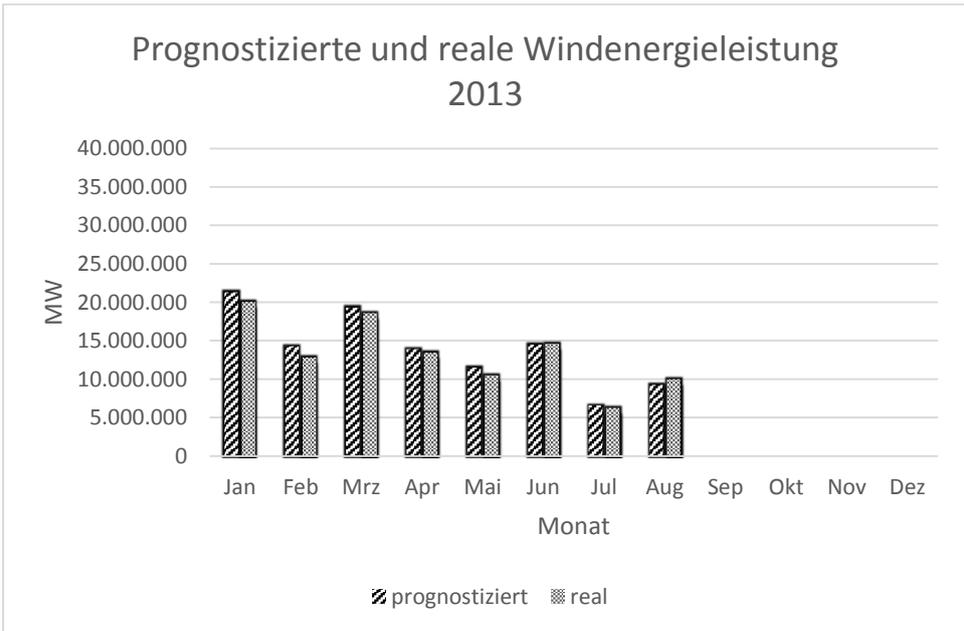


Abbildung 20 relative Häufigkeitsverteilung zur Prognoseabweichung der Windenergieleistung für Deutschland



**Tabelle 13 reale und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2012**



**Tabelle 14 reale und prognostizierte Windenergieeinspeisung 2013**

Abbildung 21 enthält die relative Häufigkeitsverteilung der Jahre 2011, 2012 und 2013. Der Median lag im Jahr 2011 bei 2,46 % Abweichung und nahm über 2012 mit 7,62 % bis hin zum Jahr 2013 auf 7,91 % zu. Die Betrachtung der prognostizierten und realen Windenergieleistung zeigt also, dass die Vorhersage der prognostizierten zu der realen Windenergieeinspeisung einen Trend zur Unterbewertung der Windenergieeinspeisung aufweist.

Da das Jahr 2013 zum Fertigstellungsdatum dieser Arbeit nicht abgeschlossen ist, handelt es sich um die relative Häufigkeit für das Jahr 2013 bis einschließlich dem 31.08.2013.

Im Vergleich der relativen Häufigkeitsverteilungen der Abbildungen 21 und 19 und zeigt sich keine signifikante Übereinstimmung, doch der Median von 5,09 % der relativen Häufigkeit der Vestas V52-850 des Windparks Rosacker weist ebenso wie die für Deutschland einen Trend zur Unterbewertung mit 7,91 % Abweichung von Soll- zu Ist-Windleistung auf. Eine mögliche Erklärung ist die Verteilung der Prognoseabweichung auf den Großraum Deutschland, wodurch die Fehlbewertungen räumlich verteilt und sich gegenseitig ausgleichen könnte. Im Einklang steht dies zu der Tatsache, dass es sich bei Windprognosen um Durchschnittswerte für ein Raster, in der Fallbeispielbetrachtung Rosacker 50 km Auflösung, handelt. Der prognostizierte Mittelwert würde Unterbewertungen und Überbewertungen für Windparks in dem gemeinsamen Raster ausgleichen und die Gesamtbilanz bezogen auf die Prognoseabweichung der Region Deutschlands aufwerten. Für die Netzbetreiber ergibt sich daraus jedoch noch keine Lösung zu der Einhaltung der Netzstabilität, da in dem vorliegenden Modell die Prognosegüte lediglich regional aber nicht lokal auf den prognostizierbaren Netzbetriebszustand zutreffend ist. Ein positiver Effekt ergibt sich mit der Annahme, dass durch eine höhere räumliche und zeitliche Auflösung der Windprognose eine genauere Aussage über die zukünftige Windleistungseinspeisung möglich wäre und die Prognosewerte der direktvermarktenden Windparks eine höhere Auflösung der Windenergieeinspeisung für die Netzbetreiber ergäbe. Somit wäre es den Netzbetreibern mit der dadurch erhöhten Vorlaufzeit möglich, Primär-, Sekundär- und Minutenreserve effizienter einzuplanen und den Fahrplan der konventionellen Kraftwerke auf Anforderung im Vorfeld anzupassen.

