

Kostensituation der Windenergie in Deutschland

Deutsche WindGuard

Oldenburger Str. 65

D-26316 Varel

info@windguard.de

www.windguard.de

Prüf- und Kalibrierlaboratorium mit Qualitätsmanagementsystem nach EN ISO/IEC 17025:2000

Varel, Berlin, Bremerhaven, Godrich/Kanada

Gliederung

- Kurzvorstellung Deutsche WindGuard
 - Bisherige Arbeiten im Bereich der Kosten der Windenergie

 - Wirtschaftlichkeitsparameter eines Windenergieprojektes
 - Entwicklung der Vergütung in Deutschland
 - Verschiedene Kostenarten
 - Darstellung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Anlagenkonzeption und der Windgeschwindigkeit

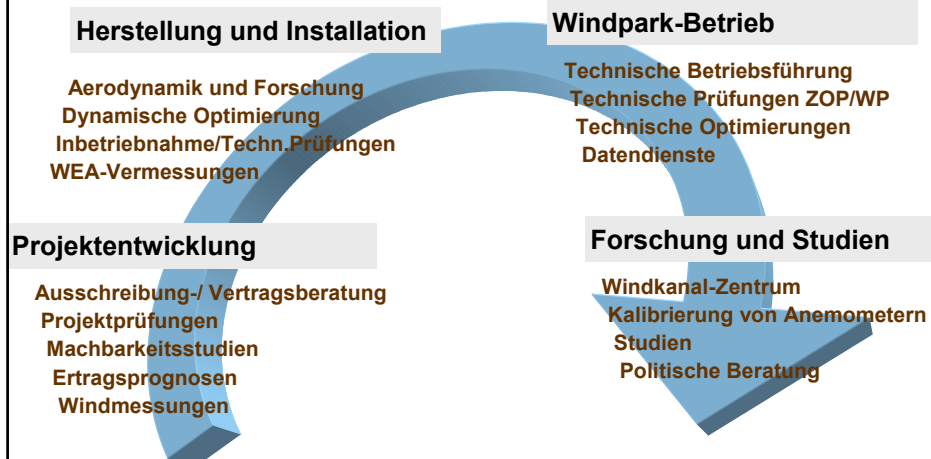
 - Situation beim Repowering

 - Zusammenfassung der Ergebnisse
-

Deutsche WindGuard

- Beginn der Geschäftstätigkeit: 01.12.2000
- Anzahl der Mitarbeiter: 65
- hoch qualifiziertes Personal (Physiker, Ingenieure, Techniker)
- reines Dienstleistungsunternehmen
- weltweite Tätigkeit
- Standorte Varel, Berlin, Bremerhaven, Godrich (Ont. Kanada)

Dienstleistungen der Deutsche WindGuard im gesamten Bereich der Windenergie



Arbeiten im Bereich der Kosten der Windenergie

- Begleitung der Novellierung des Stromeinspeisegesetz 1997
- Erarbeitung der Kostensituation in Deutschland im Rahmen der Einführung des EEG im Jahr 2000
- Erarbeitung des EEG-Erfahrungsbericht Teil Windenergie im Rahmen der ersten EEG-Novellierung 2004
- Erarbeitung der Kostensituation im Rahmen des EEG-Erfahrungsbericht der zweiten EEG-Novellierung 2009
- Vertreter der Bundesrepublik Deutschland im IEA Task 26: Cost of Wind Energy

Wirtschaftlichkeitsparameter eines Windenergieprojektes

Die Stromgestehungskosten (LCOE) eines Windenergieprojektes sind abhängig von den Kosten und Einnahmen des Projektes

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none">▪ Einnahmen<ul style="list-style-type: none">• Energieertrag• Einspeisevergütung• Evtl. Boni etc. | <ul style="list-style-type: none">▪ Kosten<ul style="list-style-type: none">• Investitionskosten• Kapitalkosten• Betriebskosten |
|---|---|

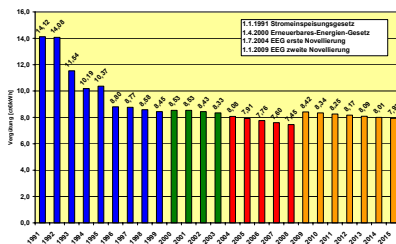
Einnahmen

- Energieertrag ist abhängig von:
 - Standortqualität (Windangebot)
 - Jährlichen Schwankungen des Windangebots
 - Nennleistung des Windenergieprojektes
 - Performance der Windenergieanlagen (Leistungskurve, Verfügbarkeit)

