

**Unabhängige
Ertrags-Analyse
von Windkraft-Anlagen
am Standort Straubenhardt**



Bürger-Initiative Gegenwind Straubenhardt e.V.

Einleitung

Die vorliegende Analyse wurde nach bestem Wissen und Gewissen und allgemein anerkannten Grundlagen der Naturwissenschaften und Energiewirtschaft vorgenommen. Die verwendeten Quellen sind jeweils in [eckiger Klammer] genannt und im Anhang aufgeführt.

Diese Ausarbeitung stellt im ersten Teil das Projekt selbst sowie Einschätzungen der Region durch Windatlas und LUBW vor. Im Anschluss wird die Gültigkeit der Angaben im Windatlas Baden-Württemberg für die Region untersucht. Die an einem der Planungsstandorte durch den Windkraftanlagenhersteller ENERCON im Auftrag des Investors WIRSOL Windpark GmbH & Co. KG vorgenommene Windmessung und das daraus abgeleitete Computermodell liefert für alle Standorte vom Windatlas erheblich abweichende, wesentlich erhöhte Windprognosen. Im Folgenden zeigen wir, dass sowohl die Windmessung als auch das Computermodell erhebliche Mängel beinhalten, die Ursache der deutlichen Abweichungen vom Windatlas und der erhöhten Ertragsprognose sein können. Die zugrundeliegenden Messdaten wurden aus nicht nachvollziehbaren Gründen der Öffentlichkeit nicht zugänglich gemacht und werden bis heute geheim gehalten.

Der zweite Teil dieser Analyse umfasst die Ertragsberechnung der geplanten Windkraftanlagen auf der Grundlage des auf langjährigen Messungen basierenden Windatlas Baden-Württemberg. Sie stellt damit eine **unabhängige Ertrags-Prognose** aus allgemein zugänglichen und nachprüfbaren Daten für den Standort Straubenhardt dar. Der Windatlas ist eine öffentlich verfügbare, anerkannte und bestätigte Datenquelle für das Windaufkommen in Baden-Württemberg.

Die Auswertung liegt hier in der 3. Version und nun erstmals als Text vor, den die Bürger-Initiative öffentlich stellt. Die zugrundeliegenden Berechnungstabellen können im Format Microsoft Excel bei der Bürger-Initiative angefordert werden.

Straubenhardt, im September 2016

Bürger-Initiative Gegenwind Straubenhardt e.V.

Daimlerstraße 1

75334 Straubenhardt

www.gegenwind-straubenhardt.de

info@gegenwind-straubenhardt.de

Heinz Hummel, Vorsitzender

Jürgen Falkenberg, stellv. Vorsitzender

Luciana Kalmbach, Kassenführerin

Rev. 2018-04-18



Inhalt

Zusammenfassung	4
Projektbeschreibung	
Einschätzung von Standort und Prüfung des Windatlas	
Windprognose und Erträge nach TÜV und RSC	
Plausibilität der Prognose von TÜV und RSC	
1.1 Projektbeschreibung	6
1.2 Einschätzung des Standortes im Windatlas BW und durch die LUBW	7
1.3 Prüfung der Angaben im Windatlas Baden-Württemberg für die Region	8
1.4 Analyse der Windmessung und des Windertragsgutachtens des TÜV Süd	10
1.5 Analyse des Energieertragsgutachtens der RSC GmbH	13
1.6 Abweichungen der computermodellierten Ertragsgutachten vom Windatlas	14
1.7 Vergleich der Windmessung Straubenhardt mit der Wetterstation Hornisgrinde	15
1.8 Vergleich mit der Windkraftanlage Nordschwarzwald bei Simmersfeld	16
Windprognose und Erträge nach Windatlas Baden-Württemberg	
2.1 Bestimmung der Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113	18
2.2 Windgeschwindigkeit an den Anlagenstandorten nach Windatlas BW	20
2.3 Statistische Verteilung der Windgeschwindigkeit	21
2.4 Berechnung des Stromertrags der einzelnen Windkraftanlagen	22
2.5 Ertragsprognose ohne Verluste im realen Betrieb	23
2.6 Statistische Verteilung der Windrichtung	23
2.7 Abstände der Windkraftanlagen und Abschattungsverluste	24
2.8 Verluste durch Betriebseinschränkungen	25
2.9 Ertragsprognose im realen Betrieb	26
2.10 Mindererträge gegenüber der TÜV-Prognose	27
2.11 Prüfung des 60% Referenzertrags-Nachweises	28
Quellen	29

Zusammenfassung

Im ersten Teil dieser Auswertung zeigen wir, dass die vom Investor beauftragten und finanzierten Ertragsgutachten aufgrund einer bereits mangelhaften Windmessung und nachfolgender methodischer Schwächen in der mittels Computermodellierung durchgeführten Auswertung mit großen Unsicherheiten behaftet sind. Dies führt zu unrealistisch hohen Windprognosen an den Standorten der projektierten Anlagen, die weit über den Angaben liegen, die der in der Praxis vielfach bestätigte Windatlas Baden-Württemberg ausweist. Dennoch führen auch die überhöhten Prognosen nur zum Nachweis einer **garantierten** Mindest-Windhöffigkeit von **5,52 m/s** in 142,5m Nabenhöhe.

Der Windkraft-Erlass des Landes Baden-Württemberg von 2012 fordert jedoch eine Mindest-Windhöffigkeit von 5,3 bis 5,5 m/s **bereits in 100m Höhe**, um Windstromerträge sicherzustellen, die die massiven Eingriffe von Windkraftanlagen in unberührte Wälder rechtfertigen. Auf die Nabenhöhe der geplanten Anlagen mit 142,5m umgerechnet, müsste am Standort jedoch eine Mindest-Windhöffigkeit von **5,71 bis 5,92 m/s** vorliegen. Eine solche Windhöffigkeit wird in den Ertragsgutachten von TÜV und RSC aber nicht erreicht.

Es muss weiter beachtet werden, dass die Windmessdaten den Gutachtern nur in Form eines Datenträges vom Investor WIRSOL Windpark GmbH & Co. KG übergeben wurden. **Der TÜV formuliert deshalb bereits einleitend, dass die Herkunft der Daten nicht zweifelsfrei nachgewiesen ist, und lehnt eine Haftung für das eigene Ertragsgutachten ausdrücklich ab.**

Im zweiten Teil dieser Analyse ermitteln wir auf der Basis der öffentlich frei verfügbaren Winddaten des Windatlases Baden-Württemberg sowie weiterer öffentlich verfügbarer Windmessdaten des Deutschen Wetterdienstes in einer **unabhängigen** und allgemein nachprüfbarer Analyse, dass die geplanten Windkraftanlagen am Standort Straubenhardt eine wesentlich geringere Effizienz erwarten lassen, als die Ertragsberechnungen von TÜV und RSC ergeben haben:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15	Ø Ertrag
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
Netto-Ertrag	4452	5145	5358	5891	5418	5626	5213	4622	5512	5301	5079	5238

Zusammenfassung: Realistische Stromertragserwartung der Windkraftanlagen am Standort Straubenhardt

Im Mittel ergibt sich ein jährlicher Stromertrag von **5238 MWh pro Anlage** und 57616 MWh für alle Anlagen, was einer sogenannten **Volllaststundenzahl von 1746 Stunden** entspricht. Vergleicht man das Ergebnis mit der Ertragsprognose von TÜV und RSC, mit 85.000 bzw. 86000 MWh für alle Anlagen und im Mittel 7730 bzw. 7800 MWh für eine einzelne Anlage, was rund 2600 Volllaststunden entspricht, zeigt die unabhängige Analyse der Bürger-Initiative auf Basis des Windatlas Baden-Württemberg eine Prognose von **nur rund 66%** des Ergebnisses der vom Investor beauftragten und bezahlten Prognosen.

Das Ergebnis zeigt erstaunliche Parallelen zu der nur rund 20 km südlich von Straubenhardt gelegenen Windkraftanlage Simmersfeld. Hier wurde vor der Errichtung von dem Windkraftprojektierer Altus AG aus Karlsruhe, der auch für die Planungen in Straubenhardt verantwortlich ist, eine völlig überhöhte Prognose erstellt. In der Folge erreichten die Anlagen jedoch nur 61% des prognostizierten Stromertrags.

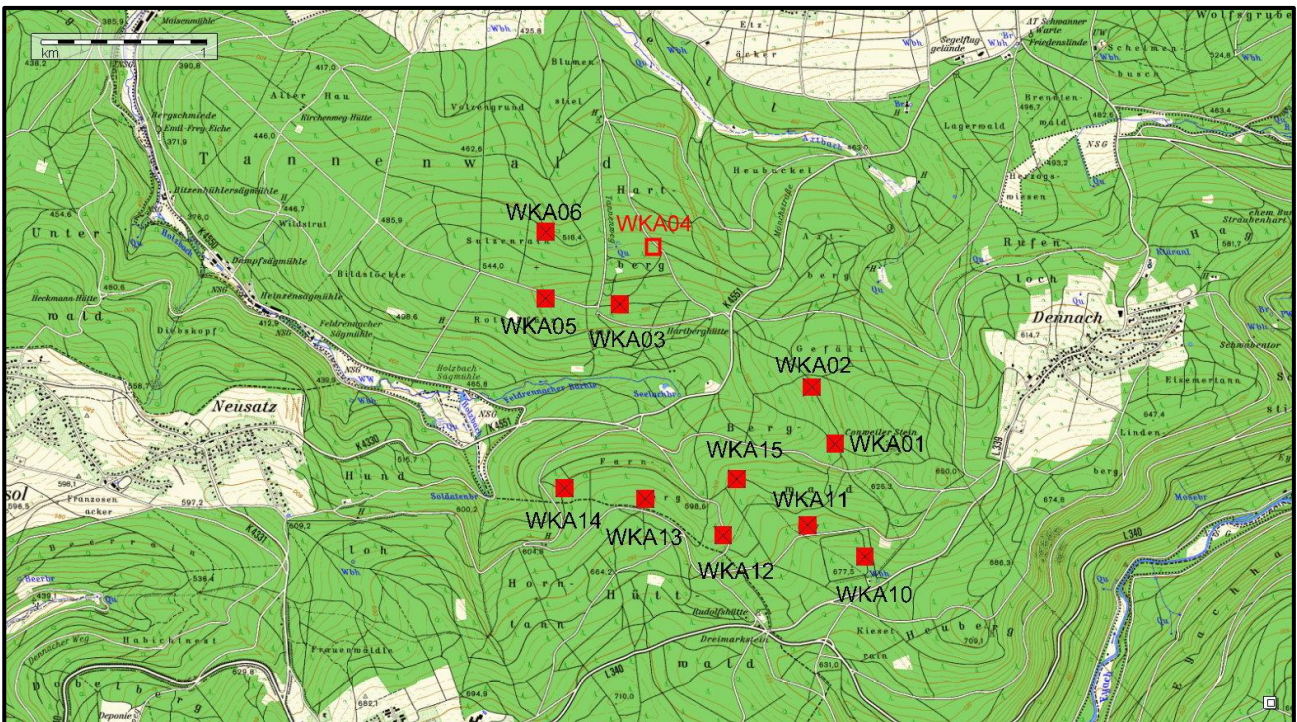
Der vergleichbare Windkraftstandort Straubenhardt ist damit ebenso ein ökonomisch wie ökologisch nicht begründbarer Eingriff in ein unberührtes Waldgebiet. Bei Prüfung des Referenzertrags zeigt sich, dass keine der Anlagen den geforderten 60%-Referenzertrag erreicht, die Anlagen 1 und 12 bleiben sogar unter 50%. Der Standort ist nach unseren Berechnungen somit nicht genehmigungsfähig.



