



# System-freundliche Windenergieanlagen

aus ökonomischer Sicht eines Entwicklers / IPP

Strommarkttag 30/09/2016

Kurzvorstellung ENERTRAG

Projektwerttreiber und Anlagenoptimierung aus Entwickler-/IPP-Sicht

Systemfreundliche Windenergieanlagen: Theorie und 3 Hebel

LCOE-Analyse der 3 Hebel für 3 Standortgütern

Fazit und Perspektive

ENERTRAG ist ein auf Nachhaltigkeit spezialisiertes europäisches Energieunternehmen.

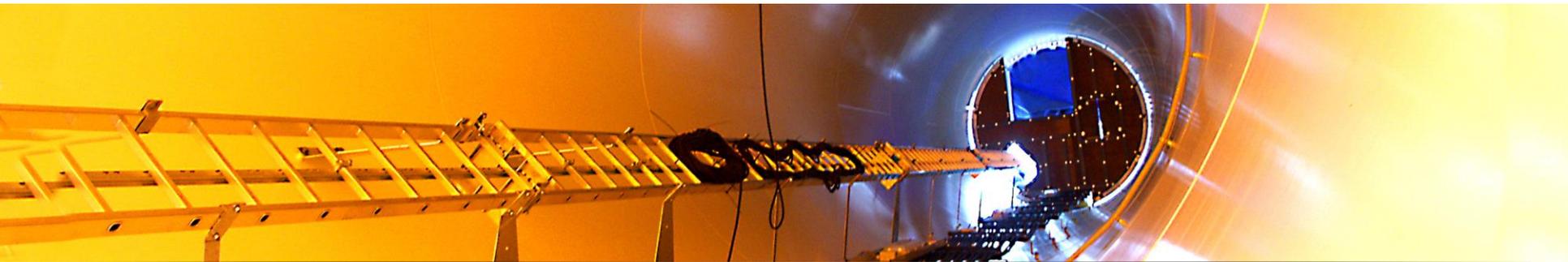
Im Mittelpunkt steht die zunehmend bedarfsgerechte Gewinnung erneuerbarer Energie:  
Strom, Wärme und Treibstoff

Projektierung, Errichtung, Finanzierung und Instandhaltung von Energieanlagen

Entwicklung und Steuerung vernetzter Kraftwerke (z.B. Hybrid-Kraftwerk)