- Einspeisevergütung (in Deutschland) ist abhängig von:
 - Standortqualität in Relation zu einem Referenzertrag (anlagenspezifisch)
 - Zeitpunkt der ersten eingespeisten Kilowattstunde durch das Projekt (jährliche Degression)
 - Alter des Projektes (erhöhte bzw. abgesenkte Vergütung)

- Boni
 - Repowering (Ersatz alter Anlagen durch Neue)
 - Systemdienstleistung (positive elektrische Eigenschaften der Windenergieanlagen im Falle von Störungen des Netzes)

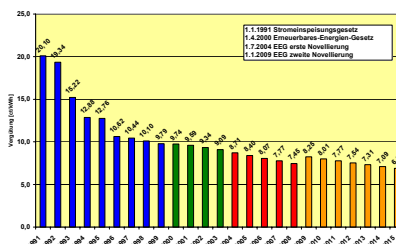
Entwicklung der Vergütung für Strom aus Windenergie



- Vergütung zwischen 1991 – 2015 in absoluten Zahlen

aktuell:

- erster Vergütungssatz: 9,108 ct/kWh
- zweiter Vergütungssatz: 5,148 ct/kWh
- Laufzeit erster Vergütungssatz: min. 5 Jahre



- Vergütung zwischen 1991 – 2015 inflationsbereinigt in €-Werten von 2008
- Vergütungsreduktion zwischen 1991 und 2008 von 62,9%

Kosten

- Investitionskosten
 - Hauptinvestition
 - Nebeninvestition

 - Kapitalkosten (WACC)
 - Finanzierungskonzept
 - Eigenkapitalquote
 - Eigenkapitalverzinsung
 - Fremdkapitalquote
 - Fremdkapitalverzinsung

 - Betriebskosten
 - Unmittelbare Betriebskosten
 - Mittelbare Betriebskosten
 - Betriebsalter
-

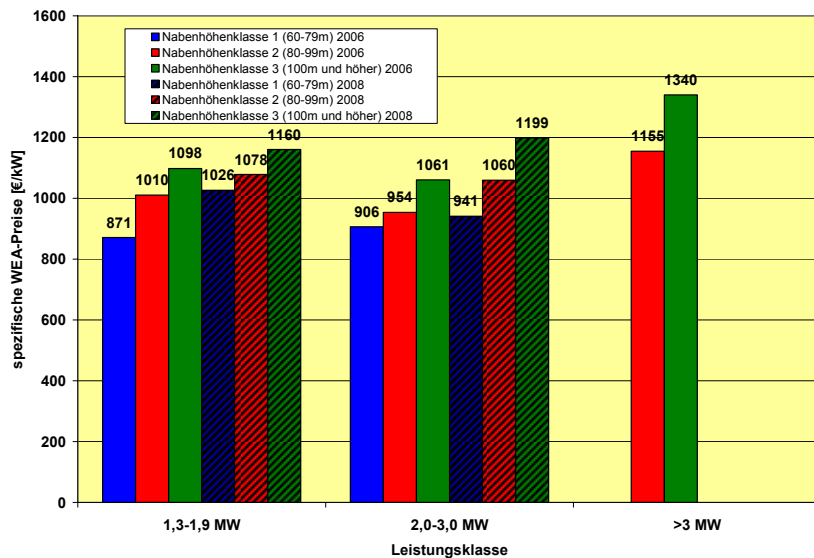
Hauptinvestition

- Bestandteile der Hauptinvestition
 - Windenergieanlagen
 - Turm
 - Transformator