Projektbeschreibung
Einschätzung von Standort und Prüfung des Windatlas
Windprognose und Erträge nach TÜV und RSC
Plausibilität der Prognose von TÜV und RSC

1.1 Projektbeschreibung

Im Jahr 2011 begannen die Planungen für die Errichtung von Windkraft-Industrieanlagen in dem teilweise als Landschaftsschutzgebiet ausgewiesenen Waldgebiet südlich der Gemeinde Straubenhardt. Nachdem anfangs bis zu 20 Windkraftanlagen vorgesehen waren, hat der Investor *Wirsol Windpark Straubenhardt GmbH & Co. KG* am 31.12.2014 schließlich das immissionschutzrechtliche Genehmigungsverfahren für den Bau von 12 Windkraftanlagen eingereicht. Die Planung erfolgt durch den Karlsruher Projektentwickler *Altus AG*. Aufgrund der Nichtbeachtung von Sicherheitsabständen zum südlich der Teilgemeinde Conweiler gelegenen Segelflugplatz, wurde der Antrag für die Windkraftanlage Nr. 4 im März 2015 zurückgezogen. Der letzte Planungsstand umfasst somit 11 Anlagen. Die Nummerierung der einzelnen Anlagen wurde über die verschiedenen Anlagenkonfigurationen beibehalten, so dass sich nach den verschiedenen Änderungen der Konfiguration keine durchgängige Nummernfolge der Anlagen mehr ergibt:



Grafik 1.1: Topografische Karte 1:25.000 mit Positionen der geplanten Windkraftanlagen [1]

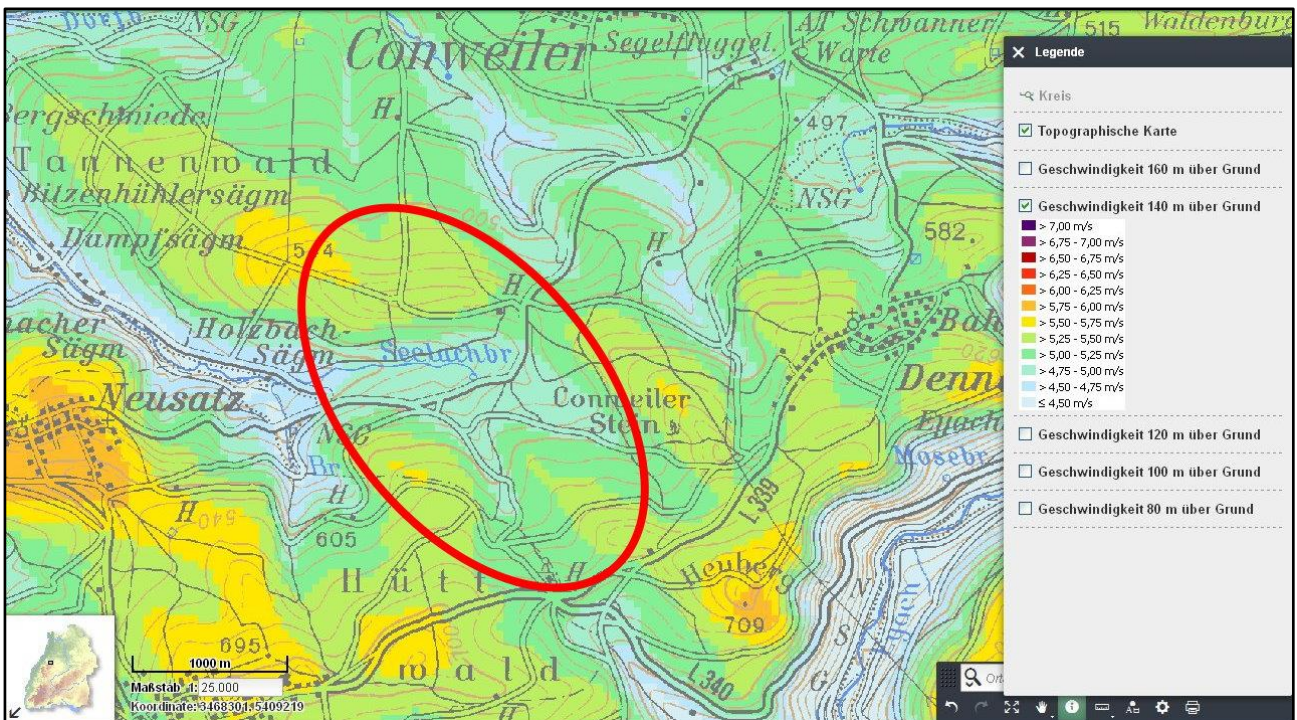
Im Zuge der Planungen wurde auch eine Windmessung vorgenommen. Hierzu wurde im Oktober 2012 ein Windmessmast mit 100m Höhe nahe der geplanten Windkraftanlage Nr. 3 aufgestellt. Der Ort ist gemäß Windatlas Baden-Württemberg wenig östlich der windhöufigsten Fläche im gesamten Planungsgebiet gewählt worden. Nach Abschluss der Messungen im Dezember 2013, Erstellung des Ertrags- und weiterer Gutachten für das Genehmigungsverfahren, wurden die Planungen schließlich am 29. Juli 2014, unmittelbar vor Ferienbeginn, in einer aufgrund des sehr unglücklich gewählten Termins nur schwach besuchten Veranstaltung erstmals der Öffentlichkeit vorgestellt. Dabei wurde als Ergebnis der Windmessung eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,32 m/s in 142,5m Nabenhöhe [1], über alle Anlagen gemittelt, genannt.

Dies war ein überaus erstaunliches Ergebnis, da die Windmessung mehr als 20% über den Angaben im Windatlas Baden-Württemberg [2] liegt. Der Windatlas gründet auf langjährigen umfangreichen Messungen des Deutschen Wetterdienstes, der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz (LUBW), am stationären Windmessmast des KIT und Analysen der Ertragsdaten von Windanlagen. Er weist im gesamten Planungsbereich eine wesentlich geringere Windhöufigkeit auf der Windkarte für 140m Höhe aus.



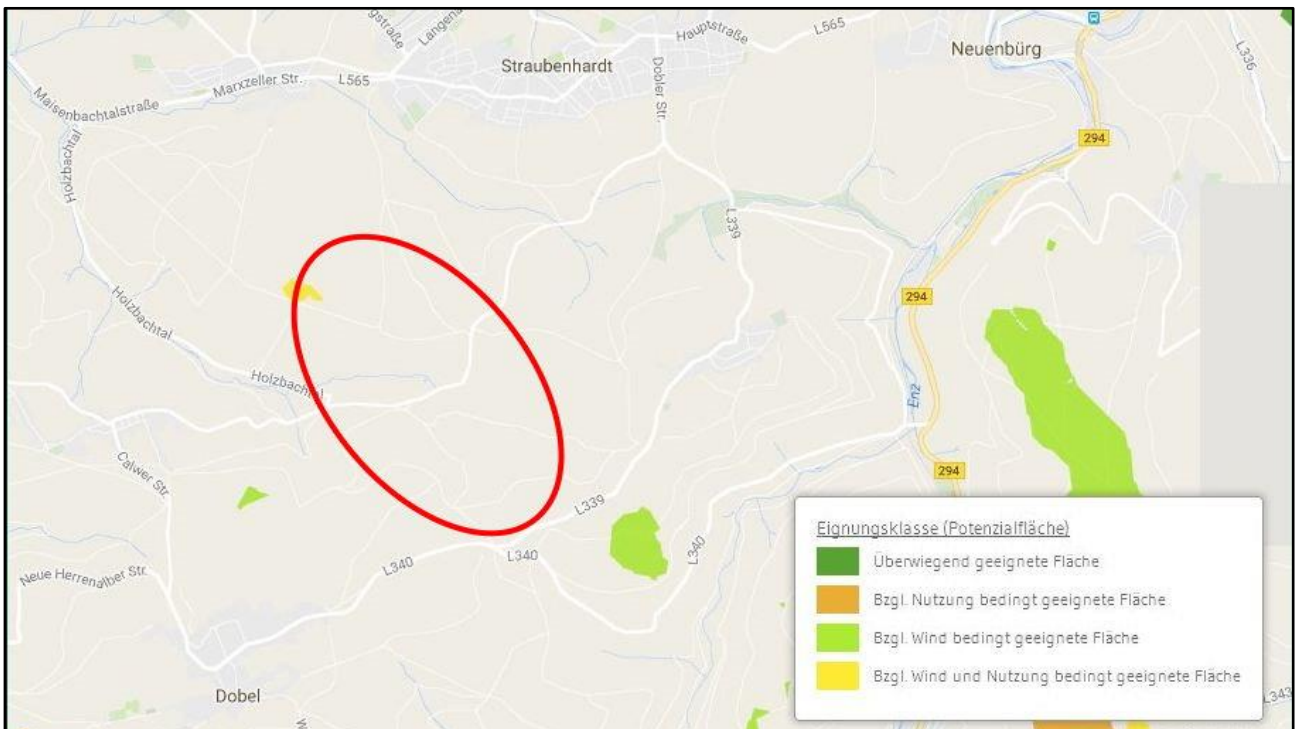
1.2 Einschätzung des Standortes im Windatlas BW und durch die LUBW

Der Windatlas zeigt im gesamten Planungsgebiet lediglich Wind zwischen 4,50 und 5,50 m/s in 140m Höhe:



Grafik 1.2: Windatlas Baden-Württemberg 1:25.000 mit eingezeichneter Planungsregion, Stand 9/2016 [2]

Auch die Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz von Baden-Württemberg (LUBW) stuft nach ihren Untersuchungen lediglich **einen kleinen Bereich** (gelbe Fläche) als **bedingt windkrafttauglich** ein. Die gesamte restliche Planungsfläche (grau) ist laut Landesanstalt **völlig ungeeignet für Windkraftanlagen**:



Grafik 1.3: Potential-Analyse der LUBW windkraftgeeigneter Flächen in der Region, Stand 9/2016 [3]

1.3 Prüfung der Angaben im Windatlas Baden-Württemberg für die Region

Aufgrund der hohen Abweichung der Windprognose des TÜV vom Windatlas Baden-Württemberg, vergleichen wir zunächst den Windatlas mit den Ergebnissen anderer Windmessungen in der Region:

So unterhält die Gemeinde Dobel eine Wetterstation, die sich nur 2 km südlich des Planungsgebietes befindet. Hier wurden 2013 folgende Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf 15m über Grund bestimmt:

2013	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Ø
Wind [m/s]	2,7	3,2	3,7	3,4	4,9	3,9	2,8	2,5	2,8	3,0	4,7	3,4	3,4

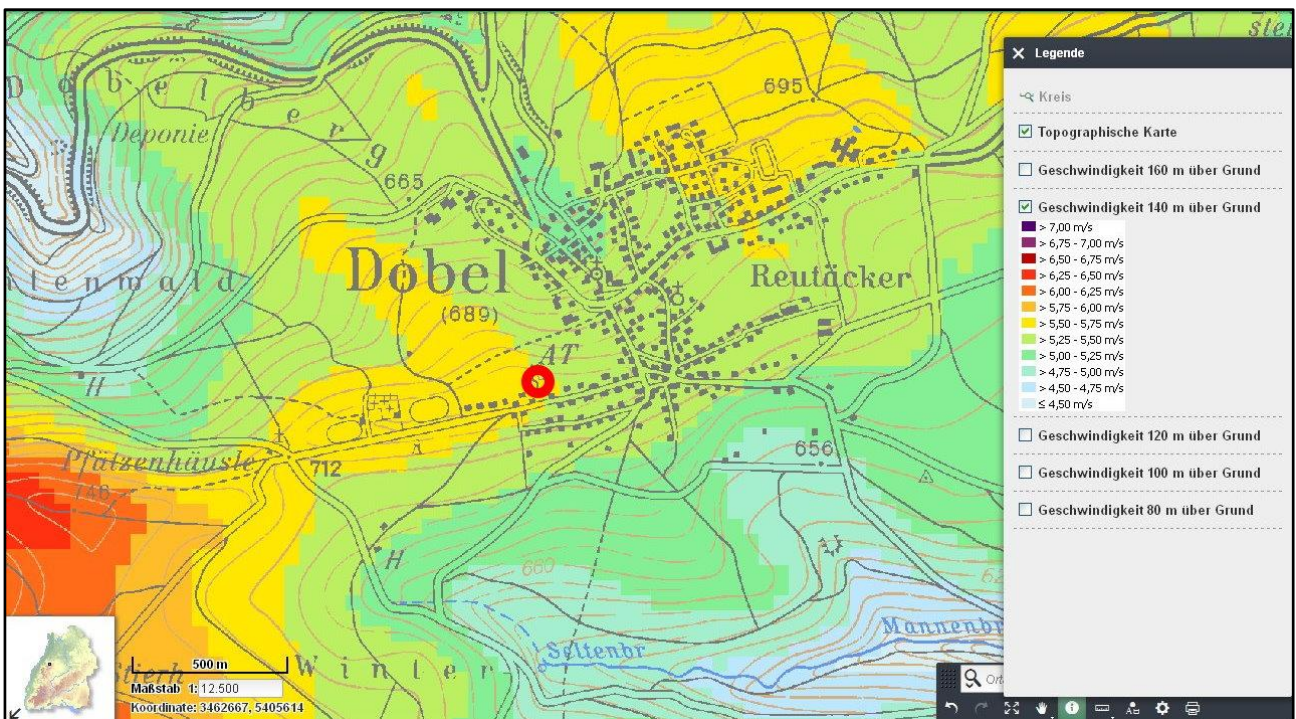
Tabelle 1.1: Monatsmittelwerte der Windmessung in Dobel in 2013 [12]

Wind in der bodennahen Luftschicht (Prandtl-Schicht) bildet durch Bodenreibung ein von der Höhe abhängiges logarithmisches Geschwindigkeitsprofil aus. Die Windscherung wird dabei durch Gleichung 1.1 beschrieben, mit der sich Windmessungen von der Messhöhe h_0 auf andere Höhen umrechnen lassen [13]:

Gleichung 1.1:
$$v(h) = v(h_0) \frac{\ln\left(\frac{h}{z}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z}\right)}$$

Die Größe z beschreibt dabei die sogenannte Geländerauhigkeitslänge, die eine standortspezifische Konstante ist. Für dörfliche Strukturen in topografisch komplexem Gelände mit Wald, wie es in Dobel vorliegt, beträgt sie $z = 0,4m$ [14].