Bau und Betrieb von Stromnetzen

Technologieentwicklung



> 1 GW installiert

630 errichtete Anlagen

1.500 betreute Anlagen

900km elektrisches Netz

1,8 Mrd. € investiert

250 Millionen € Jahresumsatz

2,7 Terrawattstunden pro Jahr

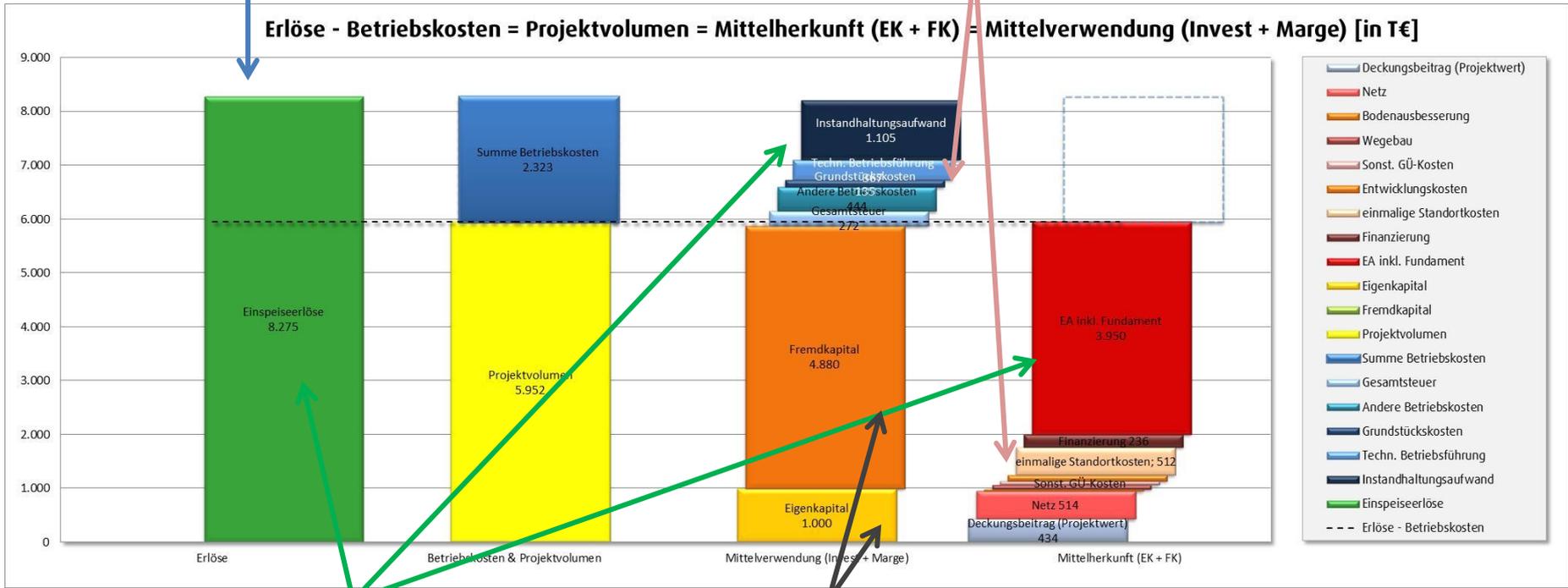
460 Mitarbeiter und 15 Auszubildende

# 2. Projektwerttreiber

**Standort / Windpotenzial**  
=> Windgeschw. (m/s),  
Parkwirkungsgrad, Korrekturf.

**„Standort“-Kosten**  
=> Pacht, Entw.kosten,  
Ausgleichsmaßnahmen,  
Windstrombonus etc.

**Erlöse - Betriebskosten = Projektvolumen = Mittelherkunft (EK + FK) = Mittelverwendung (Invest + Marge) [in T€]**

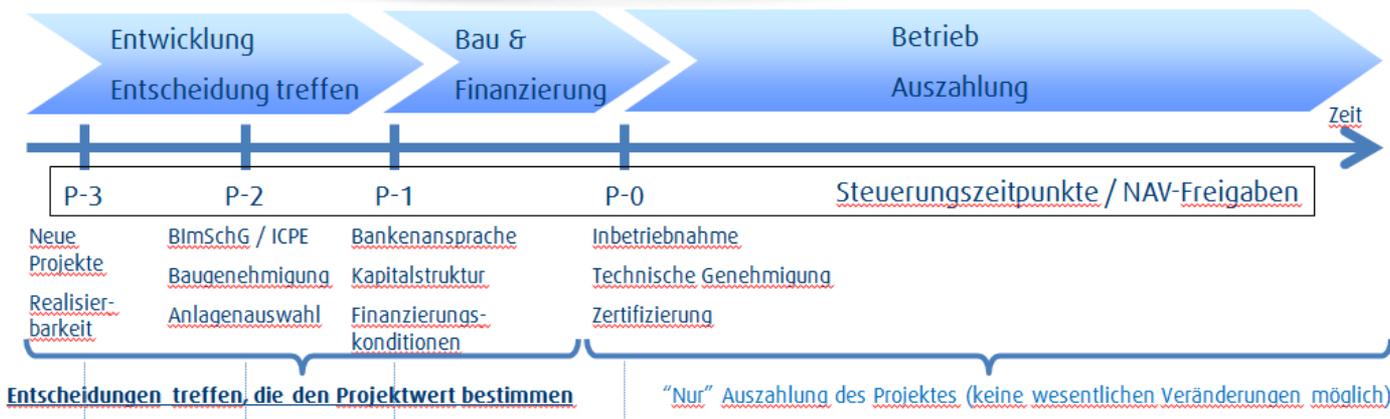


**Anlagenwahl**  
=> Rotordurchm., Nabenhöhe,  
Nennleistung, Layout, PWG

**Kapitalkosten**  
=> Marktbedingungen, Tarifsystem,  
Projektgröße, Windunsicherheit

**„Rest“ = Projektspezifika**  
=> Netzanschlusskosten,  
Wegebau, restl. Betriebskosten