 - Primäre Abhängigkeit von:
 - Nennleistung
 - Rotordurchmesser
 - Nabenhöhe

 - Sekundäre Abhängigkeit von:
 - Bspw. Standort des Projektes
-

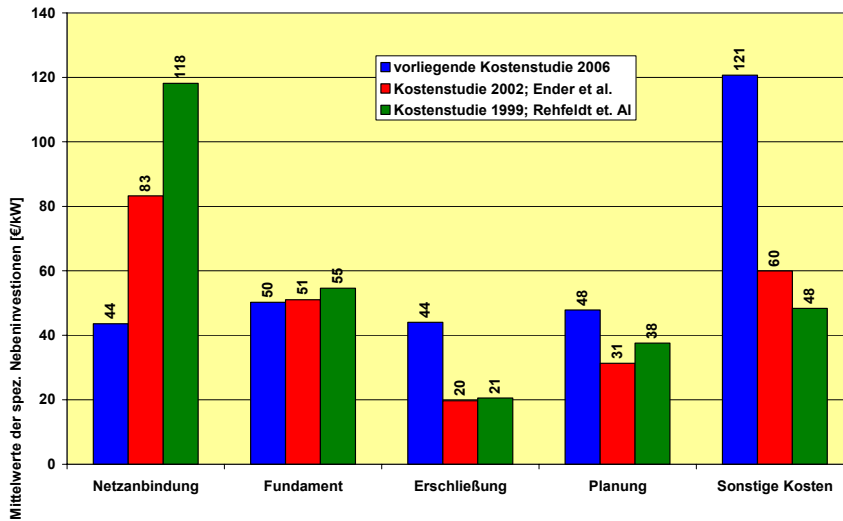
Spezifische Kosten der Hauptinvestition



Nebeninvestition

- Bestandteile der Nebeninvestition
 - Netzanbindung
 - Fundament
 - Erschließung
 - Planung
 - Sonstige Kosten
- Abhängigkeit bspw. von:
 - Entfernung zum nächsten Einspeisepunkt (Netzanbindung)
 - Standortbedingungen (Fundamenttiefe, Wegebau)
 - Anlagenanzahl, Anlagenhöhe o.ä.: Umweltverträglichkeitsprüfung nötig? (Planung)
 - Bedingungen der Errichtung wie große Höhen, tiefe Böden etc. (Sonstige Kosten)

Spezifische Kosten der Nebeninvestition



Kapitalkosten

- Finanzierungskonzept
 - Projektfinanzierung
 - Unternehmensfinanzierung
 - Einfluss auf Eigenkapitalquote und -verzinsung, Fremdkapitalquote und -verzinsung

- Weighted Average Costs of Capital (WACC)
 - $WACC = EKQ \cdot EKZ + FKQ \cdot FKZ$
 - EKQ = Eigenkapitalquote
 - EKZ = Eigenkapitalverzinsung
 - FKQ = Fremdkapitalquote
 - FKZ = Fremdkapitalverzinsung

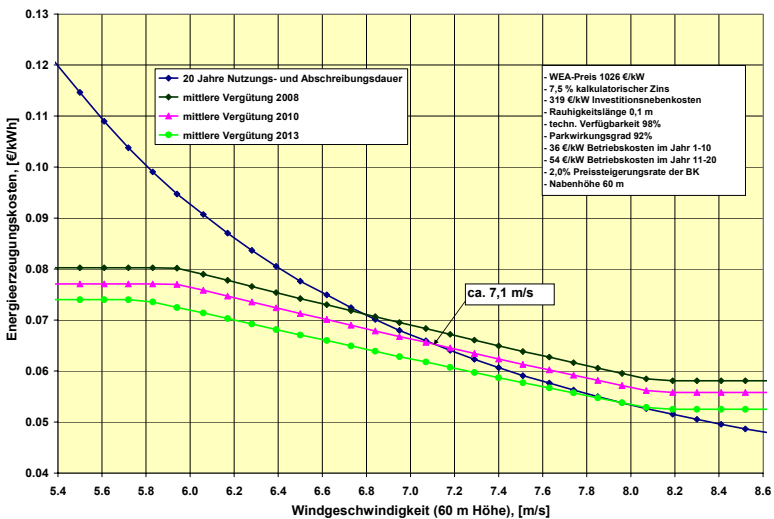
- Typische Größenordnung für deutsche Onshore-Projekte:
 - WACC = 7,5 %

Betriebskosten

- Unmittelbare Bestandteile der Betriebskosten:
 - Anlagenwartung
 - Reparaturen
 - Flächenpacht
 - Strombezug vom EVU
 - Kosten der Geschäftsführung
 - Sonstige Kosten
- Mittelbare Bestandteile der Betriebskosten:
 - Rückstellungen für Instandsetzungen
 - Rückstellungen für Rückbau der Windenergieanlagen
- Abhängigkeiten der Betriebskosten:
 - Anlagenalter
 - Anlagenkonzept
 - Nennleistung
 - Standort
 - Wartungskonzept
 - Inflation
 - Etc.
- Spezifische Betriebskosten [€/kW]
 - 1. Dekade: 36 – 45
 - 2. Dekade: 54 +
 - Preissteigerung: 2% p.a.