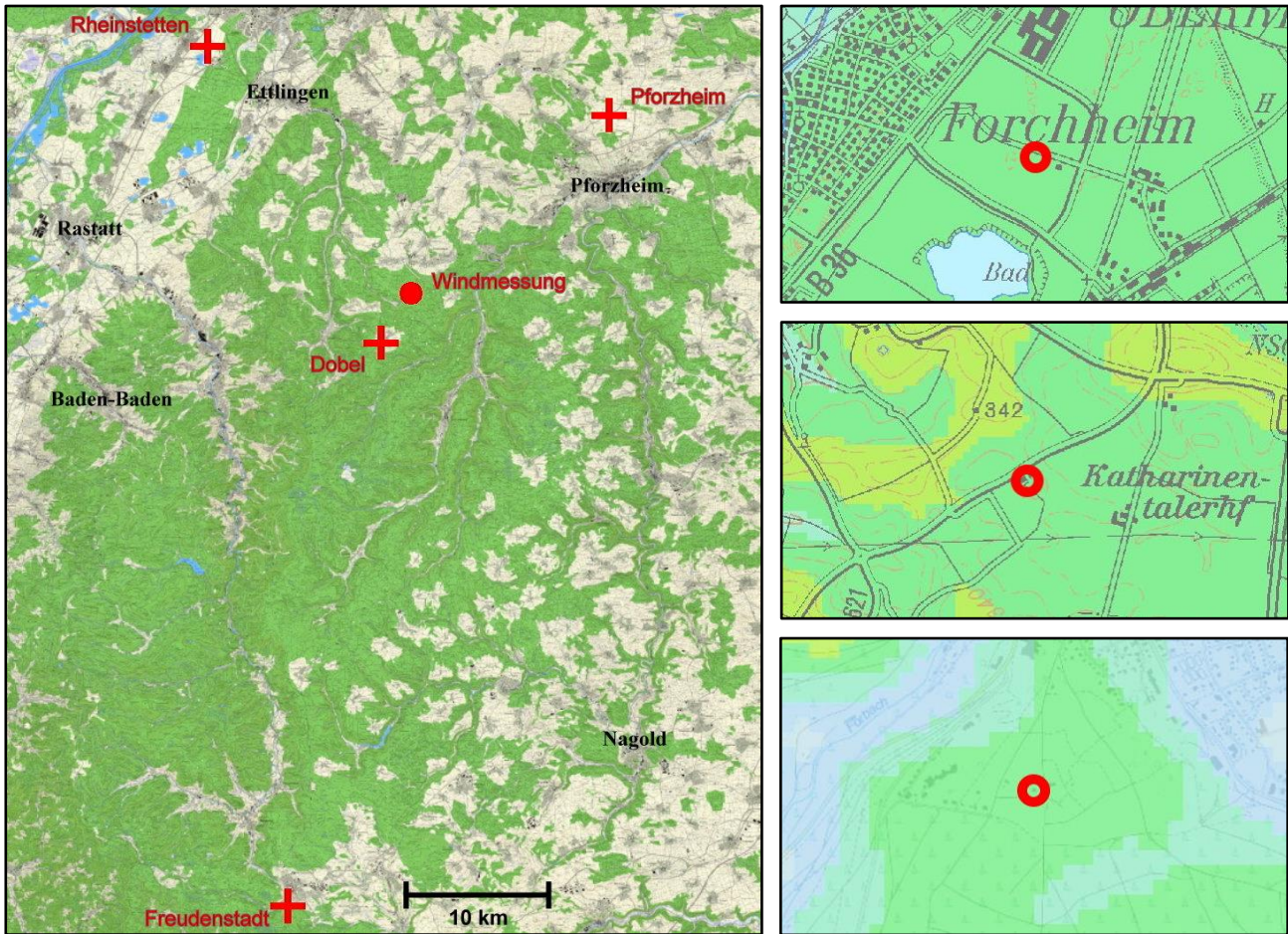
Rechnet man die Windmessung der Wetterstation 3,4 m/s damit auf 140m Höhe um, ergeben sich 5,50 m/s Windgeschwindigkeit. Dies stimmt sehr gut mit dem Windatlas Baden-Württemberg [2] überein, der am Ort der Wetterstation ebenfalls eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,50 m/s in 140m Höhe ausweist:



Grafik 1.4: Windatlas für Dobel in 140m Höhe, Stand 9/2016, mit Position der Wetterstation [2]

Fazit: Die einjährige Windmessung in Dobel bestätigt damit präzise die Angaben im Windatlas und lässt auch eine gute Übereinstimmung der Angaben im Windatlas mit den Windverhältnissen im nur 2 km nördlich gelegenen Planungsgebiet der Windkraftanlagen erwarten!

Die Verlässlichkeit des Windatlas Baden-Württemberg in der Region kann weiter über die nächstgelegenen Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes in Rheinstetten (21,5 km Entfernung), Pforzheim (17,8 km) und Freudenstadt (42,3km) geprüft werden. Die mehrjährigen Messreihen der Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit der Wetterstationen sind in der WESTE-Datenbank des DWD [8] verfügbar:



Grafik 1.5: Lage der DWD-Wetterstationen und Windhöffigkeit in Rheinstetten, Pforzheim und Freudenstadt [2]

Der Windatlas weist an allen drei DWD-Wetterstationen Wind mit 5,0 bis 5,25 m/s in 140m Höhe aus. Bestimmt man die mittlere Windgeschwindigkeit über den in der WESTE-Datenbank jeweils verfügbaren Zeitraum und rechnet die Windgeschwindigkeit gemäß den topografischen Eigenschaften der Standorte mit Gleichung 1.1 von der Höhe des Messpunktes h_0 auf $h=140m$ Höhe um, bestätigen die Windmessungen des Deutschen Wetterdienstes die Angaben im Windatlas Baden-Württemberg **an allen drei Stationen** ebenfalls:

		Rheinstetten 2009-2015	Pforzheim 2006-2015	Freudenstadt 2005-2015
Nord	[°]	48,9726	48,933	48,4534
Ost	[°]	8,3302	8,697	8,4091
Rauhigkeitslänge	[m]	0,15	0,25	0,4
Messhöhe h_0	[m]	10	12	34,40
Wind in h_0	[m/s]	3,24	3,06	3,68
Wind in 140m	[m/s]	5,28	5,00	4,84
Windatlas in 140m	[m/s]	5,0 - 5,25	5,0 - 5,25	5,0 - 5,25

Tabelle 1.2: Langjährige Mittelwerte der Windmessung in Rheinstetten, Pforzheim und Freudenstadt [8]

Fazit: In Rheinstetten wird die Angabe im Windatlas um 0,03 m/s übertroffen, in Pforzheim gerade erreicht und in Freudenstadt liegt das Ergebnis der Windmessung 0,16 m/s unter der Windangabe im Windatlas. **Der Windatlas wird damit also auch in der erweiterten Region um Straubenhardt eindeutig bestätigt!**

1.4 Analyse der Windmessung und des Windertragsgutachtens des TÜV Süd

Mit der Offenlage der Genehmigungsunterlagen am 24.06.2015 wurde das Wind- und Ertragsgutachten des TÜV, Bericht Nr. MS-1309-173-BW-de Revision 12 vom 9.04.2015 [1] erstmals öffentlich bekannt und die Messung und Berechnungsgrundlage konnte untersucht werden. Dabei zeigte sich, dass sowohl die Messung als auch die Methodik des Gutachtens **erhebliche Schwächen aufweisen, die zu hohen Prognosefehlern führen können**, wie sie bereits von vielen Windkraftstandorten, beispielsweise auch der nahegelegenen Windkraftanlage Simmersfeld, bekannt sind.

Das Windgutachten basiert auf einer **Windmessung** mit Messmast, die von Oktober 2012 bis Dezember 2013 nahe der geplanten WKA 3 im Auftrag des Investors durchgeführt wurde. Weiterhin wurden am Messpunkt drei Messreihen mit LIDAR durchgeführt. Die Messungen wurden ausgewertet und anschließend durch ein **Computermodell** auf alle Anlagenstandorte hochgerechnet. Die im Gutachten errechnete **Prognose** ist also das Ergebnis einer **Messung an einem einzigen Standort und Computermodellierung für die restlichen Standorte**.

Bei der Windmessung wurden in Hinblick auf die geplante Auswertung durch ein numerisches Modell, grundlegende Prinzipien zu bestmöglicher Datenerfassung missachtet, die gravierende Fehleinschätzungen nach sich ziehen können. Dabei ist grundsätzlich zu beachten, dass numerische Methoden bekanntlich schon bei geringer Variation der Randbedingungen zu extrem abweichenden Resultaten führen können:

(1) Haftungsausschluss, da die Messdaten nur als Datei übergeben wurden

Die Windmessdaten wurden dem TÜV zur Auswertung nicht in Form des aufzeichnenden Datenrekorders übergeben, sondern in kopierter Form auf Datenträger. Der TÜV hat damit nicht eine zweifelsfrei zuzuordnende Windmessung analysiert, sondern nur eine ihm übergebene Sammlung von Zahlen. Woher diese Werte stammen, kann, gerade heute, wo massive Datenfälschungen von Messdaten durch den Automobilhersteller Volkswagen publik geworden sind, Anlass zu vielfältigen Spekulationen geben. **Der TÜV weist auf diese Unsicherheiten ausdrücklich hin und formuliert bereits zu Beginn des Gutachtens einen Haftungsausschluss für die ermittelten Ergebnisse:**

Die vorliegende Zusammenfassung des Endberichts zu Wind und des Referenz-Ertrags-Nachweises wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Gutachten und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.

Welche Belastbarkeit aber bietet ein Gutachten, das explizit auf eine ungesicherte Herkunft der zugrundeliegenden Daten hinweist und deshalb jegliche Haftung für die Richtigkeit der Ergebnisse ablehnt? Kann ein solches Gutachten überhaupt Grundlage einer Genehmigung sein?

(2) Es ist keine Kalibrierung der Anemometer NACH Ablauf der Messung erfolgt

Am Windmessmast wurden 5 Anemometer in den Höhen 66m, 85m, 97m, 98m und 99,5m angebracht, um die Windgeschwindigkeit und Windscherung am Standort zu erfassen. Vor Beginn der Messreihe wurden die Anemometer bei der Deutschen Windguard vermessen und Kalibrierungsprotokolle der Messwertkurve angefertigt. Diese sind in Kapitel 15.9 im Ertragsgutachten angegeben. Obwohl die Sensoren über den Messzeitraum unter extrem wechselnden und belastenden Bedingungen in exponierter Lage im Einsatz waren, wurde keine Kalibrierung der Sensoren **nach dem Messzeitraum** durchgeführt. Dies ist mangelhaft, da jeder elektrische Messwertsensor eine Drift der Messergebnisse zeigt, die mit der Einsatzdauer und Rauigkeit am Einsatzort in der Regel zunimmt. Ohne abschließende Kalibrierung der Sensoren aber kann die Genauigkeit der Windmessung gar nicht bestimmt werden.



(3) Es ist keine Kalibrierung der Anemometer nach dem Totalausfall erfolgt

Vom 6. bis 26. Februar 2013 fand ein 20tägiger Datenausfall der gesamten Messung statt, dessen Ursache im Gutachten [1] nicht erläutert wird. Auf Nachfrage beim Erörterungstermin am 7. Dezember 2015 wurde ein Stromausfall genannt. In Kapitel 4.1.1 des Ertragsgutachtens beschreibt der TÜV, dass die Messwerte in der Folge des Ausfalls fehlerhafte Werte aufzeichnen und erst ab dem 15.03.2013 wieder ‚normal‘ aufzeichnen, wobei der 97m-Sensor für den restlichen Messzeitraum sogar komplett ausfiel. Nach einem solchen Zwischenfall hätte nach der Wiederinbetriebnahme eine erneute Kalibrierung der Sensoren erfolgen **müssen**, da weder **die Ursache des Stromausfalls noch mögliche Folgen auf die Messgenauigkeit der Anemometer geprüft und dokumentiert wurden**.

An den Windmessdaten der DWD-Wetterstationen der Region (Rheinstetten, Hornisgrinde, Freudenstadt und Pforzheim) lässt sich ersehen, dass Ende Januar 2013 sehr starke Stürme registriert wurden, die Ursache des Datenausfalls und möglicher einhergehender Beschädigungen gewesen sein könnten. Schließlich zeigen auch drei der Windfahnen trotz Montage auf gleicher Höhe voneinander abweichende Messergebnisse (vgl. TÜV Gutachten [1] Tabelle 15.8, Teil 4), was Folge einer Beschädigung oder Dejustierung, beispielsweise durch Sturmeinwirkung, gewesen sein kann.

(4) Ein Mess-Logbuch wurde erst verspätet geführt

In Kapitel 4.1.1 rügt der TÜV das verspätete Führen eines Logbuches erst ab März 2013. Somit wurden der massive Datenausfall im Februar, dessen Ursache und die Behebung nicht dokumentiert.

(5) Es ist keine ausreichende Datenkontinuität vorhanden

Aufgrund des langen Datenausfalls sowie weiterer Datenausfälle, vermerkt der TÜV in Kapitel 6.1.1: *Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z.B. schleichender Lagerschaden, Verkabelungsfehler, etc.) ... Es fällt auf, dass die Datenverfügbarkeit in den Monaten November und Juni im Vergleich zu den übrigen Monaten deutlich schlechter bei unter 90% liegt. Bei den Anemometern v2, v3 und v4 liegen die Verfügbarkeiten zusätzlich im März bei 50 %. Verfügbarkeiten unter 30% treten im Februar auf. Folglich kann kein zusammenhängendes Intervall von 12 Monaten mit Datenverfügbarkeiten von mindestens 90% gefunden werden.*

Zusätzlich wird in Kapitel 9.1 noch einmal explizit betont: *Die Länge des Messzeitraumes beträgt nach IEC geforderte 12 Monate, jedoch fehlt der Monat Februar.*

Das bedeutet letztendlich aber, dass die Windmessung nicht mit der vorgeschriebenen Datenkontinuität über 12 Monaten durchgeführt wurde!

(6) Mangelhafte Nutzung des LIDAR-Mess-Systems

Numerische Auswertungen bergen hohe Unsicherheiten und schon geringfügige Änderungen der Ausgangsgrößen und Randbedingungen können zu erheblichen Abweichungen der Prognose führen. Aus diesem Grund ist es übliche Praxis, modellierte Größen durch Vergleichsmessungen zu plausibilisieren. Dabei können schon wenige Stützmessungen die Randbedingungen eines Modells ganz wesentlich verfeinern, was für eine größtmögliche Prognose-Qualität **gewünscht sein sollte**.