## 2. Projekt-/Anlagenoptimierung



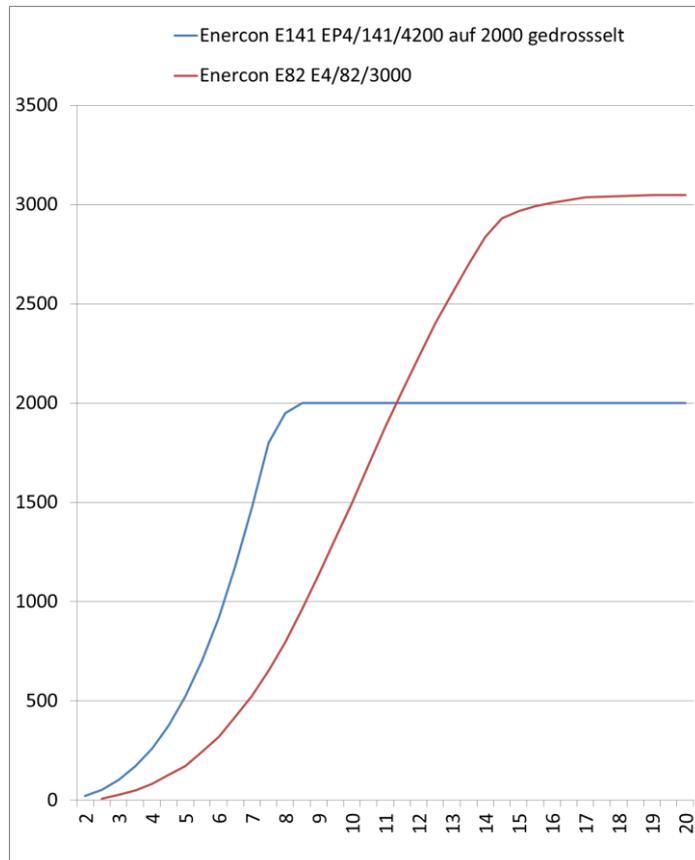
	EEG-FIT	EEG-Marktpremie	EEG-Auktion
„Auftrags-Entwickler“	„Produce and forget“; $\text{Max (Projektwert)} = \text{MWh} * \text{FiT} - \text{OpEx} - \text{CapEx}$	Marktwert (DV-Differenz heute; neg. Strompreise); $\text{Max (Projektwert)} = \text{MWh} * (\text{Premium} + \text{Marktwert} - \text{DV-Kosten}) - \text{OpEx} - \text{CapEx}$	a) Minimierung mögl. Bietpreis $\text{Min (Auktionsbietpreis)} = (\text{OpEx inkl. DV} + \text{CapEx} + \text{Dev. Fee}) / \text{MWh}$ b) Annahme über Auktionspreis Siehe Marktpremie
„Entwickler-IPP“	Weiterbetrieb 20 Jahre; Netzauslastung	a) Entwicklung Marktwerte und neg. Strompreise b) Sektorenkopplung; Überschussenergie	Siehe Marktpremie

# 3. Systemfreundliche Windenergieanlagen

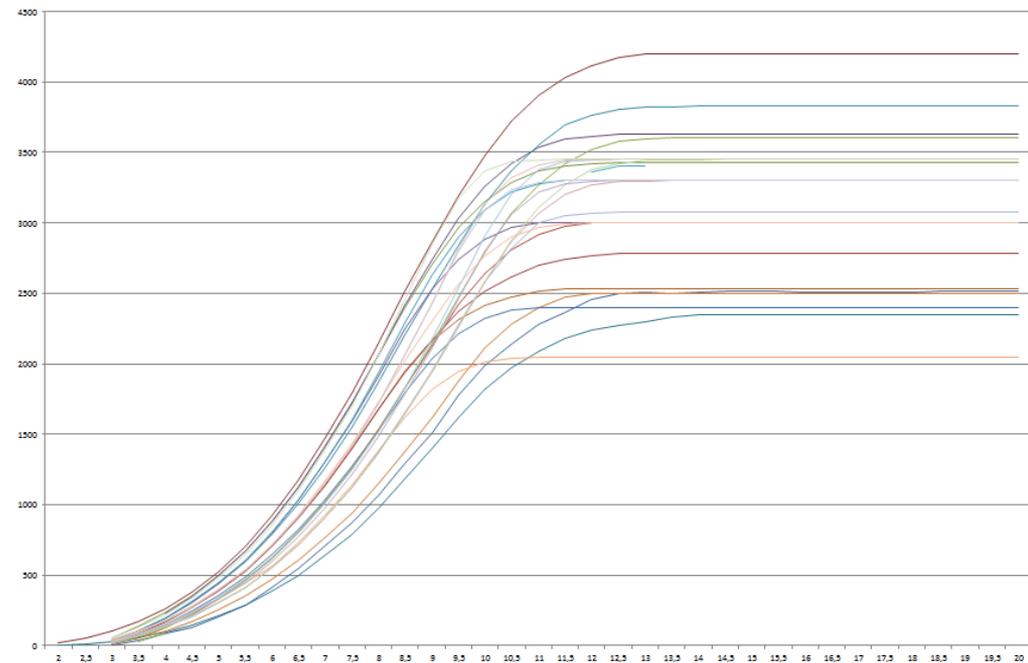
## Wissenschaftl. / regulatorisch. Diskussion „Systemfreundliche EE fördern“