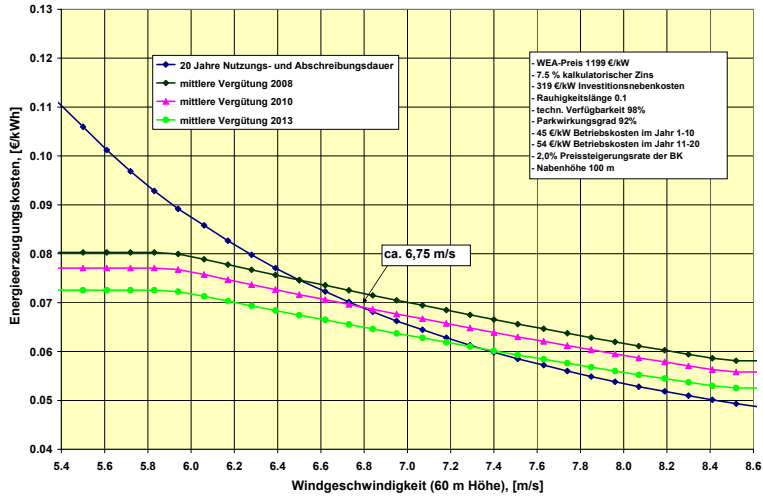
Stromgestehungskosten 1

- Nennleistung: 1,3 bis 1,9 MW; Nabenhöhe: 60m (WEA-Preisbasis 2008)



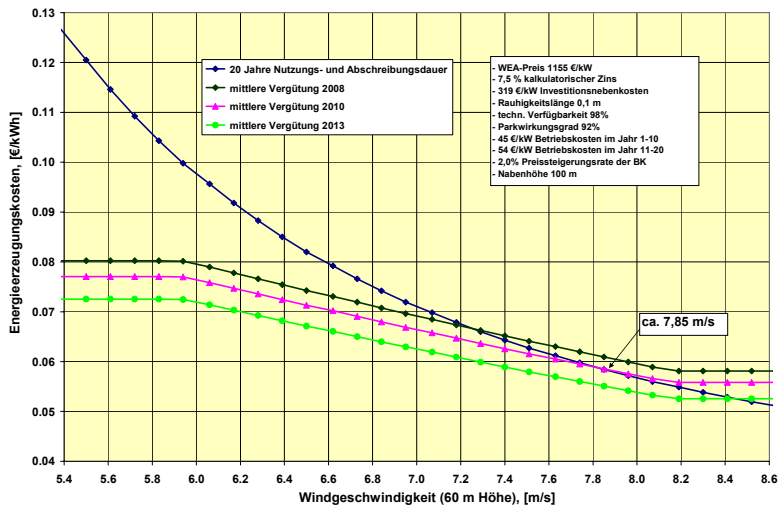
Stromgestehungskosten 2

- Nennleistung: 2,0 bis 3,0 MW; Nabenhöhe: 100 m (WEA-Preisbasis 2008)

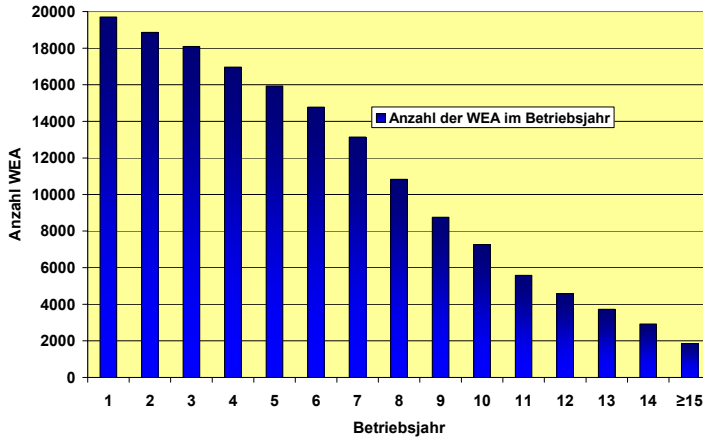


Stromgestehungskosten 3

- Nennleistung: > 3,0 MW; Nabenhöhe: 100 m (WEA-Preisbasis 2006)