Warum das vor Ort befindliche LIDAR-Messsystem nur zur Untersuchung des Höhenprofils und nur am Standort der Mastmessung verwendet wurde und keine Vergleichsmessungen an den einzelnen Windkraftanlagen-Standorten durchgeführt wurden, **ist völlig unverständlich!** Hier drängt sich der Verdacht auf, dass Vergleichsmessungen zur Verbesserung der Modellierung nicht erwünscht waren. Es ist doch offensichtlich, dass ein Computermodell dessen Prognosen durch zusätzliche Vergleichsmessungen geprüft und Randbedingungen nachjustiert werden können, erheblich verlässlichere Ergebnisse liefern wird, als eines, das auf Messungen und Extrapolation von nur einem Messpunkt basiert. **Offensichtlich haben Planer und Investor aber eine Nachprüfung der computermodellierten Prognosen nicht gewünscht!**



Zusammenfassung zum Windertragsgutachten des TÜV Süd

Das Ergebnis des Windertragsgutachtens beruht wie oben dargestellt auf einer mangelbehafteten Messung, die nahe dem Standort von Windkraftanlage 3 stattfand. Die Windmessung wurde dann in einem Computermodell auf alle Standorte hochgerechnet. Unsicherheiten der Ertrags-Prognose resultieren damit sowohl aus der Windmessung selbst als auch aus der Modellierung. In völliger Verkennung dieser Zusammenhänge ist es heutzutage üblich geworden, 'computerberechneten' Ergebnissen ein Höchstmaß an Vertrauen entgegenzubringen. Eine Computer-Modellierung kann aber immer nur so gut sein, wie die Daten, die ihr zugrunde liegen. Grundet das numerische Strömungsmodell für die Prognose der Windverhältnisse in einem komplexen Gelände auf nur gering aufgelösten Geländedaten, kann auch die beste Windmessung nur zu geringer Qualität der Prognosen führen. Weist umgekehrt bereits die Messung Mängel auf, kann auch ein beliebig genaues Geländemodell keine verlässliche Prognose aus einer mangelhaften Windmessung ableiten.

Da es unterlassen wurde, Vergleichsmessungen an den Standorten der Windkraftanlagen durch das LIDAR-System zu gewinnen, kann die Qualität der Prognose nicht bewertet werden. Zieht man aber den Bericht zu Rate, den die Gemeinde Dobel beim Entwicklungsbüro für Strömungsanalysen CFD Consultants GmbH zur Bewertung des Ertragsgutachtens eingeholt hat [4], wird dort aufgezeigt, dass die Geländemodellierung des TÜV durch die Software WindSIM nicht mehr dem Stand der Technik entspricht. Sowohl die Geländeauflösung mit einem 25m-Raster (DGM 25) als auch die frühe Konvergenz der Integrationen nach nur 200 Iterationen sind nicht zeitgemäß und Folge veralteter Software. Diese Software mag innerhalb der Windindustrie üblich sein, wie der TÜV Stellung genommen hat [5], moderne Simulationen aber verwenden topografische Modelle weit höherer Auflösung, so dass fünfstellige Anzahlen von Iterationen notwendig sind, bevor die Lösungen konvergieren. Es sollte selbstverständlich sein, dass bei Großprojekten wie Windkraftanlagen nur die bestmöglichen Prognoseverfahren eingesetzt werden.

Aufgrund der unter (1) bis (5) gelisteten Mängel liefert die Windmessung mit 5,6 m/s am windhöufigsten Punkt des Planungsgebietes auf 99,5m Höhe einen Wert, der weit über den Angaben im Windatlas liegt. Über die Modellierung ergeben sich schließlich hohe Windwerte zwischen 5,9 und 6,8 m/s an den einzelnen Anlagenstandorten, im Mittel 6,32 m/s auf 142,5m Nabenhöhe. Die Modellprognosen liegen damit zwischen 15% und 26% über den auf langjährigen Messungen beruhenden Angaben im Windatlas Baden-Württemberg. Die hohe Verlässlichkeit der Angaben im Windatlas Baden-Württemberg für die Region wurde in Kapitel 1.3 anhand meteorologischer Windmessungen eindrucksvoll bestätigt

Bei der Fehlerabschätzung nennt der TÜV in Tabelle 24 eine Gesamtunsicherheit von 15,4%, wobei ein Anteil von 12,7% auf die Windprognose selbst entfällt. **Der TÜV bestätigt im Gutachten also nur eine**

garantierte Mindestwindgeschwindigkeit von 5,52 m/s auf 142,5m Nabenhöhe,

wobei der TÜV selbst für diesen Wert **ausdrücklich keine Haftung übernimmt!**

Fazit: Obwohl die Prognose des TÜV den regional bestätigten Windatlas weit übertrifft, erfüllt der Standort Straubenhardt dennoch nicht die im Windenergieerlass des Landes Baden-Württemberg vom 9. Mai 2012 geforderte Mindestwindgeschwindigkeit. Sie muss für den wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen mindestens 5,3 bis 5,5 m/s bereits in 100m Höhe betragen! Rechnet man diese Mindestvoraussetzung mit Gleichung 1.1 auf 142,5 m Nabenhöhe um, wäre für die Genehmigung der geplanten Windkraftanlagen in Straubenhardt eine garantierte Mindestwindgeschwindigkeit von 5,71 bis 5,92 m/s erforderlich. Diese Mindest-Windhöufigkeit wurde durch die Windmessung und das Gutachten aber nicht nachgewiesen!



1.5 Analyse des Energieertragsgutachtens der RSC GmbH

Nach der Offenlage der Unterlagen im Bundes-Immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, wurde ein zweites Ertragsgutachten veröffentlicht, in dem die Daten der Windmessung von Oktober 2012 bis Dezember 2013 durch die Firma RSC GmbH ausgewertet wurde [6]. Hierin finden sich gravierende Abweichungen zu den Ergebnissen des TÜV. Das folgende Diagramm zeigt die **erheblichen Unterschiede** in den Monatsmittelwerten zweier akkreditierter Gutachter bei Auswertung des **gleichen Messdatensatzes**, die sich beim TÜV in Kapitel 15.8 und bei RSC in Tabelle A6.1 finden:

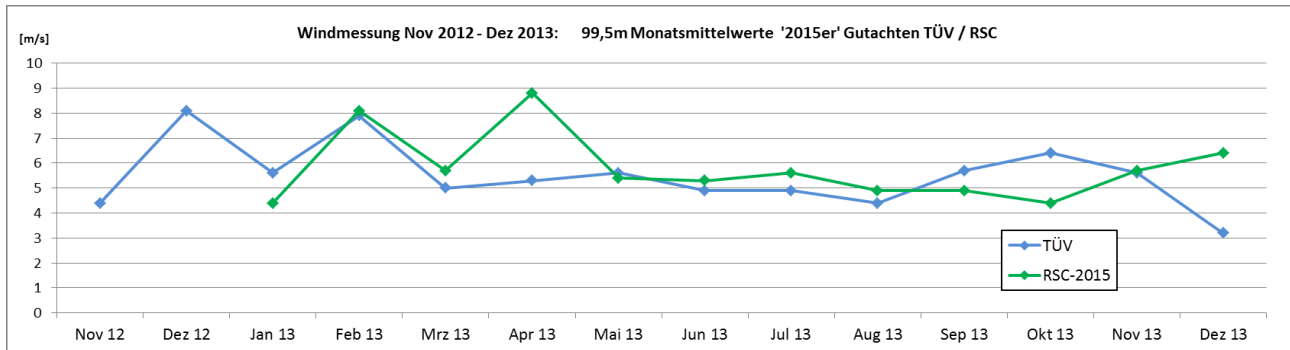


Diagramm 1.1: Monatsmittelwerte der Windauswertung in den 2015 offengelegten Gutachten[1][6]

Die erheblichen Abweichungen der Monatsmittelwerte in beiden Gutachten waren auch Gegenstand in der Erörterung im BlmschG-Verfahren im Dezember 2015. Auf die hohe Diskrepanz hingewiesen, begründeten die anwesenden Vertreter von TÜV und RSC diese mit der Anwendung von unterschiedlichen Filterkriterien bei der Datenaufbereitung? Zumindest eines der Gutachten war dennoch offensichtlich **fehlerhaft**.

Bei der erneuten Offenlage der Genehmigungsunterlagen fand sich dann ein überarbeitetes Gutachten RSC [7], bei dem die Monatsmittelwerte nun plötzlich nahezu deckungsgleich mit den Ergebnissen des TÜV ausfielen. Über den Grund der gravierenden Änderungen **findet sich im Gutachten keine Erklärung**:

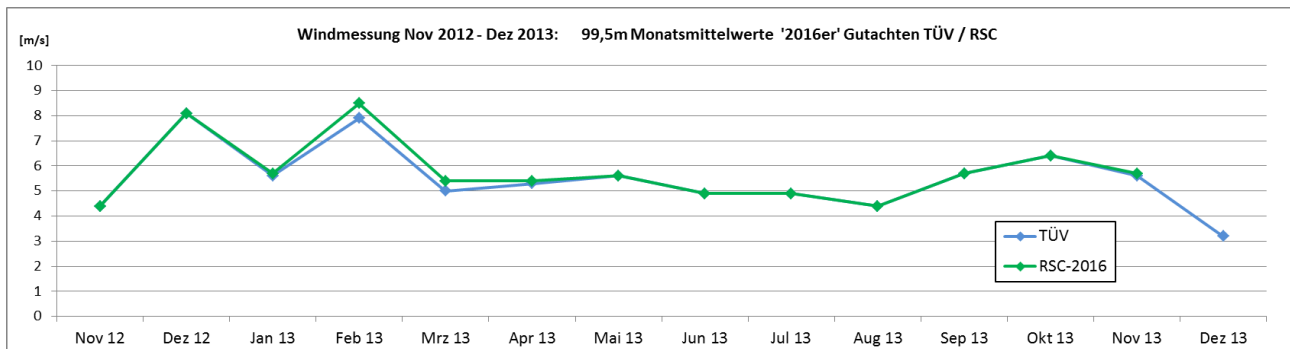


Diagramm 1.2: Monatsmittelwerte der Windauswertung in den 2016 offengelegten Gutachten[1][7]

Unverständlich sind auch die Angaben zur Datengrundlage in Tabelle A6.1, vergleicht man die beiden RSC-Gutachten von 2015 und 2016. Dort wird der identische Messzeitraum 9.11.2012 bis 1.12.2013 einmal mit 57323 möglichen Messwerten und dann mit 55726 möglichen Messwerten angegeben. Da beide Zahlen nicht gleichzeitig richtig sein können, enthält das Ertragsgutachten der RSC GmbH ganz offensichtlich schon bei einfachsten Größen offensichtliche Fehler. Die genaue Kenntnis der Anzahl an 10-Minuten-Intervallen in einem Messzeitraum ist aber unabdingbar, um Mittelwerte korrekt bestimmen zu können.

Aufgrund derartiger Mängel in einem Gutachten, das Grundlage eines Millionenprojekts sein will, halten wir das RSC-Gutachten für ungeeignet, zumal es nach anfänglich wesentlichen Differenzen zum Ertragsgutachten des TÜV [1] diesem bis zur zweiten Offenlage 2016 praktisch völlig angeglichen wurde.

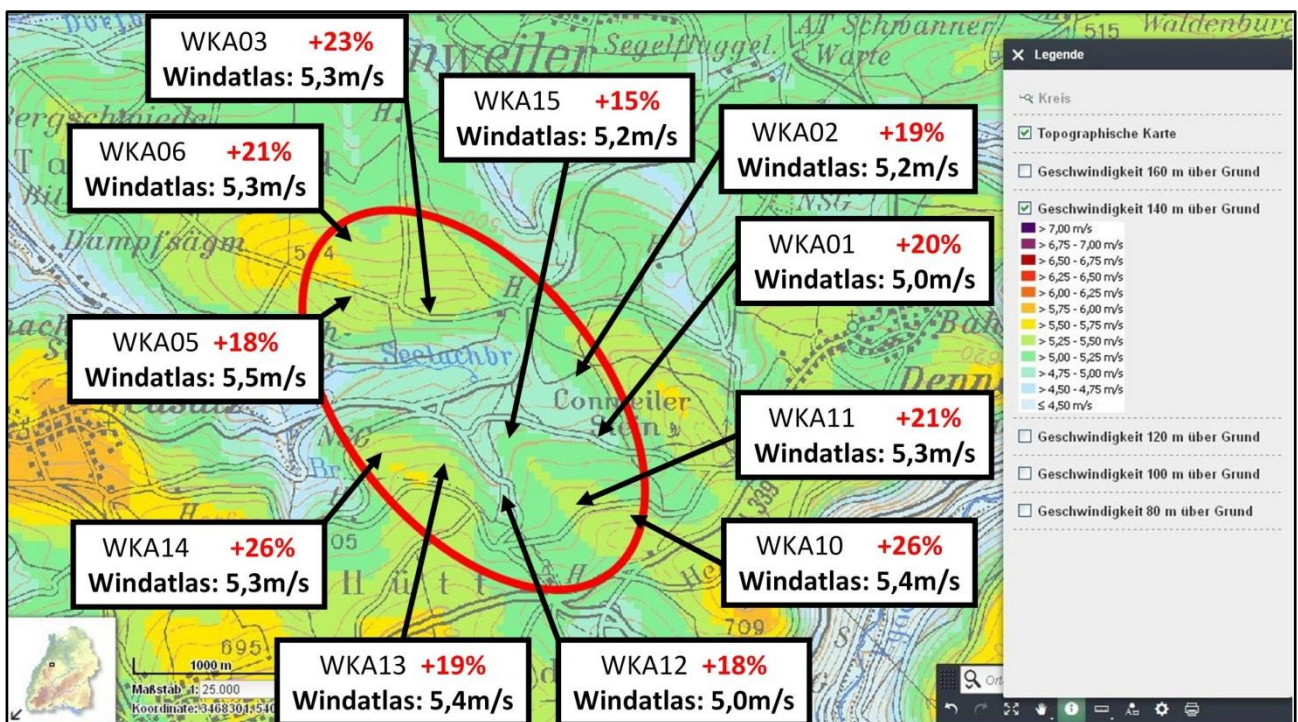


1.6 Abweichungen der computermodellierten Ertragsgutachten vom Windatlas

Der Windatlas Baden-Württemberg [2] gründet auf vielfältigen und langjährigen Untersuchungen und Messungen. Aus diesem Grund ist der Wind sehr genau bekannt, der im Mittel über Baden-Württemberg weht. Die Auflösung des Windatlasses ist mit einem Raster von 50m jedoch begrenzt, so dass es innerhalb der Zellen Bereiche geben kann, in denen der reale Wind stärker oder schwächer ausfällt, als im Windatlas angegeben. Darüber hinaus nennt der Windatlas eine Unsicherheit der Angaben von ! 0,2 bis 0,4 m/s.

