

WINDENERGIE AN LAND: ANALYSE STROMGESTEHUNGS- KOSTEN & KORREKTURFAKTOREN

**Bewertung der Annahmen und Modelle zur
Parametrierung des 1-stufigen RE-Modells nach BMWi**

Aachen | 08.02.2016

Dr. Ralf Schemm
Stefan Brühl

INHALT

- | | |
|--|----------|
| 1. Anpassungsvorschlag Korrekturfaktoren | Folie 2 |
| 2. Einordnung und Plausibilisierung WindGuard Studie | Folie 4 |
| 3. Ergebnisse Umfrage Projektierer Investitionsnebenkosten | Folie 6 |
| 4. Gegenüberstellung und Plausibilisierung Annahmen | Folie 7 |
| 5. Analyse Berechnungsmodelle Stromgestehungskosten | Folie 11 |



1. ANPASSUNGSVORSCHLAG KORREKTURFAKTOREN

Die aktuelle Parametrierung der Korrekturfaktoren in Verbindung mit einer Mengenverknappung des Ausschreibungsvolumens führen faktisch zum Ausschluss windschwächere Standorte im Süden Deutschlands.

Die aktuelle Ableitung der Korrekturfaktoren berücksichtigen eine Reihe von standort-abhängigen Kostenparametern unzureichend

Standortabhängigkeit der Fixkostenanteile innerhalb der Betriebskosten

Standortabhängigkeit der Investitionsnebenkosten

Weitere Parameterannahmen benachteiligen weniger windhöfliche Standorte

Annahme hoher Vollbenutzungsstunden (+12%)

Annahme jährlicher Kostensteigerungen in Betriebskosten (+2%)

Korrekturfaktoren für weniger windhöfliche Standorte (70-90% Standorte) sind niedriger und Wettbewerbsposition wird im Ergebnis deutlich verschlechtert als bei alternativer Parametrierung auf Basis BET oder IE-Leipzig-Annahmen.

Verschärfung der Auswirkung durch die Ausgestaltung des Ausschreibungssystems

Ausschreibungsvolumen von 2,0-2,5 GW/a (brutto) erhöht zusätzlich den Wettbewerbsdruck

Höhere unterstellte EK-Rendite für windstarke Standorte bewirkt Spielraum bei Gebotsstellung

Parametrierung berücksichtigt sich ergebende hohe Fixkostenanteile in Betriebskosten unzureichend

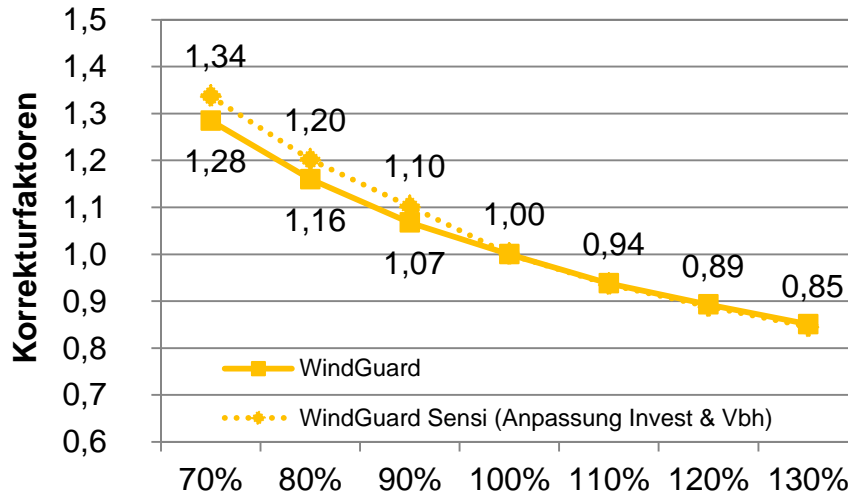
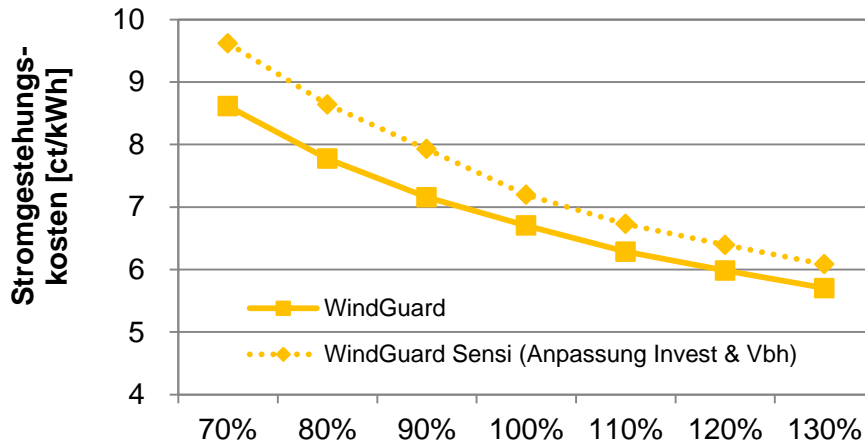
- 70-90% RE*-Standorte in Mitte und Süden Deutschlands mit höheren Erschließungskosten sind von der Ausgestaltung am deutlichsten betroffen
- Sie haben bei Fehlannahmen der Parametrierung keine Chance auf Zuschlag im Rahmen einer Auktion
- Ein Unterschied allein von 0,015 in den Korrekturfaktoren beeinflusst die Eigenkapitalrendite des Betreibers um 1%-Punkt

