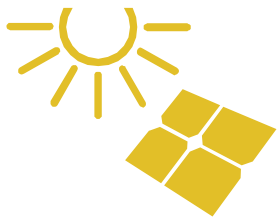


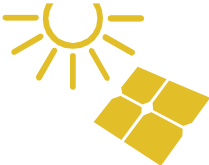
Die richtige Nabenhöhe

Wirtschaftliche Optimierung unter Gesichtspunkten der Ausschreibung

Dipl.-Ing. Dominik Fröhler



renerco plan consult



Technische Beratung

✓

✓

✓

✓

Projektplanung

✓

✓

**Projektmanagement/
Owner's Engineering**

✓

✓

✓

✓

**Ertrags- und
Immissionsgutachten**

✓

✓

LiDAR-Messung

✓

Seminare

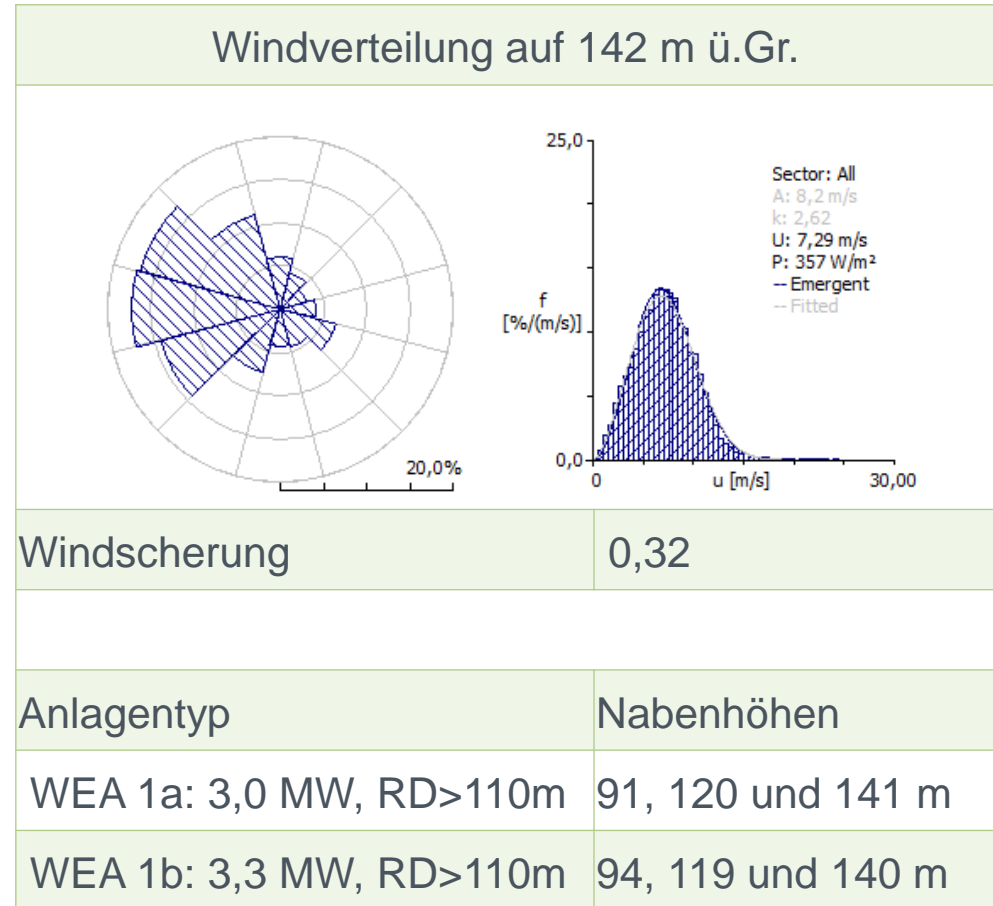
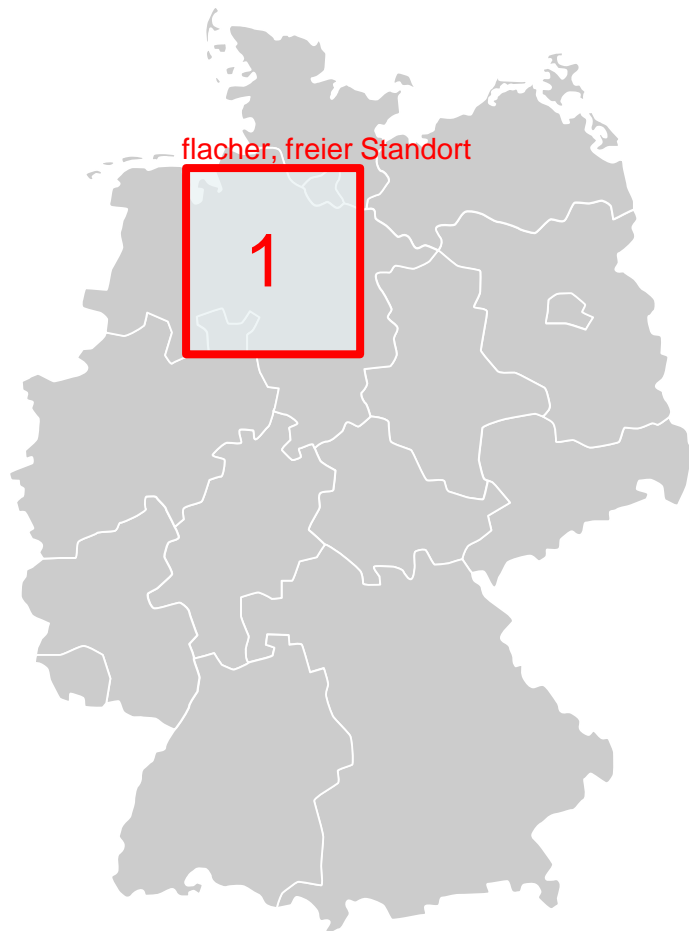
✓