Gibt es in einem Bereich Stellen mit deutlich höheren Windwerten, müssen diese Stellen in der unmittelbaren Umgebung durch Zonen mit geringerem Windaufkommen ausgeglichen werden, sonst würde der Windatlas Baden-Württemberg grundsätzlich fehlerhaft sein. Der Vergleich mit den Daten der Wetterstation Dobel und den langjährigen Messungen der nächstgelegenen Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes in Rheinstetten, Pforzheim und Freudenstadt in *Kapitel 1.3* zeigt jedoch, **dass die Angaben im Windatlas im Bereich des Nordschwarzwalds eine hohe Verlässlichkeit besitzen.**

Wenn die Wahl des Standortes für den Windmessmast - zufällig oder gezielt - auf einen Punkt gefallen ist, der ein erheblich höheres Windaufkommen zeigt, als es der Windatlas inklusive Fehlerbreite erwarten lässt, dann müsste die Umgebung dieser Stelle wie oben erläutert zwangsläufig Bereiche mit deutlich geringerem Wind aufweisen. Die Windprognose liefert jedoch **an allen 11 Standorten Werte, die zwischen 15% und 26% über den Angaben im Windatlas liegen:**



Grafik 1.6: Windangaben im Windatlas und prozentual erhöhte Ergebnisse der Prognose TÜV/RSC [1][7]

In *Kapitel 1.4* haben wir gezeigt, dass Computermodellierungen grundsätzlich eine hohe Fehleranfälligkeit besitzen. Mit den obigen Betrachtungen wird also offensichtlich, dass die extrem hohen Prognosen der Computermodellierung von TÜV und RSC **völlig unplausibel sind**, wenn der Windatlas Baden-Württemberg nicht grundsätzlich fehlerhaft ist. **Keinesfalls kann eine Zone von 2,8 km Durchmesser durchgängig über eine 0,78 m/s bis 1,44 m/s (!!)** höhere Windhöffigkeit verfügen, als diese im Windatlas ausgewiesen ist. **Welche methodischen Fehler bei der Windmessung und -modellierung Ursache dieser Überschätzung sein können, wurde in *Kapitel 1.4* ausführlich dargelegt.**

1.7 Vergleich der Windmessung Straubenhardt mit der Wetterstation Hornisgrinde

Zur weiteren Prüfung der Plausibilität der Windprognose für Straubenhardt vergleichen wir außerdem die Ergebnisse mit der Windmessung des Deutschen Wetterdienstes auf der Hornisgrinde. Der DWD unterhält am höchsten Berg im Nordschwarzwald eine Wetterstation, die sich knapp unterhalb des Gipfels befindet. Der Windmesspunkt liegt dabei an einer strömungsverstärkenden, waldfreien Kante 10m über Grund auf 1129m über dem Meer. Im Verlauf des Jahres 2013, in dem auch die Windmessung in Straubenhardt stattfand, hat der Deutsche Wetterdienst an diesem Hochpunkt im Nordschwarzwald mit 6,08 m/s deutlich weniger Wind gemessen, als die Modellrechnungen für den Jahresverlauf in Straubenhardt prognostizieren:

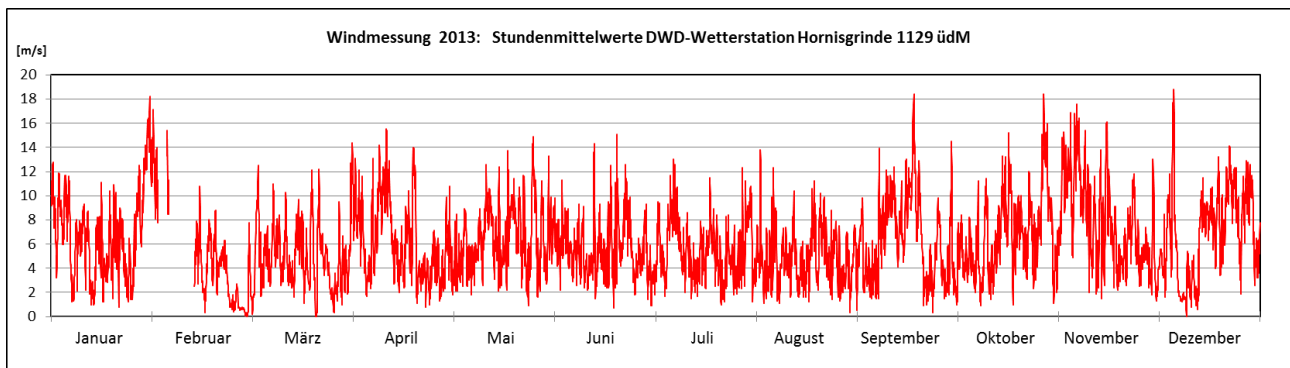


Diagramm 1.3: Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit im Jahr 2013 auf der Hornisgrinde [8]

Im Februar 2013 gab es vom 2. bis 4. und 5. bis 13. zwei Datenausfälle. Die fehlenden Messwerte sind als Lücken im Diagramm zu erkennen. Dadurch reduziert sich die Zahl der verfügbaren Messwerte von 8760 möglichen auf 8509 (= 97,1% Datenverfügbarkeit), was statistisch berücksichtigt wurde.

Betrachtet man den Verlauf der Monatsmittelwerte der Straubenhardter Windprognose [1] durch die in Kap. 15.8 angegebene monatliche Gewichtung und die DWD Windmessung auf der Hornisgrinde, fällt auf, dass beide Messreihen weitgehend identisch verlaufen. Bei der geringen Entfernung von 32km ist das nicht weiter erstaunlich. Gravierende Unterschiede zeigt mit dem Februar 2013 aber genau der Monat, in dem die Windmessung in Straubenhardt weitgehend ausgefallen ist und dessen Werte **hochgerechnet** wurden:

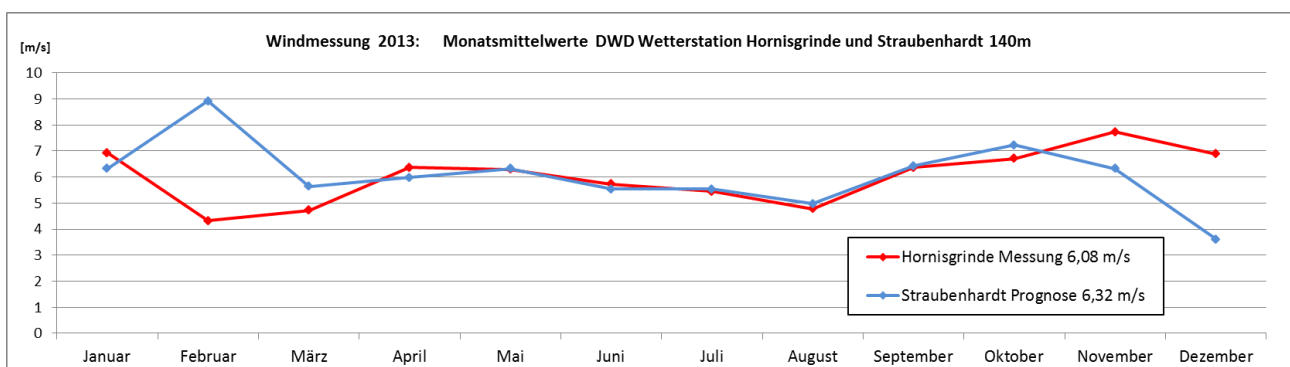


Diagramm 1.4: Monatsmittel der Windmessung 2013 in Straubenhardt [1] und auf der Hornisgrinde [8]

Beim Vergleich der Straubenhardter Prognose mit der Windmessung des DWD auf der Hornisgrinde muss schon erstaunen, dass der Deutsche Wetterdienst **auf dem höchsten Berg im Nordschwarzwald auf 1129m** Höhe im Jahr 2013 **eine geringere Windgeschwindigkeit gemessen hat**, als der TÜV im Auftrag des Windkraft-Investors für die Windkraftstandorte in Straubenhardt per Computermodell prognostiziert. Der nur **hochgerechnete** Wind im Februar trägt dabei erheblich zum hohen Straubenhardter Ergebnis bei!

1.8 Vergleich mit der Windkraftanlage Nordschwarzwald bei Simmersfeld

Nur 21 km südlich des Straubenhardter Planungsgebietes liegt die nördliche Grenze der Windkraftanlage Nordschwarzwald nahe Simmersfeld. Der Windatlas weist für diesen Standort eine ähnlich geringe Windhöffigkeit aus wie für die Region Straubenhardt. Und auch die LUBW ordnet diesen Standort als für **Windkraftanlagen "völlig ungeeignet"** ein [3].

Dennoch wurde in Simmersfeld nach Planung durch den auch in Straubenhardt tätigen Projektentwickler Altus AG in den Jahren 2006 und 2007 ein Projekt mit 14 Windkraftanlagen errichtet. Schon kurz nach der Inbetriebnahme zeigte sich dann, dass der vom Planer nach vorgenommener Analyse der Windsituation auf 6,8 m/s und damit **weit über den Angaben im Windatlas** prognostizierte Wind längst nicht erreicht wird. Tatsächlich wehen in Simmersfeld in guter Übereinstimmung mit dem Windatlas für einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen völlig unzureichende 5,0 m/s Wind im Jahresmittel. Aus diesem Grund wurden in den ersten sechs Betriebsjahren in Simmersfeld mit 39.460 MWh nur rund 61% der prognostizierten Strommenge von 64.400 MWh erzeugt. Das entspricht 1409 Volllaststunden der Anlagen. Trotz der hohen Subventionierung des Windstroms erwirtschafteten die Anlagen in Simmersfeld damit jährliche Verluste in Millionenhöhe und der völlig überschuldete Betreiber *Breeze Two* musste 2013 von dem französischen Windkraftbetreiber Theolia übernommen werden [10]:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Ø
Ertrag [MWh]	44.556	33.784	34.162	42.331	42.241	39.687	39.460
Prognose [MWh]	64.400	64.400	64.400	64.400	64.400	64.400	64.400
Prognose %	69%	52%	53%	66%	66%	62%	61%
Volllaststunden	1591	1207	1220	1512	1509	1417	1409
Differenz MWh	-19.844	-30.616	-30.238	-22.069	-22.159	-24.713	-24.940
Mindereinnahmen €	-1.785.960	-2.755.440	-2.721.420	-1.986.210	-1.994.310	-2.224.170	-2.244.585

Tabelle 1.3: Betriebsergebnisse Windkraftanlage Simmersfeld 2008 bis 2013 (Verluste bei 9 Ct/kWh) [10][11]

Quelle dieser Daten ist der baden-württembergische Netzbetreiber TransnetBW. Bis Oktober 2015 konnten die Einspeisedaten sämtlicher Windkraftanlagen im Land unter www.transnetbw.de im Internet eingesehen werden. Auf Verordnung der Landesregierung Baden-Württembergs hin, dürfen diese seither nur noch anonymisiert veröffentlicht werden. Eine Zuordnung einzelner Anlagen ist damit nicht mehr möglich. Mit dieser Maßnahme hat die damalige Grün-Rote Landesregierung unterbunden, dass die Erträge einzelner Windkraftanlagen, wie ursprünglich im EEG gefordert, **öffentlich transparent** eingesehen werden können.

In völliger Verkehrung der eigentlichen Ursache, wird den installierten Anlagen in Simmersfeld neuerdings unterstellt, für den Standort "nicht geeignet gewählt worden zu sein". Da die Anlagen und ihre technischen Daten aber bekannt waren und diese Daten auch einhalten, kann der geringere Ertrag keine Folge ‚schlechter Anlagen‘ sein, sondern ist Folge einer rund 30% überhöhten Windprognose. **Es ist der Wind, der fehlt!** Ist die Windgeschwindigkeit an einem Standort nur gering, so ist auch der Energieinhalt des Windes gering und keine Windkraftanlage gleich welcher Bauart kann dann große Mengen Windstrom erzeugen.