Die Korrekturfaktoren für diese Standorte sind anzuheben, in dem realistische Annahmen der Parametrierung zu Grunde gelegt werden müssen

1. ANPASSUNGSVORSCHLAG KORREKTURFAKTOREN

Die bislang getroffenen Annahmen wirken sich insbesondere bei den windschwächeren Standorte nachteilig aus.

Stromgestehungskosten und Korrekturfaktoren



ANPASSUNGSANALYSE (BASIS WINDGUARD)

Anpassungen:

- Gesamtinvestitionskosten für 70-90% RE-Standorte werden aufgrund der Nichtberücksichtigung ansteigender Investitionsnebenkosten jeweils um 5% angehoben
- Vollbenutzungsstunden für 70-130% RE-Standorte werden aufgrund der Überschätzung jeweils um 12% nach unten korrigiert
- **Nicht berücksichtigt ist eine größere Spreizung der Betriebskosten über alle Standortgüten aufgrund höher angenommener Fixkostenanteile**

Wirkungsanalyse:

- Korrekturfaktoren für 110-130% RE-Standort bleiben nahezu konstant
- Korrekturfaktor für 70%, 80% und 90% RE-Standort steigt um 0,03-0,06 Punkte auf 1,34, 1,20 bzw. 1,10
- Angleichung der EK-Rendite auf 8% über alle RE-Standorte würde die Korrekturfaktoren für 110-130% RE-Standorte um 0,01 senken



Die Differenz von im Mittel 0,05 Punkte in den Korrekturfaktoren führt bei den 70-90% Standorten zu einer um 3-5%-Punkte verringerten EK-Rendite. Bei verbleibenden 4% EK-Rendite ist eine Teilnahme dieser Standorte an der Ausschreibung fraglich.

2. EINORDNUNG UND PLAUSIBILISIERUNG WINDGUARD STUDIE

Die Studien von WindGuard und IE Leipzig berücksichtigen keine Standortfaktoren (u.a. Topografie), die ein wesentlicher Kostentreiber darstellen können.

› WindGuard



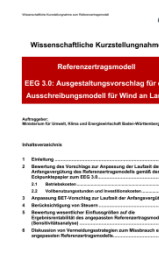
- Hauptinvestitionskosten wurden von Anlagenherstellern abgefragt
- Investitionsnebenkosten und Betriebskosten basieren auf Daten der Kostenstudie aus 2012/13 und wurde auf Basis qualitativer Einschätzungen aktualisiert
- Es wurden Kosten für WEA angenommen, die 2016/2017 nach EEG 2014 errichtet werden
- Grundlage für Kostenannahmen ist 2-stufiges RE-Modell des EEG 2014

› IE Leipzig



- Angaben basiert auf Erfahrungsbericht EEG 2014, in dem eine Marktpreiserhebung in 2013 unter Anlagenherstellern, Projektentwicklern, Banken und Windparkbetreiber durchgeführt wurde
- Abgefragt wurden Einschätzungen über zu erwartende Kostenentwicklung in nächsten Jahren, die als Grundlage für Annahmen für 2015 herangezogen wurden
- Grundlage für Kostenannahmen ist 2-stufiges RE-Modell des EEG 2014

› BET



- Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten sowie Vbh wurden aus Abfrage bei Projektierern, Windparkbetreibern und eigene Projektdaten abgeleitet
- Validiert wurden diese Annahmen durch Daten aus öffentlichen Kostenstudien
- Annahmen beziehen sich auf kürzlich errichtete oder in Planung befindliche Anlagen (2013-2015)
- Geringe Datenlage für windstarke Standorte mit Standortgüte > 120%
- Grundlage: 2-stufiges RE-Modell des EEG 2014

2. EINORDNUNG UND PLAUSIBILISIERUNG WINDGUARD STUDIE

Als Grundlage zur Parametrierung des 1-stufigen RE-Modells durch das BMWi werden die in der WindGuard getroffenen Kostenannahmen herangezogen.