- Politisches Ziel: stabilere Produktion, um Marktwert und externe Kosten (Netz & Balancing) zu reduzieren
- Unternehmensanreize: Entwickeln und Bauen von Projekten mit Technologien, die Profit maximieren (Projekt-LCOE)

### Theoret. Definition „Systemfreundliche“



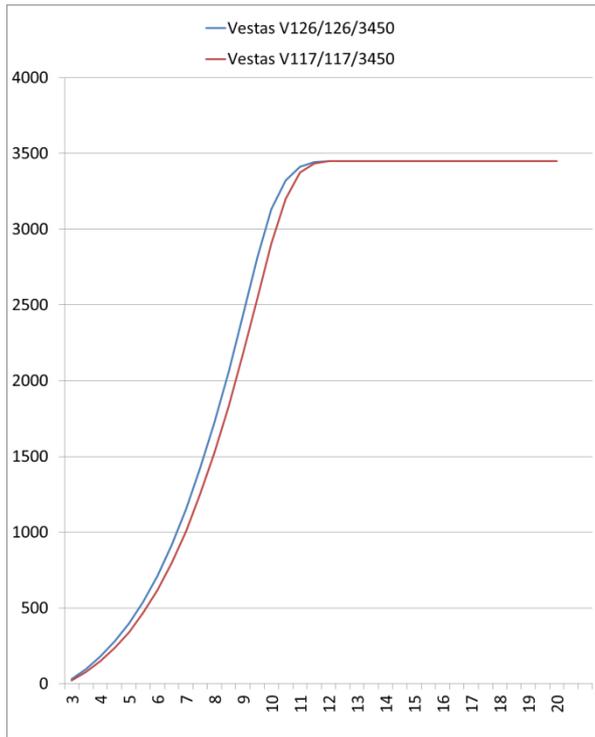
### Praxis-EA-Optionen



## Typologisierter Vergleich „Systemfreundliche EA“ vs. „Systemunfreundliche EA“

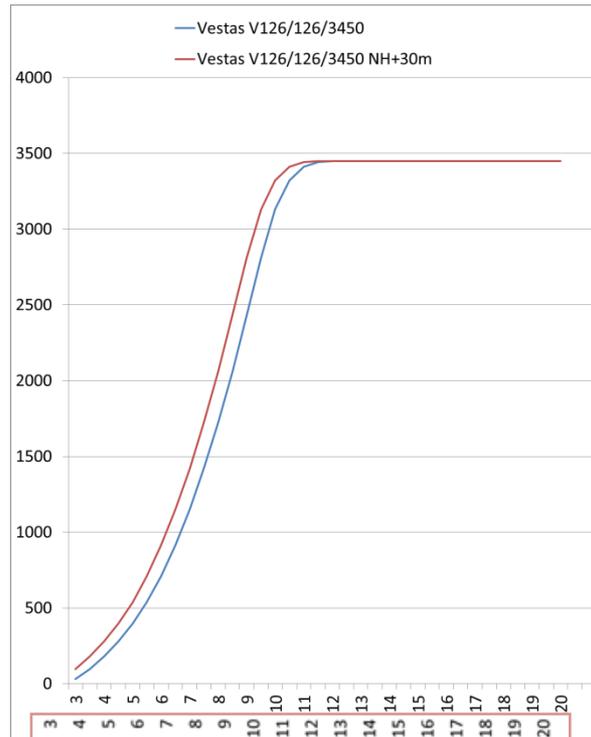
beinhaltet drei grundverschiedene Treiber