Wenn derartige Planungsfehler durch Prognosen vorkommen, für die der Planer keine Verantwortung trägt, und die zu massiver Vernichtung von Vermögen und Ressourcen führen, ohne dass eine adäquate Stromerzeugung die gravierenden Eingriffe in unberührte Natur rechtfertigt, **müssen die Planungen künftig sorgfältiger hinterfragt werden**. Dies ist der Anlass für die Bürger-Initiative Gegenwind Straubenhardt e.V., nachfolgend eine eigene und ergebnisoffene Analyse und Ertragsprognose des Standortes Straubenhardt auf der sicheren Datengrundlage des Windatlasses Baden-Württemberg vorzunehmen.

Windprognose und Erträge nach Windatlas Baden-Württemberg

2.1 Bestimmung der Leistungskennlinie der Siemens SWT-3.0-113

Am Standort Straubenhardt sind Siemens Windkraftanlagen SWT-3.0-113 mit 3 MegaWatt Nennleistung vorgesehen. Zur Ertragsberechnung wurden die technischen Daten der Windkraftanlagen aus Tabelle 4 des Ertragsgutachtens des TÜV entnommen:

v [m/s]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
P_{WKA} [kW]	0	0	0	66	172	352	623	1003	1503	2119	2695	2942	2994	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Tabelle 2.1: Ertragswerte Siemens SWT-3.0-113 bei Normaldruck und 15°C [1]

Die Leistungstabelle liefert nur Leistungsangaben für ganzzahlige Werte der Windgeschwindigkeit. Zur Ertragsberechnung ist jedoch die durchgängige Kenntnis der Leistungskennlinie $P = f(v)$ über den gesamten Bereich der möglichen Windgeschwindigkeiten erforderlich. Dafür lässt sich die Leistungstabelle der Anlagen durch ein Polynom 5. Grades mit den im Diagramm angegebenen Polynom-Koeffizienten abbilden:

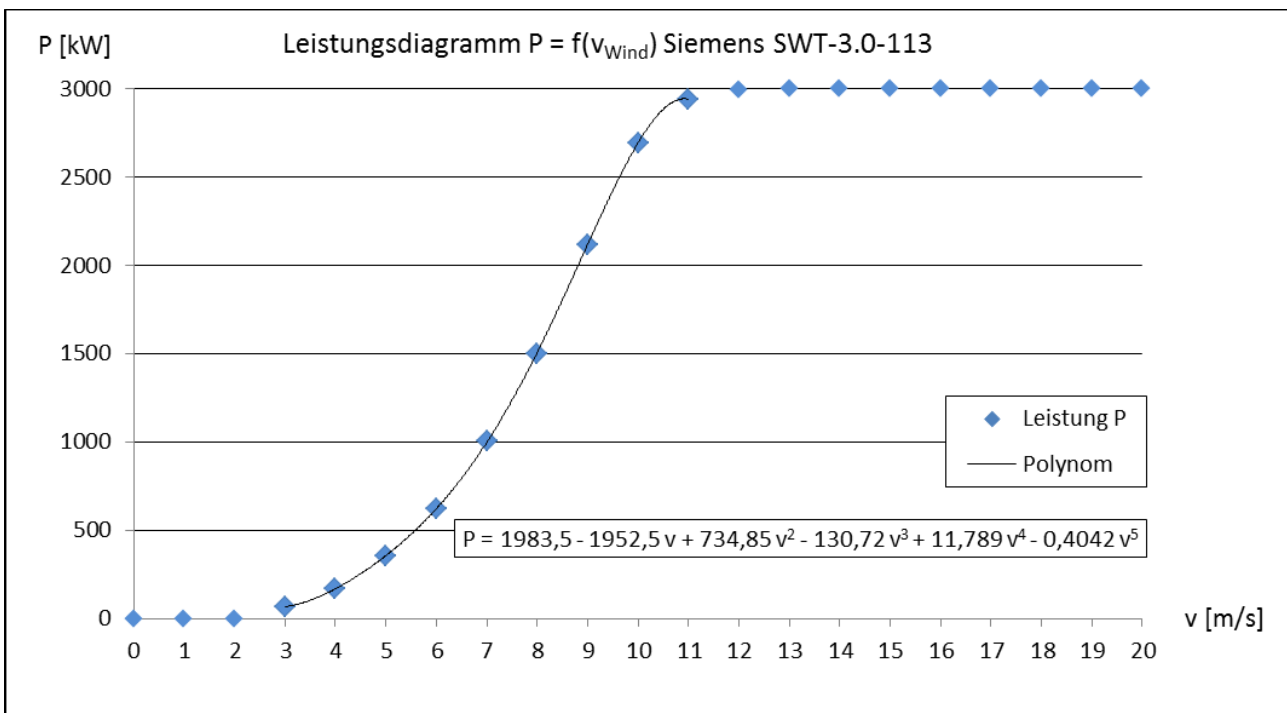


Diagramm 2.1: Leistungskennlinie der SWT-3.0-113 als Funktion der Windgeschwindigkeit bei Normaldruck

Die technischen Daten aus Tabelle 2.1 beziehen sich auf Normaldruck und 15°C Lufttemperatur und eine mittlere Luftdichte von $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$. Für den Standort Straubenhardt hat der TÜV im Ertragsgutachten Kapitel 3.1 jedoch eine Luftdichte von $\rho = 1,153 \text{ kg/m}^3$ im Jahresmittel bestimmt. Somit ergibt sich am Standort ein knapp 6% geringerer Energieinhalt des Windes bezogen auf einen Standort auf Meereshöhe.

Da die Siemens-Anlagen leistungsgeregelt sind, ihre Leistungsreduktion bei hohen Windstärken also entsprechend der realen Leistung des die Windkraftanlage durchströmenden Windes erfolgt und nicht durch einfache Messung der Windgeschwindigkeit, bietet es sich an, die Leistungskennlinie P_{WKA} alternativ als Funktion der Leistung des Windes P_{Wind}

Gleichung 2.1:
$$P_{WKA} = f(P_{Wind})$$

abzubilden.

Dadurch erhält man die Leistungskurve der Windkraftanlage unabhängig von den standortspezifischen Luftdruckbedingungen, die ebenfalls durch ein Polynom 5. Grades abgebildet werden kann:

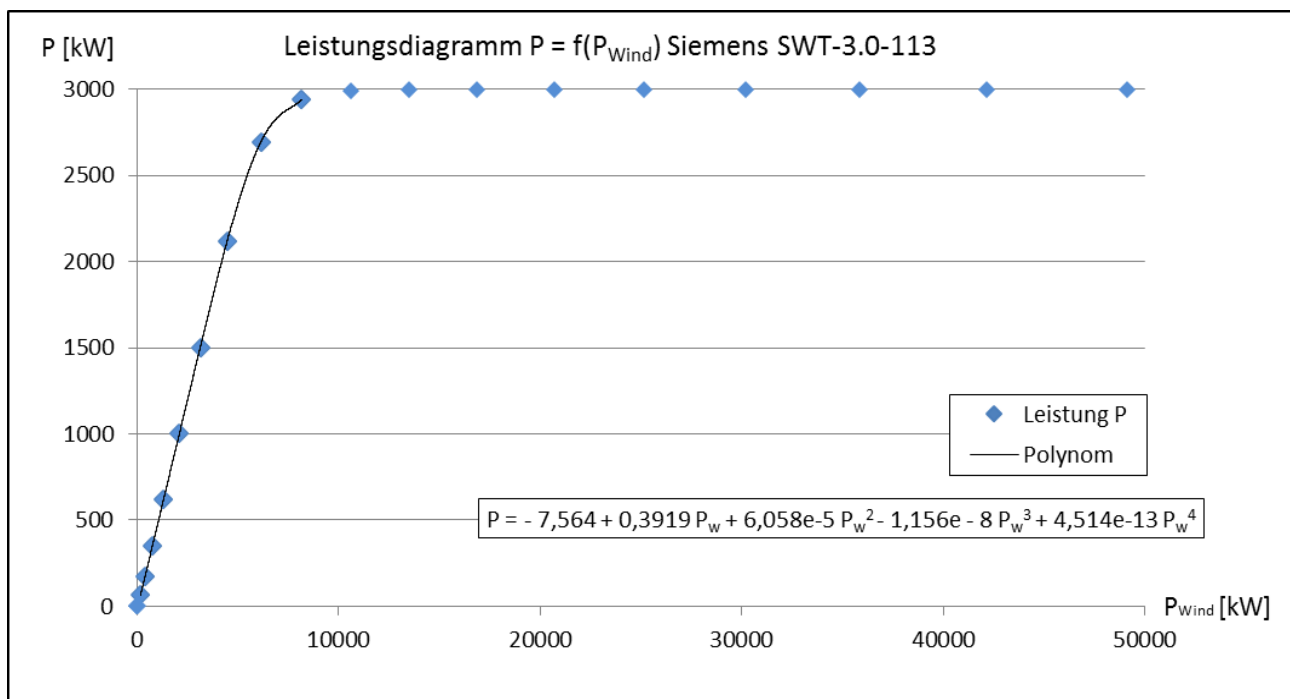


Diagramm 2.2: Leistungskennlinie der Siemens SWT-113 3.0 als Funktion der Leistung des Windes

Bei Berechnung der Energie des Luftzylinders mit dem Radius der Rotorlänge $r = 56,5\text{m}$ und der Höhe dv , der durch das Windrad strömt, kann die Leistung der Windkraftanlage für jede Windklasse WK aus dem Integral der Kennlinienfunktion von der Windleistung über den Bereich der Windklasse v_{min} bis v_{max}

Gleichung 2.2:
$$P(WK) = \frac{1}{v_{max} - v_{min}} \int_{v_{min}}^{v_{max}} \frac{1}{2} \pi \rho r^2 v^3 dv$$

berechnet werden.

Damit ergeben sich die folgenden Anlagenleistungen und Wirkungsgrade nach Windklasse, jeweils unter Normalbedingungen (Meereshöhe, 15°C) und Standortbedingungen:

Windklasse	P wind [kW]		P wka [kW]		γ
	norm	Standort	norm	Standort	
0 - 1 m/s	1,54	1,45	0	0	0%
1 - 2 m/s	23,03	21,68	0	0	0%
2 - 3 m/s	99,82	93,95	0	0	0%
3 - 4 m/s	268,7	252,9	117	110	44%
4 - 5 m/s	566,7	533,4	247	232	44%
5 - 6 m/s	1030,4	969,9	464	434	45%
6 - 7 m/s	1696,9	1597,2	794	744	47%
7 - 8 m/s	2602,9	2449,9	1255	1178	48%
8 - 9 m/s	3785,4	3562,9	1825	1723	48%
9 - 10 m/s	5281,1	4970,7	2415	2308	46%

Windklasse	P wind [kW]		P wka [kW]		γ
	norm	Standort	norm	Standort	
10 - 11 m/s	7127,0	6708,1	2.858	2.787	42%
11 - 12 m/s	9359,8	8809,7	2.968	2.977	34%
12 - 13 m/s	12016,5	11310,2	2.997	2.997	26%
13 - 14 m/s	15133,9	14244,4	3.000	3.000	21%
14 - 15 m/s	18748,8	17646,8	3.000	3.000	17%
15 - 16 m/s	22898,1	21552,3	3.000	3.000	14%
16 - 17 m/s	27618,7	25995,4	3.000	3.000	12%
17 - 18 m/s	32947,4	31010,9	3.000	3.000	10%
18 - 19 m/s	38921,1	36633,5	3.000	3.000	8%
19 - 20 m/s	45576,6	42897,8	3.000	3.000	7%

Tabelle 2.2: Physikalische Leistung von Wind und Anlagen nach Windklasse bei Normal- und Standortbedingungen

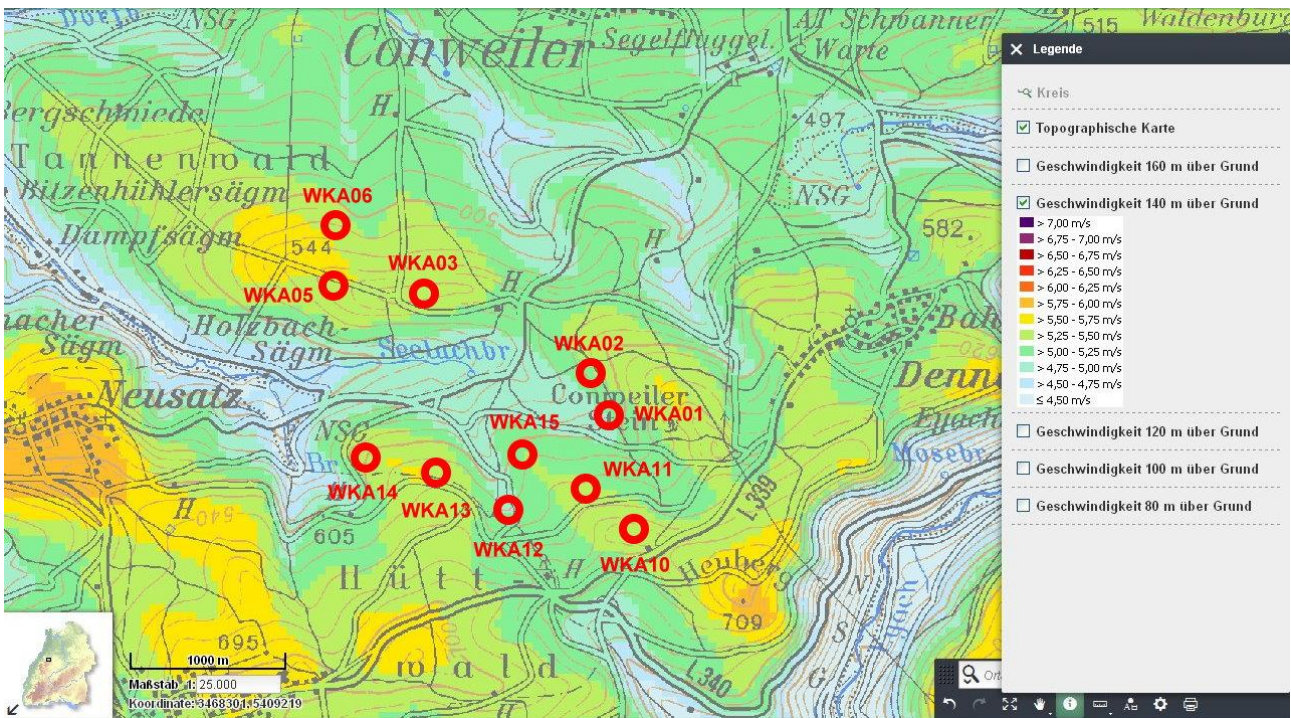
2.2 Windgeschwindigkeit an den Anlagenstandorten nach Windatlas BW