Parametrierungsgrundlage BMWi

DEUTSCHE
WINDGUARD

KOSTENSITUATION DER
WINDENERGIE AN LAND IN
DEUTSCHLAND
UPDATE



EINORDNUNG WINDGUARD STUDIE

- Studie stellt maßgeblich auf Abfrage der **Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern** ab
- Studie analysiert **nicht** die **Investitionsnebenkosten** (Kosten für die Erschließung von Standorten mit unterschiedlicher Windgüte)
- **Investitionsnebenkosten und Betriebskosten** werden lediglich **abgeschätzt** (keine Erhebung)
- Studie weist nicht transparent aus, welchen Fixkostenanteil der einzelne RE-Standorte besitzt
- Vollbenutzungsstunden werden im Vergleich zu BET und IE Leipzig deutlich höher eingeschätzt
- Studie berücksichtigt nicht mögliche Kostenverschiebungen/-anpassungen, die sich durch die Umstellung des RE-Modell auf ein einstufiges Modell oder die Anpassung der technischen Richtlinie zur Ermittlung des Referenzwertes ergeben

Für Investitionsneben- und Betriebskosten wurde eine hohe Spannweite angegeben. Es existiert somit eine Unsicherheit bzgl. der tatsächlichen Kostensituation des jeweiligen Standortes.

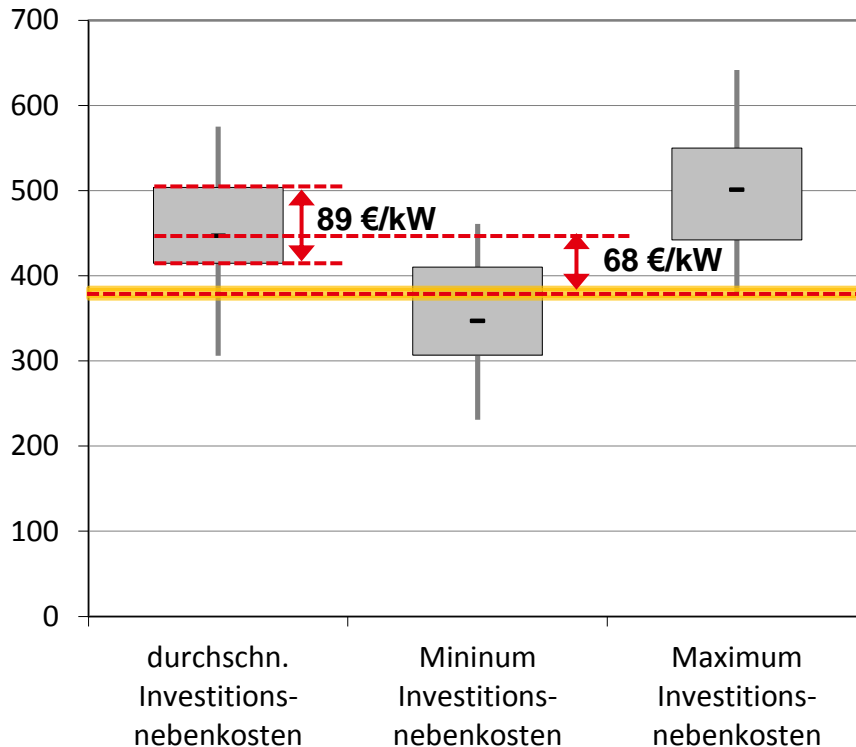
Quelle: Rehfeldt et. al (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Update, Studie im Auftrag des BWE und VDMA

3. ERGEBNISSE UMFRAGE PROJEKTIERER INVESTITIONSNEBENKOSTEN

Eine aktuelle Projektierer-Umfrage ergibt für windärmere RE-Standorte im Mittel **68 €/kW** höhere Kosten, was **5%** der Gesamtinvestitionssumme entspricht.