Rotordurchmesser



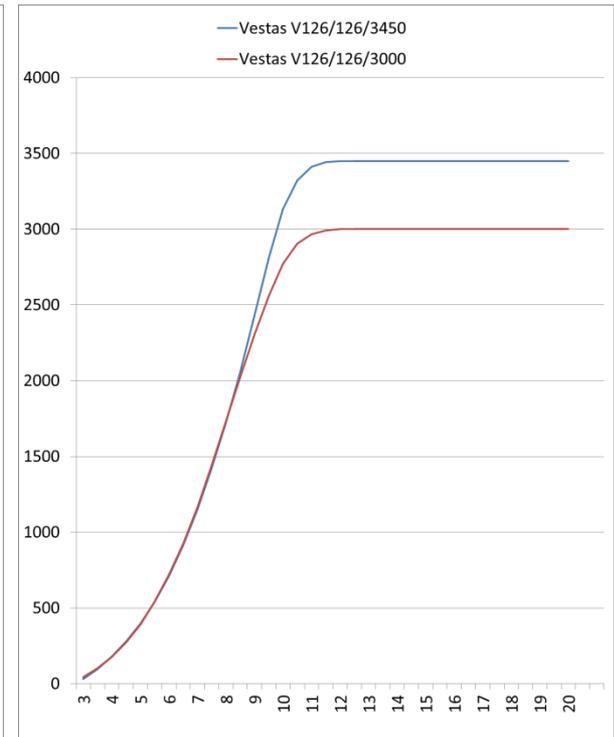
steilere LK durch größeren Rotor  
=> Mehrertrag am Bsp. 7%

Nabenhöhe (+30m≈0,5m/s)



Rechtsverschiebung  
=> Mehrertrag 5-15%  
(abh. von Rauigkeit)