✓

✓

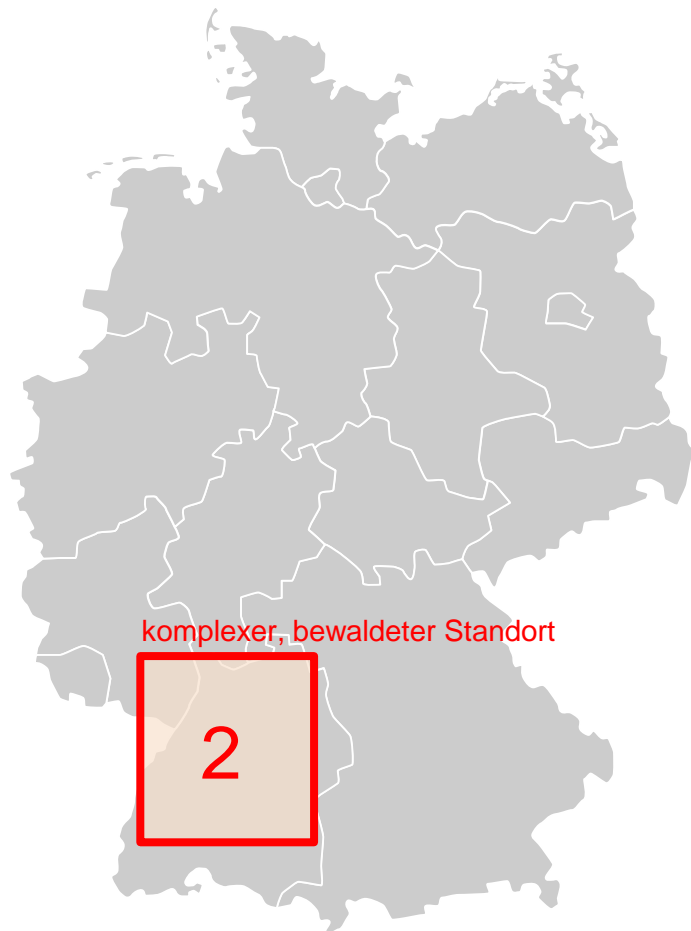
Betrachtungen für zwei ausgesuchte Standorte

Standortübersicht

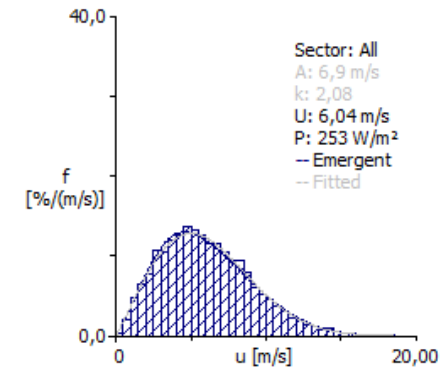
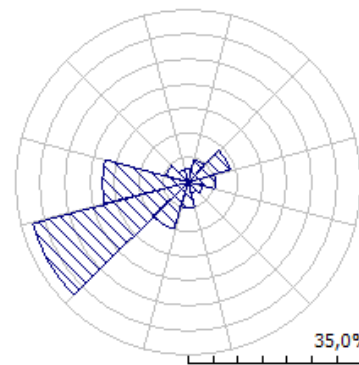


Betrachtungen für zwei ausgesuchte Standorte

Standortübersicht



Windverteilung auf 140 m ü.Gr.



Windscherung

0,45

Anlagentyp

Nabenhöhen

WEA 2a: 3,3 MW, RD>130m

114, 134 und 164 m

WEA 2b: 3,3 MW, RD>120m

117, 137 und 149 m

Wirtschaftliche Bewertung

Annahmen im Bereich Produktion:

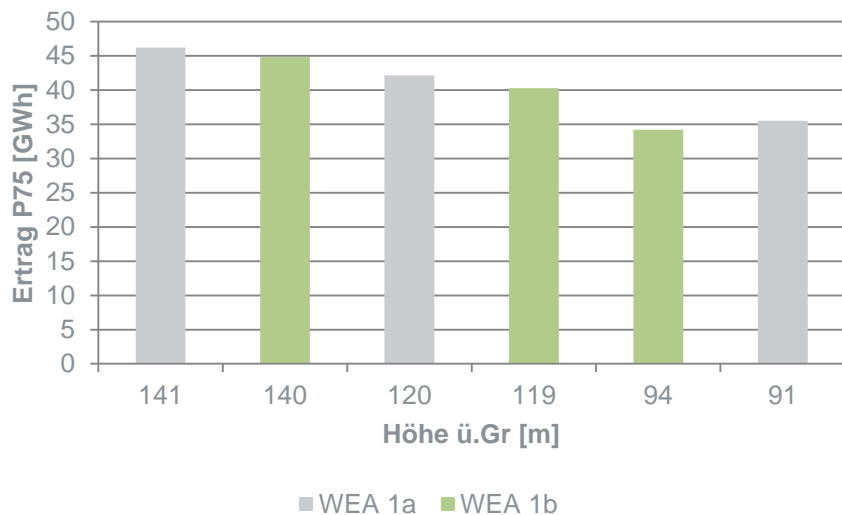
- Fünf Anlagen am Standort
- Mittlerer Parkwirkungsgrad von 93 %
- Anlagenverfügbarkeit 97 %

Systematischer Verlust	[%]	Systematischer Verlust	[%]
Abschattungseffekt		Umgebungsbedingungen	
Interner Abschattungseffekt	-	Leistungsdegradation ohne Vereisung	-
Externer Abschattungseffekt	-	Leistungsdegradation durch Vereisung	-
zukünftiger Abschattungseffekt	-	Vereisungsbedingte Abschaltung	pauschal 2,0 %
Verfügbarkeit		Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	
Verfügbarkeit der WEA und Wartung der Anlage	3,0%	Standortzugänglichkeit	
Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	0,2%	Baumwachstum	
Netzverfügbarkeit	-	Leistungseinschränkungen	
Elektrische Effizienz		Windsektormanagement	
Elektrischer Wirkungsgrad im Betrieb	2,0%	Netzbedingte Einschränkungen	
Stromverbrauch des Windparks	-	Geräusch-, schattenwurf- und naturschutzbedingte Einschränkungen	
Leistungsverhalten der Anlagen		Gesamtverlust	7,03%
Generische Anpassung der Leistungskurve	-		
Starkwind-Hysterese	-		
Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve	-		
Sub-optimaler Betrieb	-		

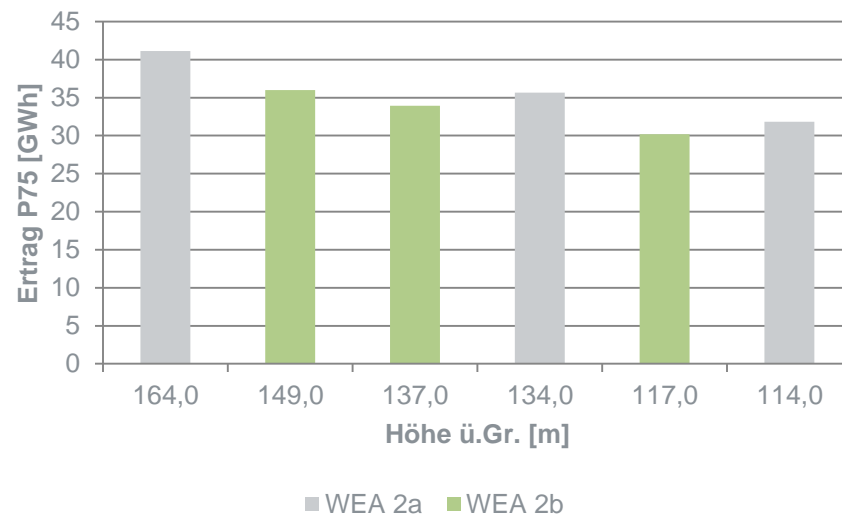
Wirtschaftliche Bewertung

Windverteilung und Energieertrag

Standort 1		WEA 1a	WEA 1b
Höhe ü.Gr. [m]	V [m/s]	P75 [MWh]	P75 [MWh]
140,6	7,33	46.204	
140,0	7,32		44.788
120,0	6,98	42.138	
119,0	6,97		40.274
94,0	6,5		34.204



Standort 2		WEA 2a	WEA 2b
Höhe ü.Gr. [m]	V [m/s]	P75 [MWh]	P75 [MWh]
164,0	6,43	41.122	
149,0	6,18		36.010
137,0	6,00		33.917
134,0	5,95	35.671	
117,0	5,67		30.189