Ergebnisse Umfrage Projektierer

Auswertung Investitionsnebenkosten
in €/kW



HINTERGRUND BEFRAGUNG

Zielstellung Befragung durch UM Ba-Wü:

- Erhebung der Höhe der Investitionsnebenkosten (INK) für Projekte in Süddeutschland die kürzlich realisiert wurden oder sich in der Planung befinden
- Angefragt wurden Mitglieder des Arbeitskreises „Windenergie in Baden-Württemberg“ sowie des Windclusters Baden-Württemberg
- Rückläufer entsprechen Angaben zu 36 Windenergieprojekten und 148 WEA mit knapp 450 MW

Ergebnisse:

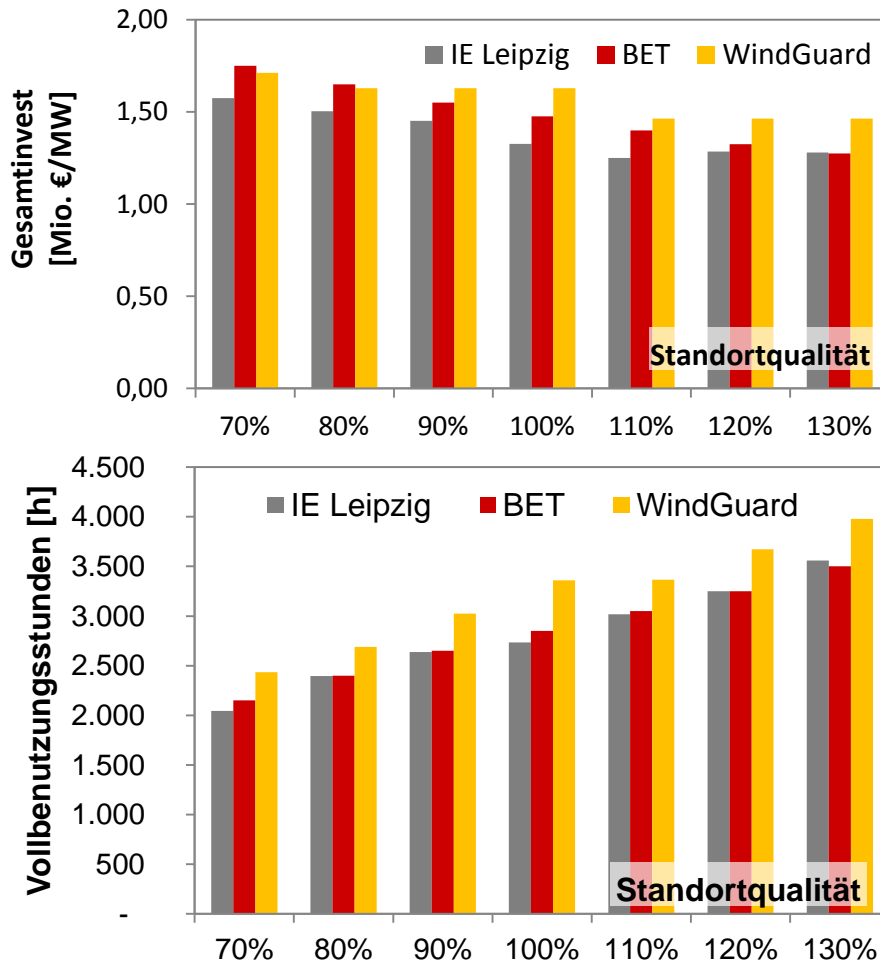
- Durchschnittliche Investitionsnebenkosten (Mittelwert) liegen bei 455 €/kW und damit **deutlich (68 €/kW)** über den Annahmen von WindGuard (377 €/kW)
- Die mittleren Investitionsnebenkosten schwanken um 89 €/kW. Die Spannweite der Investitionsnebenkosten ist somit hoch.

Eine Differenzierung nach Standortgütern ist bei den Investitionsnebenkosten geboten

4. GEGENÜBERSTELLUNG UND PLAUSIBILISIERUNG ANNAHMEN

Bei der Analyse der WindGuard Annahmen bleiben offene Fragen.

Vergleich Annahmen Gesamtinvest & Vbh



EINORDNUNG & PLAUSIBILISIERUNG

Offene Fragestellungen:

- Warum werden bei Gesamtinvestitionskosten der WindGuard-Daten lediglich zwei Niveaus unterschieden (70-100% und 110-130%)?
- Warum sind die WindGuard-Annahmen zu Vbh und Gesamtinvest jeweils deutlich höher als bei IE Leipzig und BET?