## 10 Zusammenfassung

Die Belastung des deutschen Stromnetzes durch EEA ist neben anderen Ursachen, wie z.B. unvorhersehbares Verbraucherverhalten und Kraftwerksausfällen, auch dem Zuwachs EEA geschuldet. Der Grund dafür ist die Primärenergie, die EEA zur Stromerzeugung nutzen. Besonders in der Stromerzeugung aus Windenergie und Sonnenlicht tritt die Primärenergie fluktuierend auf. Die Subventionierung EEA durch das StrEG und dem daraus resultierten EEG, führte zu einer massiven Zunahme an nicht planbarer und schwer zu prognostizierender Stromerzeugung, die das Stromnetz zusätzlich belasten.

Den EEA wird nun zum Erhalt der MP eine, im technischen Rahmen realisierbare, Regelbarkeit abverlangt, die durch Reduzierung der Wirkleistung und bedarfsorientierter Blindleistungsbereitstellung der Stabilität des Stromnetzes, in Bezug auf Netzfrequenz und Betriebsspannung, bei Bedarf beiträgt. Die Anlagenbetreiber werden dazu bewegt, ihre EEA auf eigene Kosten mit der nötigen Fernwirktechnik auszurüsten und dadurch den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, den Betriebszustand der WEA gezielt dem jeweiligen Betriebszustand des Stromnetzes entsprechend einzustellen. Den finanziellen Anreiz bietet die MP, die dem Anlagenbetreiber einerseits die Möglichkeit bietet, einen höheren Erlös durch die Vermarktung an der Stromhandelsbörse zu erzielen und andererseits Sicherheit bei einem niedrigen Strommarktpreis bietet. Die Gewinne der Direktvermarktung, die der MP zu Grunde liegt, sind am höchsten, wenn der gesamte EE-Strom an der Strombörse verkauft und somit einem Verbraucher zugeordnet wird. Der Erlös ist in diesem Fall am höchsten, da der Strom den Vermarktungspreis erzielt, keine kostenintensive Regelernergie zum Ausgleich der Strommenge hinzugekauft werden muss und die MP auf jede vermarktete kWh Strom entrichtet wird.

Die vollständige Vermarktung des erzeugten Stroms einer WEA lässt sich aber nur realisieren, wenn die prognostizierte Windenergieleistung zu 100 % der real eintretenden Windenergieleistung entspricht. Dieser Umstand verlangt eine optimale Vorhersage der Windgeschwindigkeit am Anlagenstandort in der Höhe des Rotors, sowie ein störungsfreies, stabiles Netz, in das die WEA die erzeugte Leistung einspeist.

EVU erhalten ebenfalls die Möglichkeit, sich durch die effiziente Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien einen finanziellen Vorteil zu verschaffen. Sie bekommen einen Teil der EEG-Umlage zurückerstattet, wenn ihr Lieferportfolio zu wenigstens 50 % aus EE-Strom und mindestens 20 % Wind- und/oder Solarstrom besteht. Aus Eigeninteresse, den Strom ihres Lieferportfolios zu verkaufen, tragen sie also zum optimalen Verbrauch EE bei.

## **11 Anhang**

CD: Enthalten sind alle Berechnungstabellen, die zur Anfertigung der Bachelorarbeit erstellt und verwendet wurden

Datei 1 enthält die Berechnungen inklusive der verwendeten Werte für Kapitel 3

Datei 2 enthält die Berechnungen inklusive der verwendeten Werte für Kapitel 9.1

Datei 3 enthält die Berechnungen inklusive der verwendeten Werte für Kapitel 9.2

## 12 Literaturverzeichnis

- [1] Stefan Schultz (2012): Überlastete Netze: Warum Deutschland Strom aus Österreich braucht. Spiegel Online.
- [2] Klobasa, Dr. Marian / Mario, Dr. Ragwitz (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Karlsruhe.
- [3] „Gesetzesbeschluß des Deutschen Bundestages:Stromeinspeisegesetz (05.10.1990),“ [Online].
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, (29.04.2000): Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2000. Bonn.
- [5] „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (2013): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012,“ [Online].
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, (01.09.2011): Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2009. Bonn.
- [7] neue energie - das Magazin für Erneuerbare Energien (2013): <http://www.neueenergie.net/wirtschaft/markt/windenergie-bleibt-auf-kurs>.
- [8] Bundesverband WindEnergie (2013): <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland>.
- [9] N. u. R. Bundesministerium für Umwelt, Hrsg., Böhme, Dipl.-Ing (FH) Dieter (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen - Internet-Update ausgewählter Daten (Berlin).
- [10] „TenneT TSO GmbH (2013):  
] <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>,“ [Online].
- [11] Übertragungsnetzbetreiber (2013): TenneT, 50Hertz, Amprion, TransnetBW.  
]
- [12] „Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2013),“ [Online].  
]
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012):  
] Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2012. Bonn.
- [14] „www.eex.de,“ 09 2013. [Online].  
]
- [15] „Valentin, Dr. Florian (2012): Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom  
] im Überblick. Berlin“.
- [16] „EEG / KWKG - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber  
] (2013),“ [Online].
- [17] „Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013):  
] [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de),“ [Online].
- [18] „Dr. Wolfgang Zander, Dominic Nailis (2004): Wälzungsmechanismus des EEG -  
] Transparenz und Effizienz. Aachen“.
- [19] „Bundeszentrale für politische Forschung (2013),“ [Online].  
]