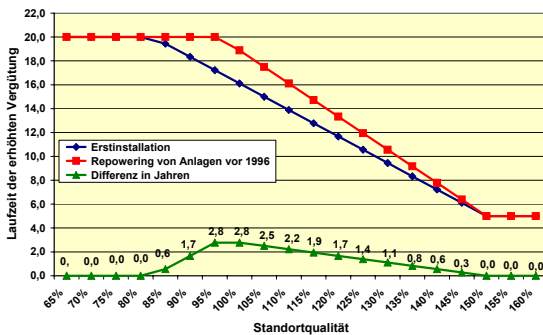


Altersstruktur der WEA in Deutschland



Stand 31.12.2008

Repowering-Anreiz im EEG



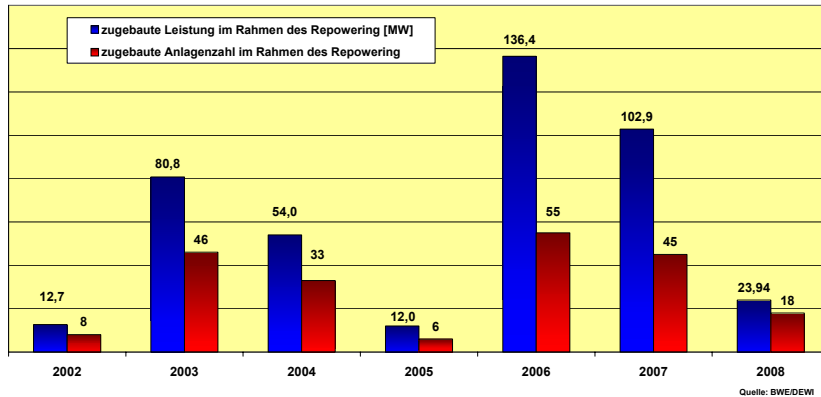
- Anreizsystem bis 31.12.2008 (erste EEG-Novellierung)

Repowering-Bonus: 0,5 ct/kWh

- Alter WEA mind. 10 Jahre
- Repowering-Leistung: mind. 2-fache, max. 5-fache der Leistung der Altanlagen

- Anreizsystem seit 1.1.2009 (zweite EEG-Novellierung)

Entwicklung des Repowering in Deutschland seit 2002



Hemmnisse beim Repowering

- Anreizsystem im Rahmen der ersten EEG-Novellierung war nicht ausreichend um die Restlaufzeit der Altanlagen zu monetär zu kompensieren
- Altersstruktur der WEA, nur wenige Anlagen mit 15 und mehr Betriebsjahren, bei den sehr alten Anlagen handelt es sich oft um Einzelanlagen, die keine neue Baugenehmigung bekommen
- Neue Abstandsregelungen zwischen Windparks und besiedeltem Gebieten
- Befeurung von WEA mit Gesamthöhen größer 100m
- Akzeptanz in der Bevölkerung

- Aufgrund des starken Wachstums auf dem Weltmarkt und dem starken Anstieg der Rohstoffkosten bis 2008 konnte ein starker Anstieg der WEA-Preise beobachtet werden.
=> erstmalig Anstieg der Einspeisevergütung für Windenergie in Deutschland im Rahmen der zweiten EEG-Novellierung
- Seit der Wirtschaftskrise und dem Markteinbruch für Windenergie auf dem Weltmarkt sind sinkende WEA-Preise zu beobachten. Nach Aussagen der Hersteller wird der Markt in 2011 wieder stark anziehen, so dass auch die Preise wieder steigen werden.
- Das Repowering in Deutschland läuft sehr langsam an aufgrund der Altersstruktur der WEA und weiterer Hemmnisse
- Durch das seit 1.1.2009 in Kraft getretene Anreizsystem wird zukünftig mit einem stärkeren Repowering gerechnet.

Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!

Berechnung der Strom- erzeugungskosten

- Vereinfachtes Verfahren nach Garrad (1992)

$$g = (C * R) / E + O \quad \text{mit} \quad \begin{array}{l} g: \text{Kosten pro kWh} \\ C: \text{Errichtungskosten pro m}^2 \text{ Rotorfläche} \\ E: \text{Jahreserträge je m}^2 \text{ Rotorfläche} \\ O: \text{Betriebs- und Wartungskosten} \\ R: \text{Kapitalrückfluß} \end{array}$$

wobei

$$O = 0,03 * C/E$$

$$R = r / (1-(1+r)^{-n}) \quad \text{mit} \quad \begin{array}{l} r: \text{inflationbereinigter Effektivzinssatz} \\ n: \text{Anzahl der Berechnungsjahre} \end{array}$$

Situation des Repowering in Deutschland

| Jahr | Abbau | | Repowering | | Anteil an der neu installierten Leistung [%] |
|------|---------------|----------------------------|---------------|----------------------------|--|
| | Anlagenanzahl | installierte Leistung [MW] | Anlagenanzahl | installierte Leistung [MW] | |
| 2002 | 16 | 5,4 | 8 | 12,7 | 0,4 |
| 2003 | 68 | 29,7 | 46 | 80,8 | 3,1 |
| 2004 | 45 | 17,2 | 33 | 54 | 2,7 |
| 2005 | 18 | 9 | 6 | 12 | 0,7 |
| 2006 | 79 | 26,2 | 55 | 136,4 | 5,8 |
| 2007 | 108 | 41,3 | 45 | 102,9 | 6,2 |
| 2008 | 26 | 9,7 | 18 | 23,9 | 1,4 |