Hintergrundanalyse der Annahmen:

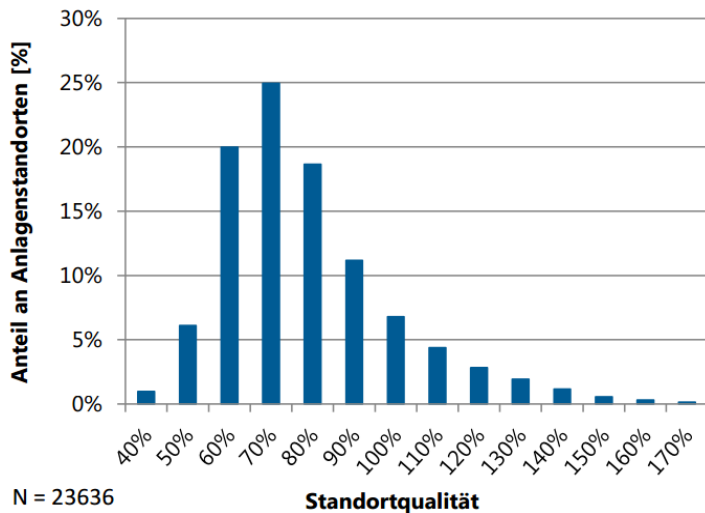
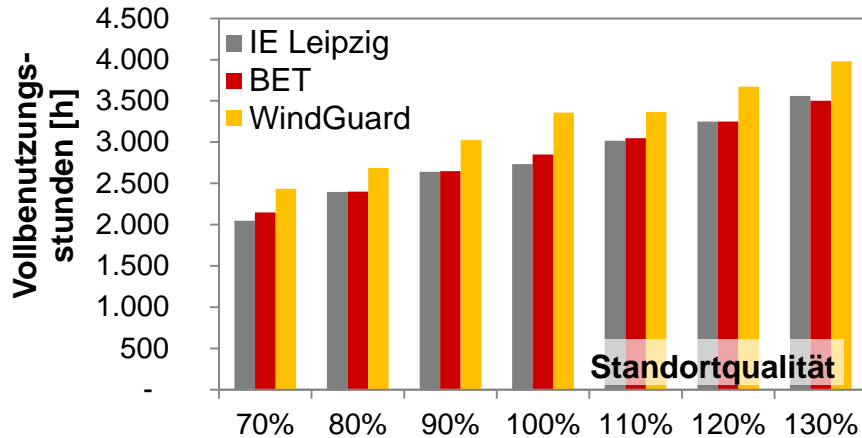
- IE Leipzig hat Annahmen zu Gesamtinvestitionskosten und Vollbenutzungsstunden für 2015 für das BMWi erarbeitet; Angaben beziehen sich auf das vergangene Jahr
- WindGuard-Annahmen beziehen sich auf Inbetriebnahmen in 2016 und 2017
- Wie können Investitionskosten und Vbh ohne erkennbaren technologischen Sprung in der Anlagentechnik diesen Unterschied innerhalb von 1-2 Jahren erfahren?

BET kann für bekannte Projektdaten die Annahmen von WindGuard nicht bestätigen.

4. GEGENÜBERSTELLUNG UND PLAUSIBILISIERUNG ANNAHMEN

Die von WindGuard angenommenen Vollbenutzungsstunden liegen deutlich über den Annahmen von IE Leipzig und BET.

Vergleich Vollbenutzungsstunden



N = 23636

Standortqualität

EINORDNUNG & PLAUSIBILISIERUNG

- Die Vollbenutzungsstunden sind bei WindGuard im Mittel 12% höher über alle RE-Standorte (70-130%) im Vergleich zu IE Leipzig und BET Annahmen
- Offene Fragen in der Bestimmung der Vbh:
 - Wurden Abschläge durch Nichtverfügbarkeiten und Ausfallzeiten (geplante und ungeplante Wartung) berücksichtigt?
 - Wurden Parkverluste (gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen) berücksichtigt?
 - Wurden aerodynamische Verluste des Rotors sowie mechanische und elektrische Verluste berücksichtigt?
 - Nach welcher Methodik wurden die Vbh hergeleitet?
 - Passt die Methodik zu den Ergebnisse der Auswertung der Betreiberdatenbank (links abgebildet), die eher eine geringere Windausbaute je Standort und Turbine vermuten lässt?