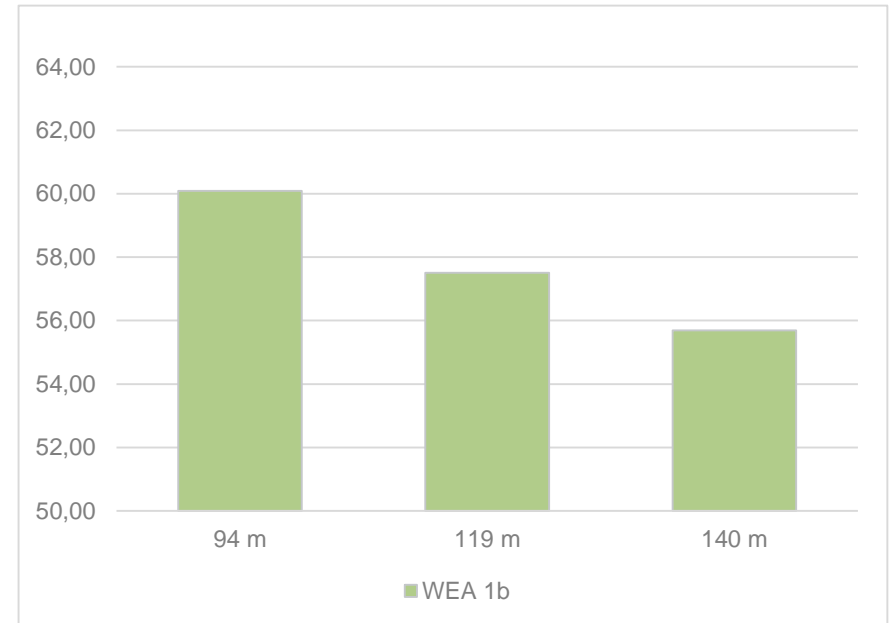
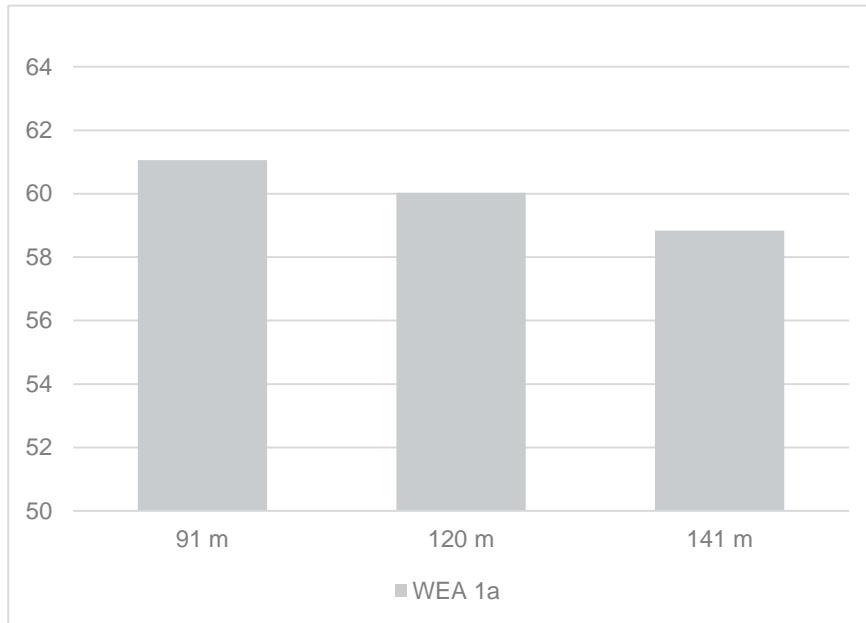
Wirtschaftliche Bewertung

Annahmen im Bereich Stromgestehungskosten:

- Projektlaufzeit 25 Jahre
 - Basis Energieertrag P75
 - Konstante Zielrendite
 - Unverhandelte WEA- und Servicepreise
 - Gleiche Kosten für Windparkerrichtung (außer WEA)
 - Konstante Betriebskosten
 - Kosten TBF: 1,5 % der Einspeiseerlöse
 - Kosten Servicevertrag: 11 €/MWh
- keine Bewertung des WEA-Typs, sondern qualitative Bewertung!

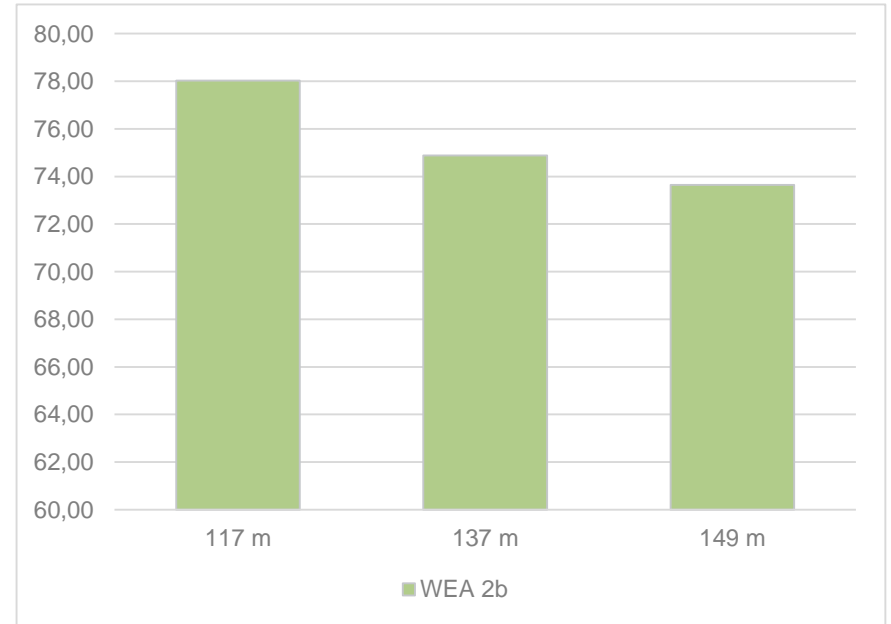
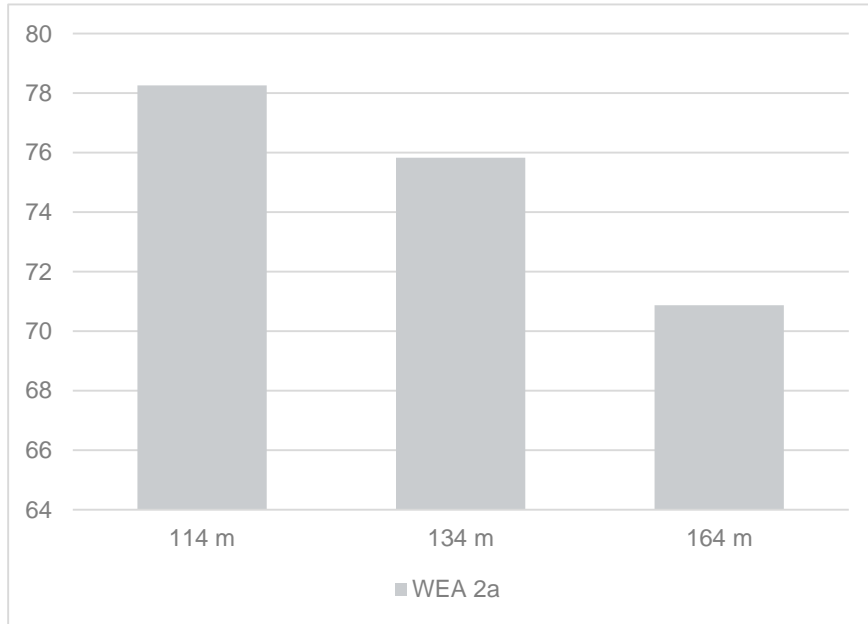
Ergebnisse Standort 1