Die geplanten Standorte der Windkraftanlagen sind in Tabelle 2 des Ertragsgutachtens des TÜV [1] angegeben:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Nord	48° 49' 01"	48° 49' 12"	48° 49' 28"	48° 49' 29"	48° 49' 42"	48° 48' 39"	48° 48' 45"	48° 48' 43"	48° 48' 50"	48° 48' 52"	48° 48' 54"
Ost	08° 32' 00"	08° 31' 53"	08° 30' 56"	08° 30' 34"	08° 30' 34"	08° 32' 09"	08° 31' 52"	08° 31' 27"	08° 31' 04"	08° 30' 40"	08° 31' 31"
Höhe	596m	587m	560m	551m	516m	670m	652m	621m	630m	600m	612m

Tabelle 2.3: Standorte der Windkraftanlagen [1]

Die folgende Grafik zeigt den für die Region relevanten Ausschnitt aus dem Windatlas Baden-Württemberg mit der Windprognose in 140m Höhe über Grund. Der Windatlas [2] wird im Internet online von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz (LUBW) bereitgestellt und gründet auf einer vielfältigen und langjährigen Datenbasis. Seine hohe Genauigkeit in der Region Nordschwarzwald wurde bereits in Kapitel 1.3 gezeigt. In der Karte wurde die Position der 11 Windkraftanlagen entsprechend ihrer geografischen Lage markiert:



Grafik 2.1: Windatlas Baden-Württemberg, Stand 9/2016, mit Positionen der Windkraftanlagen [1][2]

Für die einzelnen Windradpositionen ergeben sich aus dem Windatlas die nachfolgend gelisteten Erwartungen für die jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeit an den einzelnen Standorten in Nabenhöhe:

Windrad	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Wind [m/s]	5,00	5,20	5,30	5,50	5,30	5,40	5,30	5,00	5,40	5,30	5,20

Tabelle 2.4: Jahresdurchschnittliche Windgeschwindigkeit an den Windradpositionen [1][2]

2.3 Statistische Verteilung der Windgeschwindigkeit

Da der Energiegehalt des Windes von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, ist die Kenntnis der jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit allein nicht ausreichend, um den Windstromertrag einer Anlage aus ihrer Kennlinie zu berechnen. Hierzu muss der Gang der Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf durch Stunden- oder besser noch 10-Minuten-Mittelwerte - oder aber ihre statistische Verteilung in Windklassen bekannt sein.

Eine solche Verteilung kann als Weibull-Verteilung [12][13]

Gleichung 2.3:
$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

beschrieben werden, wobei die Parameter A und k standortspezifische Größen sind.

Zur Bestimmung der Weibull-Koeffizienten wurden die in der WESTE-Datenbank [8] verfügbaren Wind-Messreihen der umgebenden Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes in Rheinstetten, Pforzheim und Freudenstadt herangezogen. Hier stehen im Zeitraum bis 2016 insgesamt 269.882 Windmesswerte zur Verfügung. Im betrachteten Zeitraum lag die mittlere Windgeschwindigkeit bei 3,33 m/s, der höchste Stundenmittelwert betrug 20,40 m/s. Die Weibull-Verteilungsfunktion zeigt mit A=1,08 und k=1,83 die beste Übereinstimmung mit der Verteilung der real gemessenen Windgeschwindigkeiten:

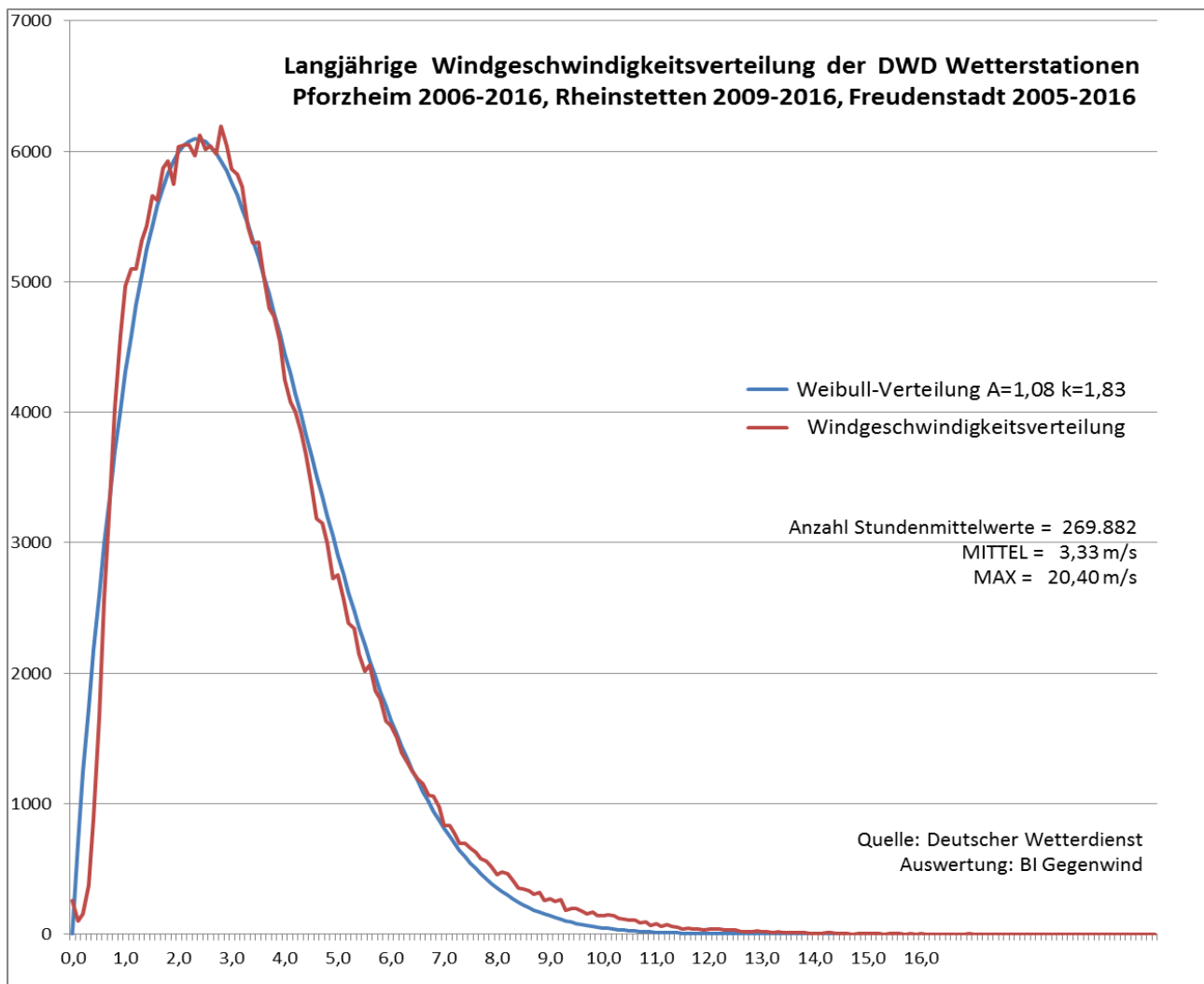


Diagramm 2.3: Vergleich Weibull-Verteilung mit realen Messwerten der DWD-Wetterstationen [8]

2.4 Berechnung des Stromertrags der einzelnen Windkraftanlagen

Mit der oben bestimmten Weibull-Verteilung ergeben sich folgende Stromerträge für die einzelnen Anlagen:

Windklasse	WKA01		WKA02		WKA03		WKA05		WKA06	
	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh
0 - 1 m/s	4,64%	0,00	4,32%	0,00	4,18%	0,00	3,91%	0,00	4,18%	0,00
1 - 2 m/s	10,63%	0,00	9,96%	0,00	9,65%	0,00	9,07%	0,00	9,65%	0,00
2 - 3 m/s	14,01%	0,00	13,26%	0,00	12,91%	0,00	12,23%	0,00	12,91%	0,00
3 - 4 m/s	15,04%	145,46	14,45%	139,70	14,15%	136,87	13,58%	131,35	14,15%	136,87
4 - 5 m/s	14,23%	289,35	13,92%	283,01	13,75%	279,63	13,41%	272,56	13,75%	279,63
5 - 6 m/s	12,23%	465,62	12,23%	465,55	12,21%	464,67	12,13%	461,49	12,21%	464,67
6 - 7 m/s	9,71%	632,65	9,96%	648,96	10,06%	655,42	10,21%	665,27	10,06%	655,42
7 - 8 m/s	7,18%	740,82	7,58%	782,37	7,76%	800,81	8,08%	833,23	7,76%	800,81
8 - 9 m/s	4,98%	751,86	5,44%	820,28	5,65%	852,28	6,04%	911,66	5,65%	852,28
9 - 10 m/s	3,26%	658,26	3,68%	744,38	3,89%	786,31	4,29%	867,13	3,89%	786,31
10 - 11 m/s	2,01%	490,81	2,36%	577,18	2,54%	620,77	2,90%	707,76	2,54%	620,77
11 - 12 m/s	1,18%	306,67	1,44%	376,25	1,58%	412,63	1,87%	487,71	1,58%	412,63
12 - 13 m/s	0,65%	171,45	0,84%	220,14	0,94%	246,54	1,15%	302,91	0,94%	246,54
13 - 14 m/s	0,34%	90,61	0,46%	122,14	0,53%	139,89	0,68%	179,14	0,53%	139,89
14 - 15 m/s	0,17%	45,54	0,25%	64,65	0,29%	75,83	0,39%	101,48	0,29%	75,83
15 - 16 m/s	0,08%	21,82	0,12%	32,72	0,15%	39,36	0,21%	55,18	0,15%	39,36
16 - 17 m/s	0,04%	9,97	0,06%	15,84	0,07%	19,57	0,11%	28,83	0,07%	19,57
17 - 18 m/s	0,02%	4,35	0,03%	7,35	0,04%	9,34	0,06%	14,48	0,04%	9,34
18 - 19 m/s	0,01%	1,82	0,01%	3,27	0,02%	4,27	0,03%	7,00	0,02%	4,27
19 - 20 m/s	0,00%	0,72	0,01%	1,39	0,01%	1,88	0,01%	3,26	0,01%	1,88
Σ WKA [MWh]		4828		5305		5546		6030		5546

Windklasse	WKA10		WKA11		WKA12		WKA13		WKA14		WKA15		Ø
	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil	MWh	Anteil
0 - 1 m/s	4,04%	0,00	4,18%	0,00	4,64%	0,00	4,04%	0,00	4,18%	0,00	4,32%	0,00	4,23%
1 - 2 m/s	9,35%	0,00	9,65%	0,00	10,63%	0,00	9,35%	0,00	9,65%	0,00	9,96%	0,00	9,76%
2 - 3 m/s	12,56%	0,00	12,91%	0,00	14,01%	0,00	12,56%	0,00	12,91%	0,00	13,26%	0,00	13,03%
3 - 4 m/s	13,87%	134,09	14,15%	136,87	15,04%	145,46	13,87%	134,09	14,15%	136,87	14,45%	139,70	14,26%
4 - 5 m/s	13,58%	276,14	13,75%	279,63	14,23%	289,35	13,58%	276,14	13,75%	279,63	13,92%	283,01	13,81%
5 - 6 m/s	12,17%	463,30	12,21%	464,67	12,23%	465,62	12,17%	463,30	12,21%	464,67	12,23%	465,55	12,22%
6 - 7 m/s	10,14%	660,84	10,06%	655,42	9,71%	632,65	10,14%	660,84	10,06%	655,42	9,96%	648,96	10,02%
7 - 8 m/s	7,93%	817,76	7,76%	800,81	7,18%	740,82	7,93%	817,76	7,76%	800,81	7,58%	782,37	7,70%
8 - 9 m/s	5,85%	882,76	5,65%	852,28	4,98%	751,86	5,85%	882,76	5,65%	852,28	5,44%	820,28	5,57%
9 - 10 m/s	4,09%	827,26	3,89%	786,31	3,26%	658,26	4,09%	827,26	3,89%	786,31	3,68%	744,38	3,81%
10 - 11 m/s	2,72%	664,36	2,54%	620,77	2,01%	490,81	2,72%	664,36	2,54%	620,77	2,36%	577,18	2,48%
11 - 12 m/s	1,73%	449,84	1,58%	412,63	1,18%	306,67	1,73%	449,84	1,58%	412,63	1,44%	376,25	1,53%
12 - 13 m/s	1,04%	274,18	0,94%	246,54	0,65%	171,45	1,04%	274,18	0,94%	246,54	0,84%	220,14	0,90%
13 - 14 m/s	0,60%	158,91	0,53%	139,89	0,34%	90,61	0,60%	158,91	0,53%	139,89	0,46%	122,14	0,51%
14 - 15 m/s	0,34%	88,11	0,29%	75,83	0,17%	45,54	0,34%	88,11	0,29%	75,83	0,25%	64,65	0,27%
15 - 16 m/s	0,18%	46,83	0,15%	39,36	0,08%	21,82	0,18%	46,83	0,15%	39,36	0,12%	32,72	0,14%
16 - 17 m/s	0,09%	23,89	0,07%	19,57	0,04%	9,97	0,09%	23,89	0,07%	19,57	0,06%	15,84	0,07%
17 - 18 m/s	0,04%	11,70	0,04%	9,34	0,02%	4,35	0,04%	11,70	0,04%	9,34	0,03%	7,35	0,03%
18 - 19 m/s	0,02%	5,51	0,02%	4,27	0,01%	1,82	0,02%	5,51	0,02%	4,27	0,01%	3,27	0,01%
19 - 20 m/s	0,01%	2,49	0,01%	1,88	0,00%	0,72	0,01%	2,49	0,01%	1,88	0,01%	1,39	0,01%
Σ WKA [MWh]		5788		5546		4828		5788		5546		5305	5460

Tabelle 2.5: Jährlicher Stromertrag der Anlagen unter idealen Bedingungen

2.5 Ertragsprognose ohne Verluste im realen Betrieb

Aus den Angaben im Windatlas Baden-Württemberg ergibt sich für Siemens Windkraftanlagen SWT-3.0-113 am Standort Straubenhardt also ein mittlerer Strom-Ertrag von

5460 Megawattstunden

pro Jahr. Dies entspricht

1820 Vollaststunden

der Anlagen mit 3 MW Nennleistung am Standort Straubenhardt.