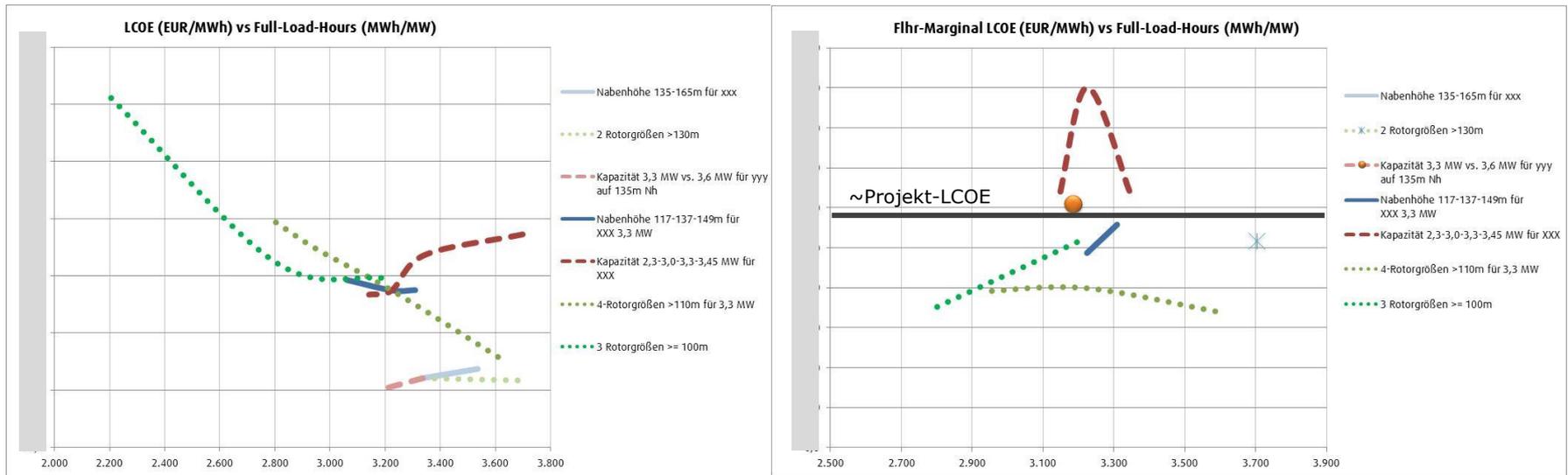
Nennleistung



„Streckung“ im oberen Bereich  
=> Mehrertrag am Bsp. 8%

# 4. LCOE-Analyse (90%)

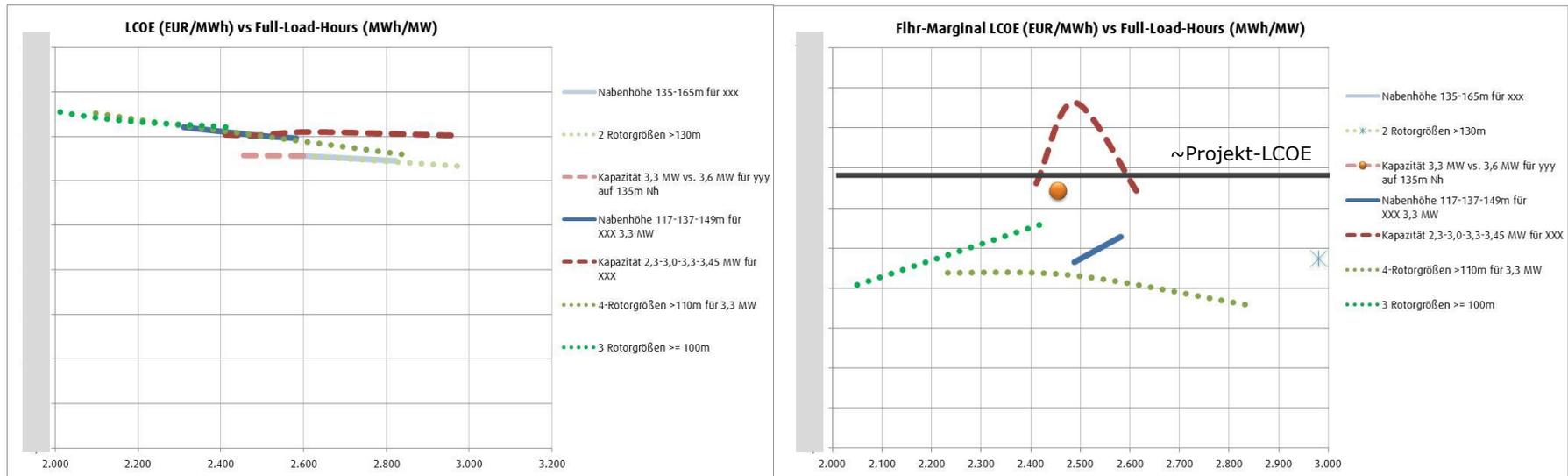
Windstandort mit 90%-Standortqualität (p50) und entsprechend mittlerer Rauigkeit  
(Punkte Rotor; Striche Nabhöhe)



Mehr Vollast	Wirtschaftlichkeit
Rotor-Durchmesser	Immer; marg. LCOE 10-25€/MWh unter Projekt-LCOE
Nabhöhe	Teils / teils; marginal LCOE „nur“ bis zu 15€/MWh unter Projekt-LCOE
Installierte Nennleistung	Aus LCOE-Perspektive nie