Abhängigkeit der Stromgestehungskosten [€/MWh] von der Nabenhöhe

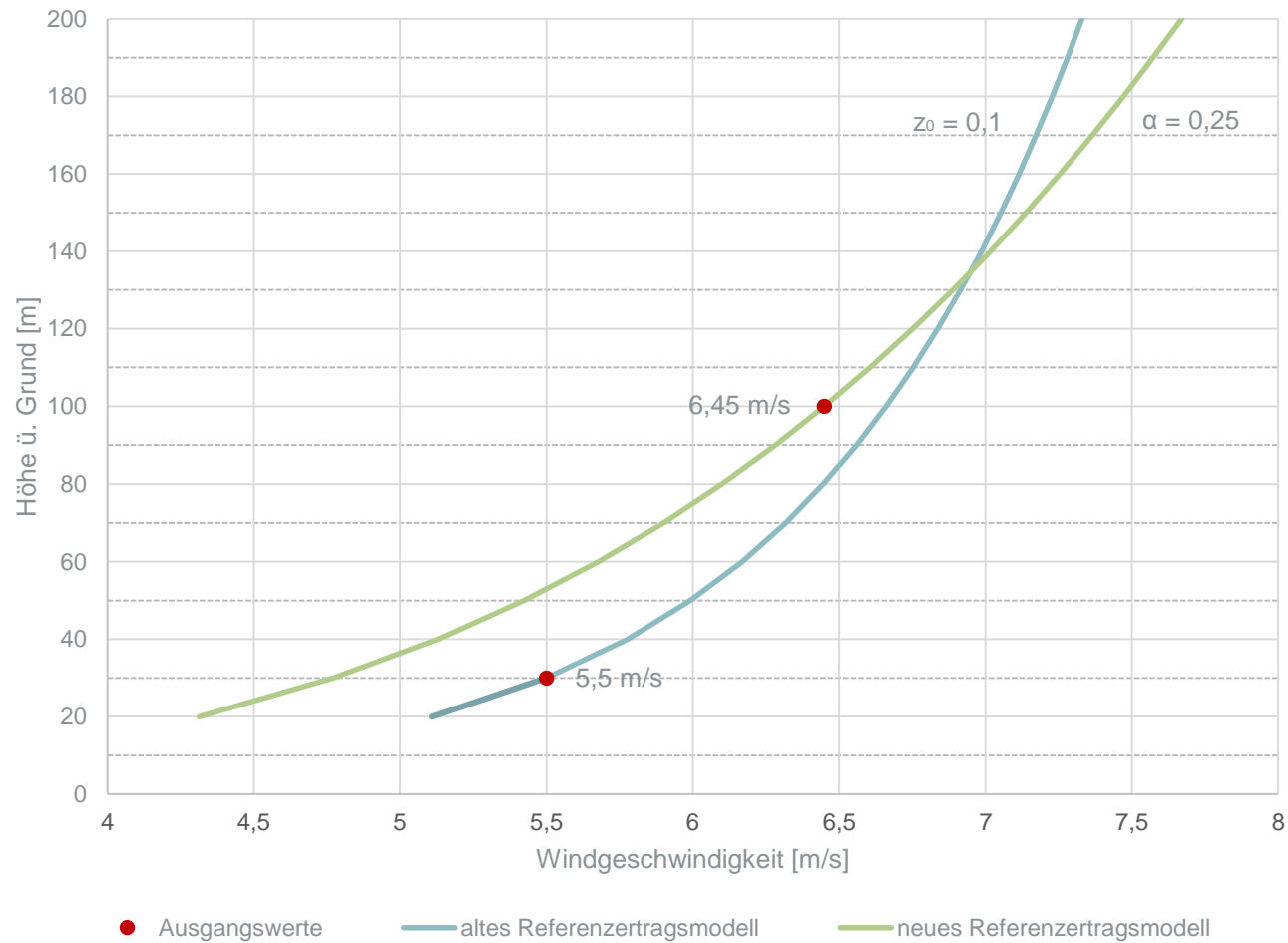


Ergebnisse Standort 2

Abhängigkeit der Stromgestehungskosten [€/MWh] von der Nabenhöhe



Exkurs: Das neue EEG-Referenzertragsmodell

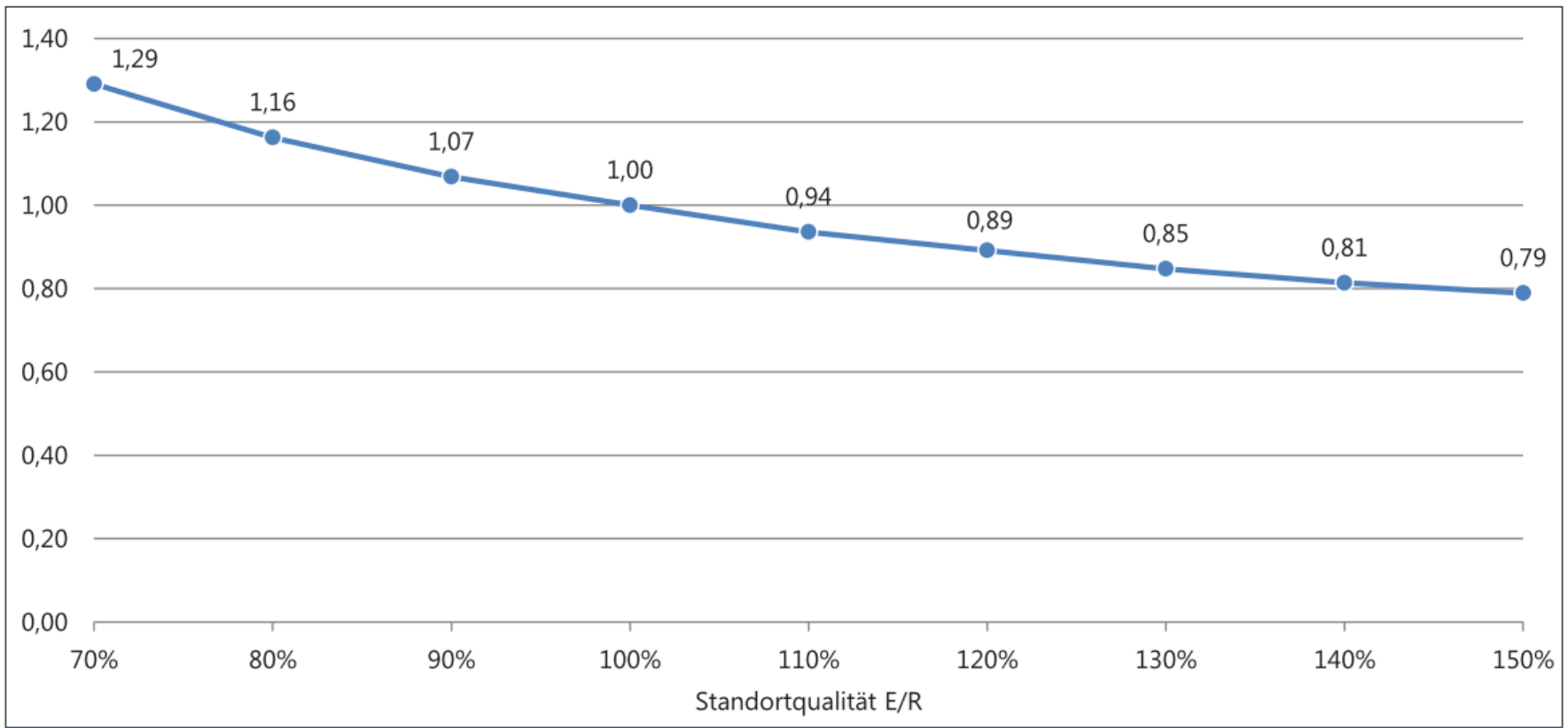


Exkurs: Das neue EEG-Referenzertragsmodell

- Berechnung des Referenzertragswerts nach TR5, mittels Rayleigh-Verteilung, Windgeschwindigkeit 6,45 m/s in 100 m Höhe, Höhenprofil nach dem Potenzgesetz, $\alpha=0,25$, Rauigkeitslänge 0,1m
- Abgabe der Gebote auf Basis eines 100 Prozent-Standorts
- Umrechnung der tatsächlichen Standortqualität mithilfe eines gesetzlich definierten Korrekturfaktors auf einen 100-Prozent-Standort.
- Korrekturfaktoren für Standortqualitäten zwischen 70 und 150 Prozent
- Der Vergütungssatz gilt über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren. (Einstufiges Modell)
- Evaluierung des Referenzertrags nach fünf, zehn und 15 Jahren, um die Förderung besser an den tatsächlichen Ertrag der Anlage anzupassen.