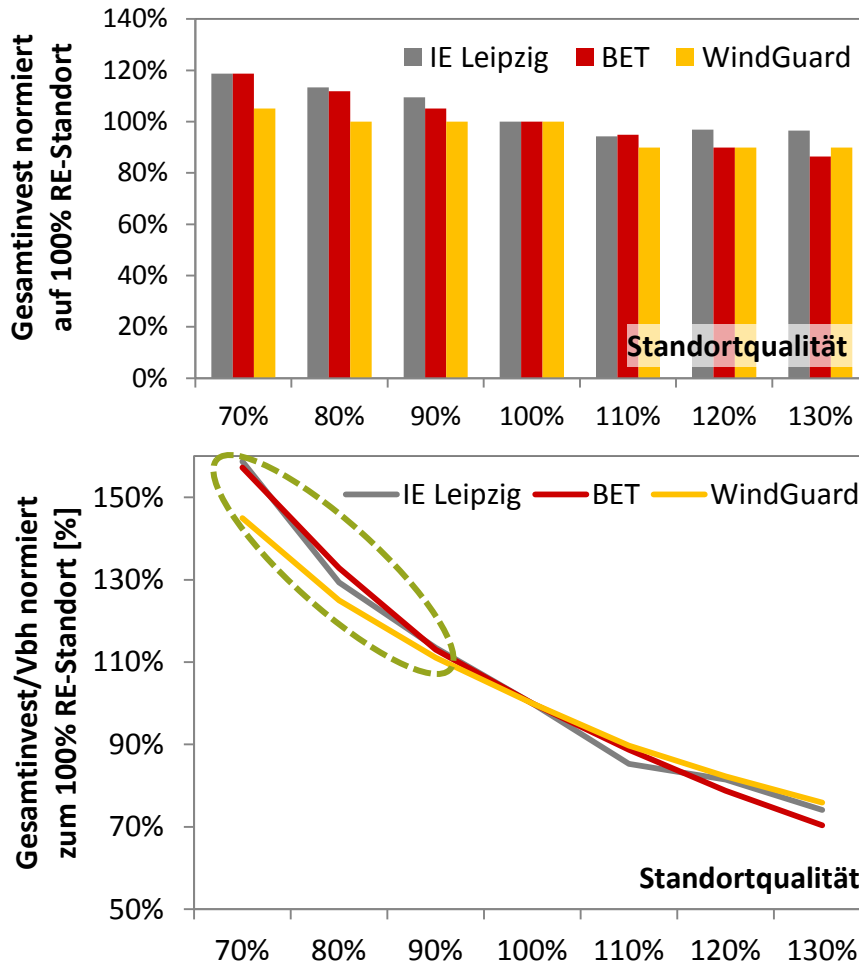


Als Folge höher angenommener Vollbenutzungsstunden ergeben sich geringere Stromgestehungskosten je RE-Standort.

4. GEGENÜBERSTELLUNG UND PLAUSIBILISIERUNG ANNAHMEN

70-90% RE-Standorte werden bei WindGuard Annahmen im Vergleich schlechter gestellt. Sie verlieren an Wettbewerbsfähigkeit, was sich bei geringeren Ausschreibungsvolumina weiter verschärft.

Vergleich Annahmen Gesamtinvest & Vbh



EINORDNUNG & PLAUSIBILISIERUNG

Wirkungsanalyse der Annahmen:

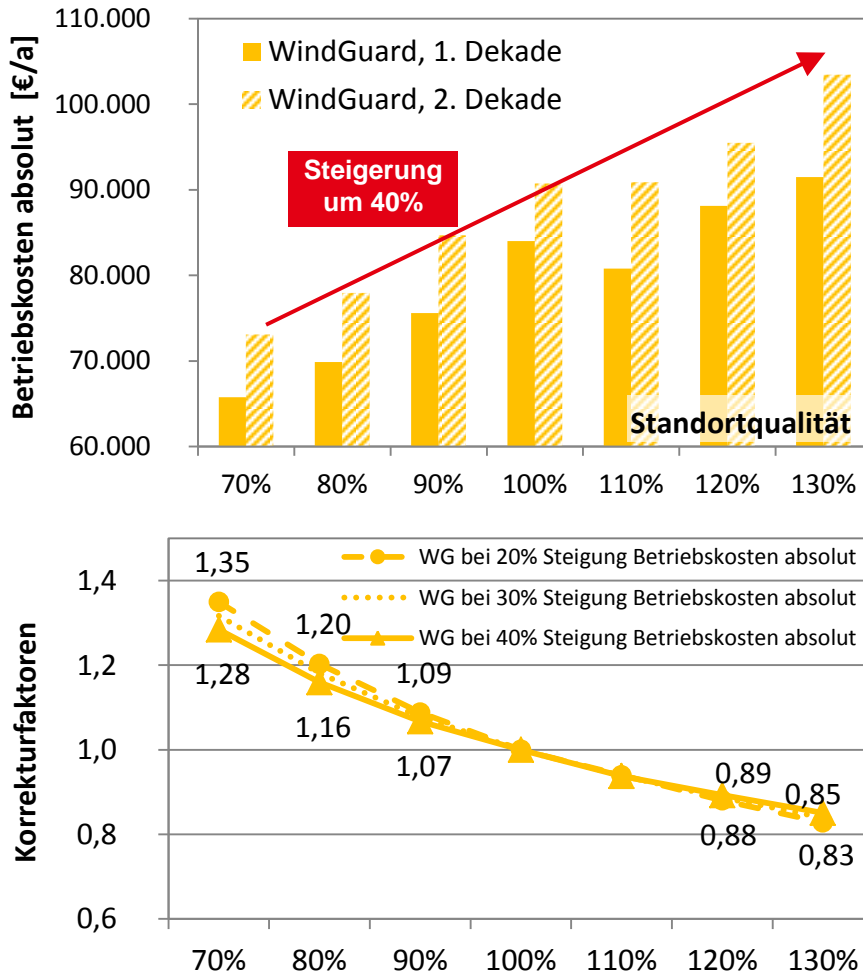
- Auswertungen bzgl. den Investitionsnebenkosten zeigt, dass es eine Standortabhängigkeit gibt
- WindGuard-Annahmen zu Gesamtinvestitionskosten berücksichtigen diese Standortabhängigkeit nur in Form angepasster Hauptinvestitionskosten
- die angenommenen höheren Vbh in Verbindung mit den geringer angenommenen Gesamtinvestitionskosten für 70-90% RE-Standorte führen zu niedrigeren Korrekturfaktoren als bei BET und IE-Leipzig
- Bei der Ausschreibung begrenzter Ausschreibungsmenge von ca. 2500 MW können schon kleine Differenzen in den Geboten wettbewerbsentscheidend sein.
- Die Wirkungen unterschiedlicher Annahmen in Bezug auf die Höhe der Stromgestehungskosten und Korrekturfaktoren werden im ZSW-Papier nicht hinreichend dargestellt. Die Bewertung durch BET zeigt hier aber hohe Sensitivität.

Korrekturfaktoren im Bereich der 70-90% RE-Standorte sind aufgrund mangelnder Berücksichtigung von standortabhängigen Kostensteigerungen anzuheben

4. GEGENÜBERSTELLUNG UND PLAUSIBILISIERUNG ANNAHMEN

WindGuard-Daten zeigen lediglich einen geringen bis keinen Anstieg der Fixkostenanteile bei abnehmender Standortgüte. Der Einfluss der unterstellten Fixkostenanteile in Bezug auf die Korrekturfaktoren ist gleichwohl hoch.