# 4. LCOE-Analyse (70%)

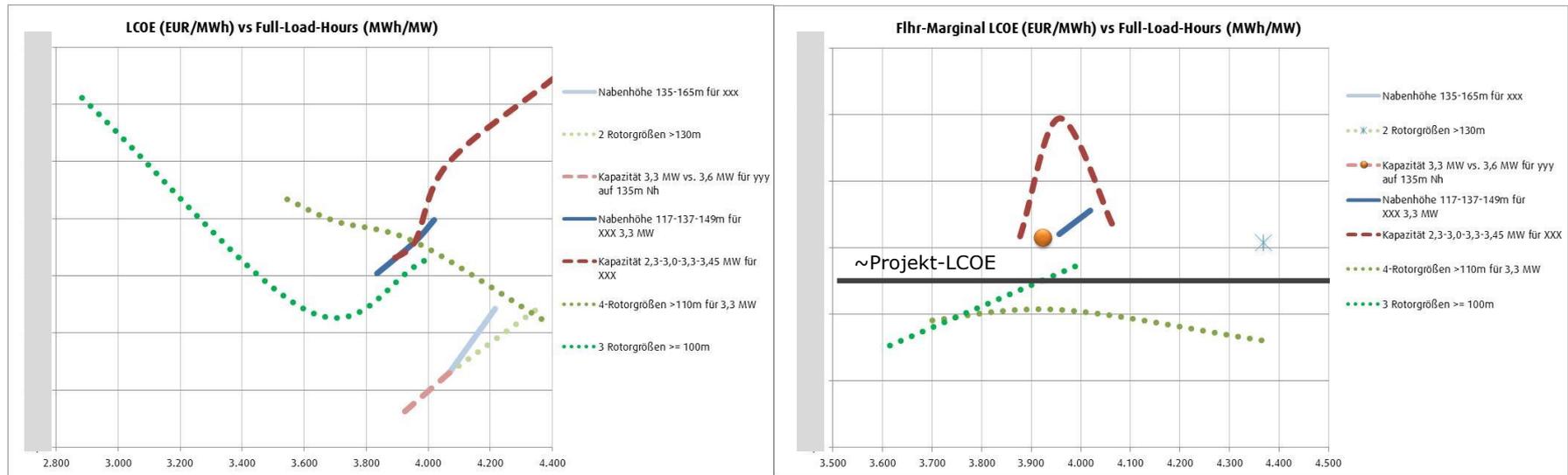
Windstandort mit 70%-Standortqualität (p50) und entsprechend höherer Rauigkeit  
 (Punkte Rotor; Striche Nabhöhe)



Mehr Vollast	Wirtschaftlichkeit
Rotor-Durchmesser	Immer; marg. LCOE 15-35€/MWh unter Projekt-LCOE
Nabhöhe	Immer; aufgrund höherer Rauigkeit marginal LCOE 15-25€/MWh unter Projekt-LCOE
Installierte Nennleistung	Aus LCOE-Perspektive nur minimal; Maximierung Projektwert mögl.

# 4. LCOE-Analyse (110%)

Windstandort mit 110%-Standortqualität (p50) und entsprechend niedriger Rauigkeit  
(Punkte Rotor; Striche Nabhöhe)



Mehr Vollast	Wirtschaftlichkeit
Rotor-Durchmesser	Großteils; marg. LCOE jedoch „nur“ 0-15€/MWh unter Projekt-LCOE
Nabhöhe	Aus LCOE-Perspektive nicht, da marg. LCOE 10-20€/MWh > Proj.-LCOE
Installierte Nennleistung	Aus LCOE-Perspektive nie; starke Projektwertreduktion

## 4. Wirtschaftlichkeit & Handlungsmögl.

Volllaststundenhebel	Einschränkung	Direkte Kosten	Ertragsänderung	Wirtschaftlichkeit		
Größerer Rotor	1) technol. Entwicklung!	35-40k€/m	+0,8-1,6% /m abh. von Typ & Rauigkeit	■	22-50k€ /1% Ertrag	Wirtsch. in allen 3 Standortqualitäten ; am stärksten im Schwachwind
Höhere Nabenhöhe	2) Entwicklungseinschränkungen: Landschaftsbild, Flächensicherung, Standfestigkeit	10-15k€/m	+0,1-0,4% /m abh. von Rauigkeit		■	25-150k€ /1% Ertrag
Geringere Nennleistung	Drosseln => <b>sofort umsetzbar</b>	Einsparung 400-600k€/MW	-10-25% /MW	■	Opportunitätskosten: 15-60k€ /1% Ertrag	Unwirtschaftlich in allen 3 Standortqualitäten