Exkurs: Das neue EEG-Referenzertragsmodell

Korrekturfaktoren gem. §36h EEG



Standortqualität und Korrekturfaktoren

Standortqualität (Gütefaktor) = Ertrag/Referenzertrag

Standort 1	WEA 1a	WEA 1b
Höhe ü.Gr. [m]	[%]	[%]
141	86,8%	
140		85,1%
120	84,5%	
119		82,3%
94		78,4%
91	80,6%	

Standortqualität

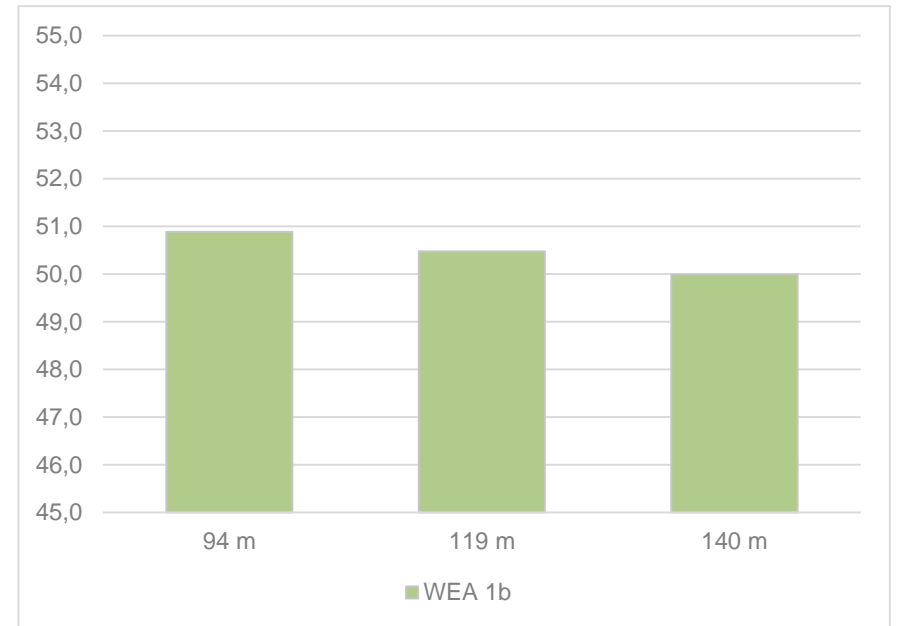
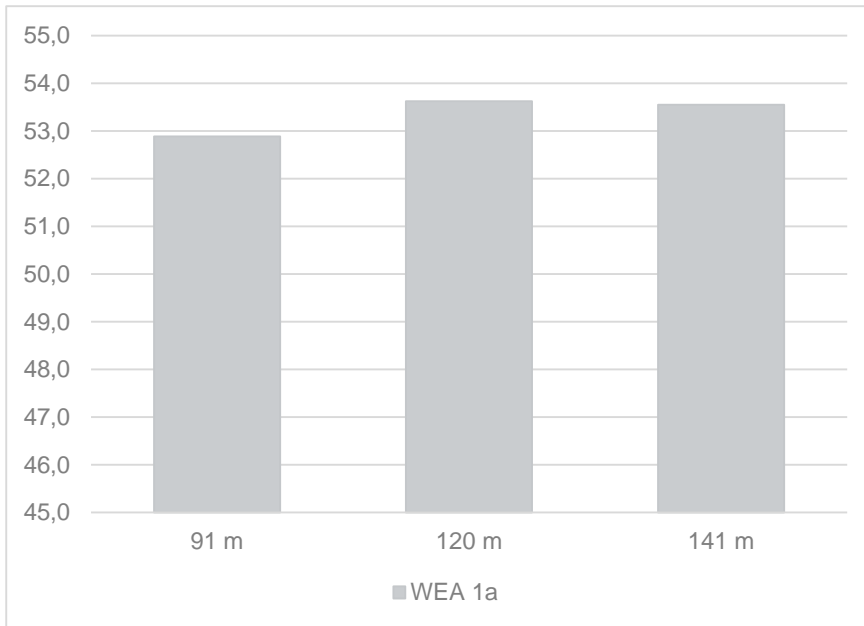
Standort 2	WEA 2a	WEA 2b
Höhe ü.Gr. [m]	[%]	[%]
164	61,8%	
149		58,4%
137		56,8%
134	57,6%	
117		53,9%
114	54,6%	