- [20 „Bundesnetzagentur (2012): Evaluierungsbericht zur  
] Ausgleichsmechanismusverordnung. Bonn“.
- [21 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2013):Umsetzungshilfe zum  
] EEG 2012. Berlin.
- [22 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, (03.07.2009):  
] Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV.
- [23 S. W. E. Thomas, „Eder, Stephan W. / Thomas Torsten (2013): Strommanagement  
] öffnet neue Märkte. VDI Nachrichten,“ [Online]. Available: [www.ingenieur.de](http://www.ingenieur.de).
- [24 Verband der Netzbetreiber VDN e. V. (2007):TransmissionCode 2007 - Netz und  
] Systemregeln der deutschen Netzbetreiber.
- [25 Schlabbach, Jürgen (2013): Netzanschluss von EEG-Anlagen. Berlin.  
]
- [26 Bayernwerk AG (2013): Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am  
] Mittelspannungsnet (Regensburg).
- [27 Institut für Elektrische Energietechnik (2003): Elektrische Energietechnik -  
] Synchronmaschine. Claustal.
- [28 M. M. (. N. d. R. d. G.-. u. E.-W. u. B. d. E. i. I. M. Konstanz.  
]
- [29 „European Energy Exchange (2013): Im Zentrum des europäischen Energiehandels,  
] Leipzig,“ [Online].
- [30 European Energy Exchange (07.08.2012): Produktbroschüre Strom, [Online].  
]
- [31 „Baumann, Dominique-Cristian (2011): Energiehandel an der EEG (Gallen)“.  
]
- [32 „EPEX Spot (14.09.2013): [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com),“ [Online].  
]
- [33 „EEX - Katrin BerkenPressemitteilung (2013): Handel mit Herkunftsnachweisen startet  
] am 6. Juni“.
- [34 „Frank, Florian (2010): Preisbildung von Strom-Forwards. Berlin“.  
]
- [35 „Michaela Fürsch, Raimund Malischek, Dietmar Lindenberger: Der Merit-Order-Effekt  
] der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist,“ [Online].
- [36 „Bott, Andreas(2012): Synoptische Meteorologie - Method der Wetteranalyse und -  
] prognose. Bonn“.
- [37 Klose, Brigitte (2008): Meteorologie - Eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der  
] Atmosphäre. Berlin-Heidelberg.
- [38 „[www.techniklexikon.net](http://www.techniklexikon.net) (2013),“ [Online].  
]
- [39 Molter, Dr. Karl (2008): Alternative Energietechniken. Trier.  
]
- [40 „[www.wind-data.ch](http://www.wind-data.ch) (14.09.2013),“ [Online].  
]
- [41 „[maps.google.de](http://maps.google.de) (2013),“ [Online].  
]

- [42 „Windguru.cz (2013): [www.windguru.cz/de](http://www.windguru.cz/de),” [Online].  
]
- [43 Vestas Deutschland GmbH (2008) General Specifications V52-850 kW.  
]
- [44 „Einspeisevergütung und Quotenmodell mit Zertifikatehandel auf dem  
] Prüfstand,” [Online].
- [45 N. u. R. Bundesministerium für Umwelt, Innovationsbiographie der Erneuerbaren  
] Energien, Berlin, 2009.
- [46 „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (2013),“ [Online].  
]
- [47 Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2012): Windenergieanlagen.  
] Berlin.
- [48 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2008): Technische  
] Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz. Berlin.
- [49 Etling, Dieter (2008): Theoretische Meteorologie. Berlin.  
]
- [50 „European Energy Exchange: EEX, 09.2013,” [Online].  
]
- [51 eex.de, „European Energy Exchange, (27.05.2013) Verfahren zur Feststellung von  
] Abrechnungspreisen,” [Online].
- [52 „Gregorzewski, Dr. Armin (2011): Skript Thermodynamik2. Hamburg“.  
]
- [53 IDS (2012): IDS-Standardlösung für die Anbindung von Energieerzeugungsanlagen an  
] Leitsysteme der Netzbetreiber. Ettlingen, I.
- [54 Kanngiesser, Annedor / Wolf, Daniel (2010): Optimierte Netz- und Marktintegration von  
] Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern. Wien.
- [55 Sensfuß, Dr. Frank (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien.  
] Karlsruhe.
- [56 „Verband der Netzbetreiber e. V. (2003): [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net),” [Online].  
]