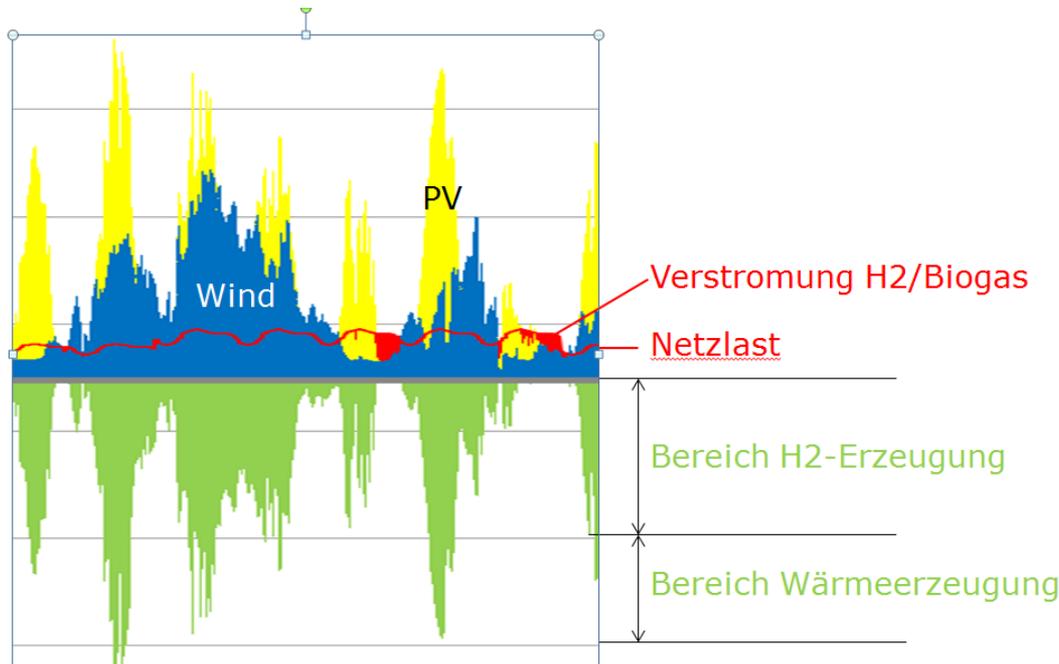
Der technologisch sofort umsetzbare Volllaststundenhebel Nennleistung ist nicht ökonomisch und mögliche Marktwertoptimierung wird von steigenden Auktionsbieten stark überwogen.

Hebel Nabenhöhe standortabhängig wirtschaftlich; Anreizsystem durch EEG2017-Referenzstandort korrigiert, da vorig falsche Benachteiligung hoher Nabenhöhen

Hebel Rotor fast immer sinnvoll => Einwirkung auf Entwicklungseinschränkungen (in anderen Ländern als DE viel dringender)

## Transformation des gesamten Energiemarktes

- Sektorenkopplung notwendig
  - Strom über speicherbaren Energieträger Wasserstoff & Wärmespeicher mit Transport- & Wärmesektor verbinden
  - Optimierung nach Marktwert im reinen Strommarkt kann zu Fehlanreizen führen; Überschussenergie wird zu Grenzkosten per Elektrolyse genutzt
- ⇒ Windentwicklung sollte zu den geringstmöglichen Projekt-LCOEs erfolgen



- Die **betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit** von WEA mit höheren Volllaststunden ist je nach Hebel und nach Standortqualität unterschiedlich: **größerer Rotor**; **höhere Nabenhöhe**; **niedrigere Nennleistung**
- Ein höherer Strom-Marktwert von „systemfreundlichen“ WEA und geringere Netzkosten sind als **regulatorisches Anreizsystem** nur sinnvoll, wenn diese das Delta im Projekt-LCOE und somit das zukünftige Auktionspreisniveau überwiegen. Dies ist für den sofort einsetzbaren Hebel „Nennleistungsreduktion“ nicht der Fall!
- In anderen Märkten bestehende **Tarif-Systeme**, welche volllast-freundlichen WEA direkt entgegenwirken, sollten angepasst werden (z.B. Frankreich).
- Das deutsche Tarifsysteem wird durch **Auktionen** stärker LCOE als Projektwert-getrieben und ist zudem bzgl. Marktwert bereits transparent, sodass **DirektVermarktungs**-Vor/Nachteile weitergegeben werden. Wichtig ist hier aber die Abgrenzung zum bestehenden Portfolio.
- Bester Weg zur Förderung von gesamtkostengünstigen WEA ist der Abbau von **Entwicklungshindernissen** zur Genehmigung von großen WEA (und ggf. Technologieförderung zur Entwicklung kostengünstiger großer Rotoren).
- **Sektorenkopplung** in den Startlöchern bedarf günstiger Energie in den Gesamtkosten und nicht Förderanreize zur Abregelung der grenzwertgünstigsten Produktion.



**ENERTRAG Aktiengesellschaft**

Büro Berlin: Friedrichstrasse 152, 10117 Berlin

**Simon Hagedorn**

[Simon.Hagedorn@enertrag.com](mailto:Simon.Hagedorn@enertrag.com)

Tel. +49 (0)39854 / 6459-373