Standortqualität > 70%
Unterschiedliche Korrekturfaktoren

Standortqualität < 70%
Korrekturfaktor = 1,29

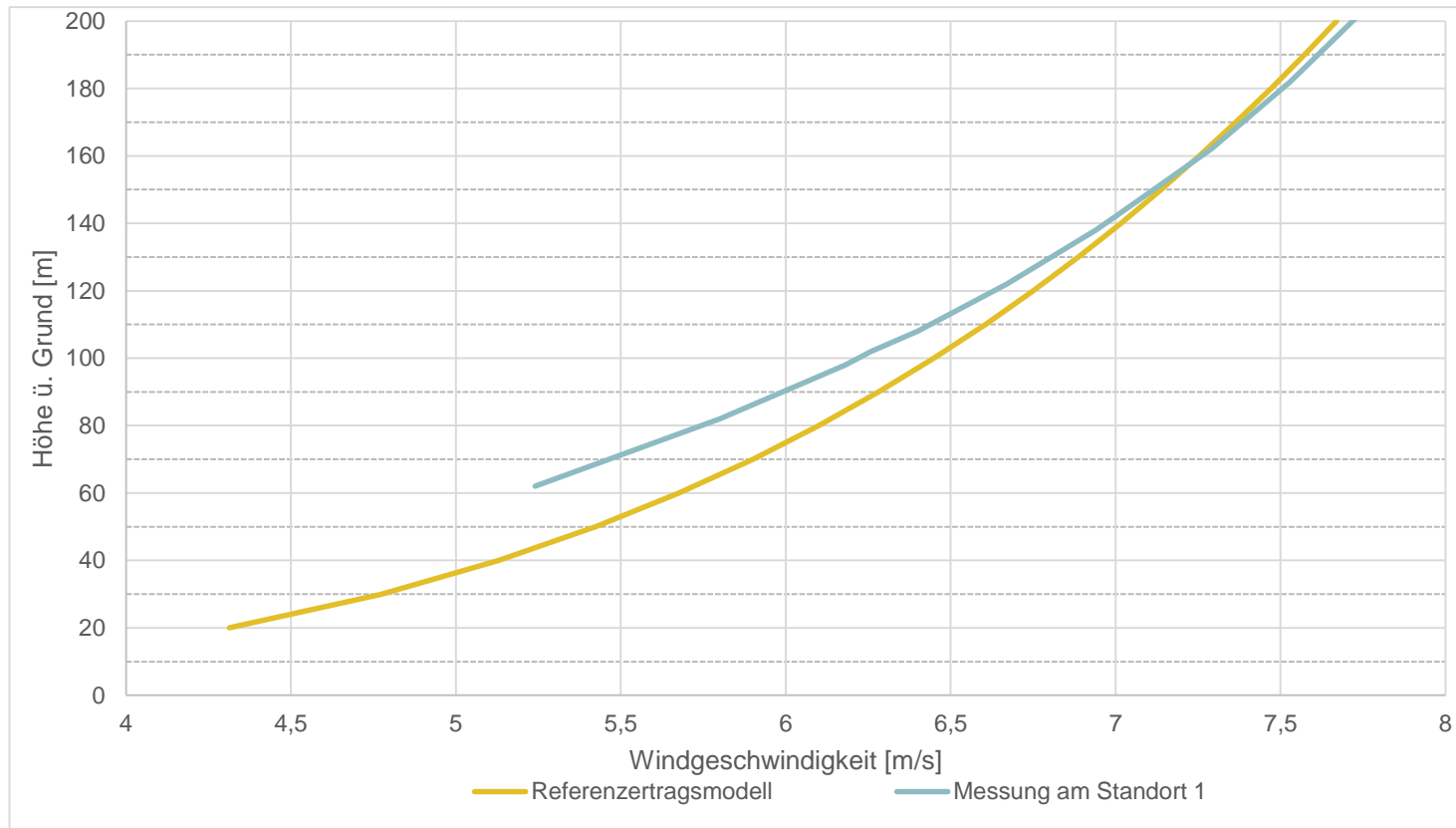
Ergebnisse Standort 1

Abhängigkeit des Gebotswertes [€/MWh] von der Nabenhöhe



Ergebnisse Standort 1

Warum liegt der Gebotswert bei WEA 1a für 91m unter dem für 141m?



Das Windprofil am Standort weicht deutlich vom Referenzertragsmodell ab.

Resümee

Eine zuverlässige Bestimmung des Windprofils und gutes Site Assessment wird auch in Zukunft wichtig sein.

Technisch

- Windzunahme weit in die Ekman-Schicht hinein vorhanden (jenseits der 100 m)
 - Modelle können außerhalb der Prandtl-Schicht das Windprofil nicht eindeutig beschreiben
 - Starke Reduzierung der horizontalen als auch vertikalen Übertragungsfehler
- Erheblich genauere Aussage über die Windhöfigkeit am Standort

Wirtschaftlich

- Stromgestehungskosten sinken tendenziell mit steigender Nabenhöhe
 - Das einstufige Ausschreibungsmodell sieht unterschiedliche Vergütungssätze in Abhängigkeit der Standortqualität vor
 - Die Standortqualität hängt stark vom tatsächlichen Windprofil am Standort ab
- Ein vom Referenzstandort abweichendes Windprofil kann dazu führen, dass bei niedrigen Nabenhöhen ein niedrigerer Gebotswert erzielt werden kann

Kontakt

renerco plan consult GmbH
Ganghoferstr.66 | 80339 München

Telefon +49 89 383932-147

Telefax +49 89 383932-32

info@renerco.com

www.renercoplanconsult.com