Sensitivität Betriebskosten



EINORDNUNG & PLAUSIBILISIERUNG

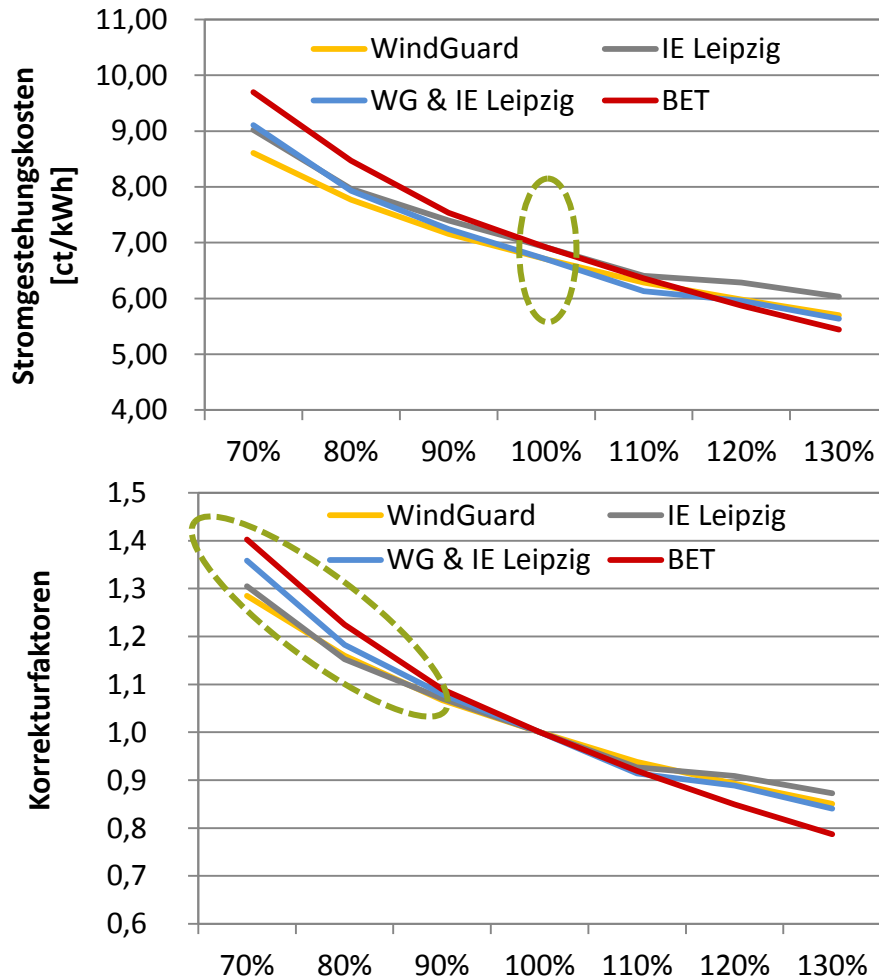
- Gemäß WindGuard betragen die absoluten Betriebskosten eines 130% RE-Standortes das 1,4-fache eines 70% RE-Standortes
- Eine sachgerechte Begründung für diese Steigerung existiert nicht; vielmehr sollten viele der Betriebskostenpositionen fix über alle Standortgüten sein
- In der Vergangenheit hat sich eine variable Abrechnung aufgrund der möglichen Abschöpfung von Renten durchgesetzt
- Lediglich die Kosten für die Direktvermarktung, die Pachtzahlungen und zu einem Teil die Kosten für die (Voll-)Wartung könnten variabel ausgestaltet sein
- Damit ergäbe sich ein höherer Fixkostenblock in den Betriebskosten und eine geringere Steigung der absoluten Betriebskosten über alle Standortgüten
- Die Höhe der fixen Betriebskosten bestimmt maßgeblich die Steigung der Korrekturfaktorkurve (siehe links)

Die Erhöhung des Fixkostenanteils in den Betriebskosten hat einen signifikanten Einfluss auf die Steigung der Korrekturfaktorkurve. Es ist dringend anzuraten, die tatsächlichen Fixkostenanteile in den Betriebskosten über die Standortgüten zu analysieren und entsprechend zu berücksichtigen.

5. ANALYSE BERECHNUNGSMODELLE STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ähnliche Korrekturfaktoren trotz unterschiedlicher Annahmensets zwischen WindGuard und IE Leipzig sind kein Zeichen für die Ergebnisrobustheit, sondern Zufall.

Stromgestehungskosten und Korrekturfaktoren



ANALYSE

- Stromgestehungskosten zeigen deutliche Unterschiede, je nach unterstelltem Annahmeset
- Im Ergebnis ergeben sich insb. bei den Korrekturfaktoren im Bereich 70-90% relevante Abweichungen
- Gemäß WindGuard-Annahmen werden die windärmeren Standorte (70-90%) trotz Unterstellung einer geringeren EK-Rendite im Vergleich zu BET und IE Leipzig wettbewerbsfähig am stärksten abgewertet
- Bei den Standorten zwischen 90-130% ergeben sich vergleichsweise harmonische Ergebnisse bei den Korrekturfaktoren, unabhängig vom unterstellten Annahmeset
- WG & IE Leipzig gibt den Fall wieder, dass die Gesamtinvestitionskosten und Vbh von IE Leipzig sowie die Betriebskosten von WindGuard zu einem neuen Annahmeset kombiniert wurden

Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren werden sinnvolle und realitätsnahe Annahmen über die Kosten- und Dargebotssituation benötigt, ggf. auch durch die Kombination der Daten der betrachteten Studien wie IE Leipzig und WindGuard.



E N E R G I E . W E I T E R D E N K E N

**BET Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH**

Aachen, Leipzig, Hamm (D) | Puidoux, Zofingen (CH)

Alfonsstraße 44, D-52070 Aachen,
Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600
www.bet-aachen.de

KONTAKTPERSON

Stefan Brühl

Telefon +49 241 47062-474
E-Mail stefan.bruehl@bet-aachen.de

B E T