Dieses vorläufige Ergebnis geht jedoch von idealisierten Bedingungen aus, bei denen jede Anlage an ihrem Standort als alleinstehend berechnet wird. Störungen durch die Windabschattung umliegender Anlagen sind hierbei noch nicht berücksichtigt. Ebenso sind auch die Abschaltungen und Leistungsreduzierungen noch nicht berücksichtigt, die wegen Lärmschutz, Artenschutz oder Schattenschlag den Stromertrag der Anlagen weiter mindern.

2.6 Statistische Verteilung der Windrichtung

Werden Windkraftanlagen in Gruppen aufgestellt, können Sie sich gegenseitig den Wind nehmen. Leeseitig befindliche Anlagen können dadurch bei sonst gleichen Bedingungen nur geringere Strommengen erzeugen als luvseitig gelegene. Um Mindererträge durch Abschattung zu vermeiden, werden in der Literatur bei Waldstandorten Mindestabstände von 9 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung, bei den vorliegenden Anlagen also ein Mindestabstand von 1017m, empfohlen [13]. Werden diese Abstände unterschritten, müssen für die Berechnung der Erträge noch die Abschattungsverluste berücksichtigt werden.

Zur Ermittlung der Beschattung ist die Kenntnis der jahresdurchschnittlichen Verteilung der Windrichtung notwendig. Diese wurde in 12 Sektoren je 30° über Windfahnen erfasst und ist im Ertragsgutachten [1] in Kapitel 15.8 aufgeführt. Das Ertragsgutachten erläutert jedoch nicht, warum die Windfahnen des 85m-Sensors und des 99,5m-Sensor nicht auf Höhe des Anemometers selbst, sondern allesamt auf 98m Höhe montiert wurden. Zur Bestimmung der Windrichtungsverteilung könnten also alle drei Windfahnen gleichgewichtet gemittelt werden. Allerdings zeigt die Windfahne 3 (98m-Sensor) eine um jeweils einen Sektor versetzte Verteilung der Windrichtung, möglicherweise ein Sturmschaden, weshalb diese Werte nicht verwendet wurden.

Die Auswertung der Windrichtung ergab damit die nachfolgend gelistete mittlere Verteilung. Wie für die Region zu erwarten, dominieren westliche Windrichtungen. Nahezu die halbe Zeit des Jahres (46,1%) kommt der Wind aus dem westlichen Quadranten:

Sektorbeginn [°]	0	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	345
Windfahne 1	4,9%	6,8%	5,9%	5,7%	5,8%	7,2%	6,0%	7,7%	27,2%	13,7%	4,7%	4,4%	4,9%
Windfahne 2	4,9%	6,8%	5,6%	5,3%	5,5%	7,0%	6,0%	8,0%	27,8%	14,1%	4,7%	4,3%	4,9%
Windfahne 3	4,6%	5,7%	6,6%	6,4%	5,7%	5,4%	7,6%	4,9%	12,9%	27,2%	9,1%	4,2%	4,6%
Anteil	4,9%	6,8%	5,8%	5,5%	5,7%	7,1%	6,0%	7,9%	27,5%	13,9%	4,7%	4,4%	4,9%

Tabelle 2.6: Verteilung der Windrichtung in 98m Höhe im Verlauf der Windmessung [1]

2.7 Abstände der Windkraftanlagen und Abschattungsverluste

Aus den geographischen Koordinaten der Windkraftanlagen in *Tabelle 2.3* können ihre Abstände und die Richtung zueinander berechnet werden. Abstand und Richtung sind in der nachfolgenden Kreuztabelle für diejenigen Anlagen angegeben, bei denen der Mindestabstand $r_{min} = 1017\text{m}$ unterschritten ist.

Da die Windenergie nach Durchströmen der Rotorfläche eines Windrades um diejenige Energiemenge reduziert ist, die der Wind an das Windrad abgegeben hat, besitzt der Wind unmittelbar hinter dem Windrad nur die verringerte Leistung

Gleichung 2.4:
$$P_{Wind\ lee} = P_{Wind\ luv} - P_{WKA}$$

Dabei ergibt sich P_{WKA} aus dem mit der Häufigkeit der Windstärken (*Tabelle 2.5, Spalte \emptyset*) gewichteten Wirkungsgrad der Anlagen (*Tabelle 2.2, Spalte \approx*). Im Verlaufe von 9 Rotordurchmessern klingen die Turbulenzen in dem sich auffächernden Luftzylinder durch den Umgebungswind wieder ab und der Wind erreicht nach und nach dieselbe kinetische Energie wie vor dem Windrad [13]. Die Erholung der Windleistung in Abhängigkeit vom Abstand r kann in guter Näherung durch eine lineare Funktion

Gleichung 2.5:
$$P_{Wind\ lee}(r) = P_{Wind\ luv} - P_{WKA} \frac{r_{min} - r}{r_{min}}$$

beschrieben werden. Somit ergeben sich die folgenden Ertragsverluste:

Abdeckung durch	WKA01			WKA02			WKA03			WKA05			WKA06		
	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]
WKA01				369	158	-79									
WKA02	369	338	-44												
WKA03										449	94	-62	623	134	-41
WKA05							449	274	-138				402	180	-65
WKA06							623	314	-33	402	0	-58			
WKA10	705	165	-29												
WKA11	521	199	-59	835	182	-19									
WKA12	873	231	-60												
WKA13															
WKA14															
WKA15	629	250	-163	714	219	-40									
Verluste MWh			-355			-137			-171			-121			-106

Abdeckung durch	WKA10			WKA11			WKA12			WKA13			WKA14			WKA15		
	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]	Abst [m]	Richt [°]	Verlust [MWh]
WKA01	705	345	-28	521	19	-60	873	51	-13							629	70	-39
WKA02				835	2	-16										714	39	-35
WKA03																		
WKA05																		
WKA06																		
WKA10				393	119	-64	864	99	-13							902	121	-11
WKA11	393	299	-54				513	83	-44							510	123	-50
WKA12	864	279	-39	513	263	-122				516	115	-54				350	194	-68
WKA13							516	295	-36				493	97	-53			
WKA14										493	277	-133						
WKA15	902	301	-10	510	303	-42	350	14	-50									
Verluste MWh			-131			-304			-158			-187			-53			-203

Tabelle 2.7: Ertragsverluste durch gegenseitige Beschattung der Windkraftanlagen

2.8 Verluste durch Betriebseinschränkungen

Nächtliche Leistungsreduktion

Zur Verringerung der Schallemission ist eine nächtliche Leistungsreduktion der dem Kurort Dobel nächstgelegenen Windkraftanlagen 12, 13 und 14 vorgesehen. Im Ertragsgutachten sind in Tabelle 26 [1] hierfür die nachfolgend gelisteten prozentualen Verluste angegeben:

Anlage	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Verluste %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,46%	1,17%	3,00%	0,00%
Verluste [MWh]	0	0	0	0	0	0	0	-22	-66	-165	0

Tabelle 2.8: Ertragsverluste durch nächtliche Leistungsreduktion [1]

Fledermausabschaltungen

In den Monaten Juni, Juli und August werden in Nächten ohne Niederschlag in der Zeit von einer Stunde vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang die Anlagen abgeschaltet, wenn

- die Windgeschwindigkeit ≤ 4.8 m/s (Juni), ≤ 4.4 m/s (Juli) und ≤ 5.6 m/s (August) und
- die Temperatur $\geq 15.2^\circ\text{C}$ (Juni); $\geq 13.8^\circ\text{C}$ (Juli); $\geq 16.8^\circ\text{C}$ (August)

ist. Hieraus resultieren die nachfolgend im Ertragsgutachten Tabelle 27 [1] gelisteten Ertragsverluste in Prozent:

Anlage	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Verluste %	0,46%	0,45%	0,32%	0,32%	0,40%	0,35%	0,45%	0,58%	0,44%	0,42%	0,45%
Verluste [MWh]	-20	-23	-17	-19	-22	-20	-24	-27	-24	-23	-23

Tabelle 2.9: Ertragsverluste durch Fledermausabschaltungen [1]

Abschaltungen wegen Schattenschlag

Durch Schattenwurf bei tiefstehender Sonne werden Anwesen in Feldrennach, Holzbachtal und Dennach, Dobler Straße über die gesetzlich vorgeschriebenen Immissions-Grenzen hinaus beeinträchtigt. Um die zulässigen Belastungen für die betroffenen Anlieger einzuhalten, müssen einzelne Anlagen zeitweise abgeschaltet werden. Diese Abschaltungen fasst das Ertragsgutachten in Kapitel 10.2.1 [1] zusammen. Erstaunlicherweise sind in dem zugrundeliegenden Schattengutachten keine Anwesen in der Gemeinde Neusatz untersucht worden. Ob hier weitere Anwesen betroffen sind und weitere zusätzliche Abschaltungen notwendig wären, wurde hier jedoch nicht weiter untersucht.

Anlage	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Verluste %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	0,10%	0,00%	0,00%	0,10%	0,00%
Verluste [MWh]	0	0	0	0	0	-11	-5	0	0	-5	0

Tabelle 2.10: Ertragsverluste durch Abschaltungen wegen Schattenschlag [1]



2.9 Ertragsprognose im realen Betrieb

In der Gesamtbetrachtung ergeben sich mit den zuvor beschriebenen Abschaltungen auf Grundlage der vieljährigen Messungen, die dem Windatlas Baden-Württemberg zugrunde liegen, die nachfolgend gelisteten Strom-Erträge für Windkraftanlagen Siemens SWT-3.0-113 am Standort Straubenhardt:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15	Ø Ertrag
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
Bruttoertrag	4828	5305	5546	6030	5546	5788	5546	4828	5788	5546	5305	
Abdeckung	-355	-137	-171	-121	-106	-131	-304	-158	-187	-53	-203	
Schallreduktion	0	0	0	0	0	0	0	-22	-66	-165	0	
Fledermäuse	-20	-23	-17	-19	-22	-20	-24	-27	-24	-23	-23	
Schattenschlag	0	0	0	0	0	-11	-5	0	0	-5	0	
Netto-Ertrag	4452	5145	5358	5891	5418	5626	5213	4622	5512	5301	5079	5238

Tabelle 2.11: Realistischer Stromertrag der Windkraftanlagen am Standort Straubenhardt

Aus den Angaben im Wind-Atlas Baden-Württemberg ergibt sich für Siemens Windkraftanlagen am Standort Straubenhardt also ein mittlerer Strom-Ertrag von

5238 Megawattstunden

pro Jahr und 57618 Megawattstunden insgesamt für alle 11 Anlagen. Das entspricht einer Auslastung von

1746 Volllaststunden

der Siemens-Anlagen SWT-3.0-113 mit 3 MW Nennleistung am Standort Straubenhardt.

Dies ist ein für die geringe Windhöflichkeit des Standortes im Vergleich zu ähnlichen Standorten wie Simmersfeld vordergründig zunächst respektables Ergebnis. Im nahegelegenen Simmersfeld wurden im Zeitraum 2008 - 2013 mit Anlagen des Typs Vestas 80 und Vestas 90 (je 2 MW) bei einer vergleichbaren Windsituation wie in Straubenhardt nur 1409 Volllaststunden erreicht, wie *Tabelle 1.3* der Betriebsergebnisse der Windkraftanlagen Simmersfeld zeigt.

Die höhere Volllaststundenzahl sogenannter Schwachwindanlagen wie den Siemens-Typen SWT täuscht eine höhere Effizienz dieser Anlagen jedoch nur vor. Schwachwindanlagen erreichen höhere Volllaststunden durch den Einsatz von erheblich mehr Ressourcen (Turmhöhe, Rotorlänge) bei gleichzeitig schwächerem Generator. Aus diesem Grund ist der Vergleich von Volllaststunden keine wirklich aussagekräftige Größe, um die Effizienz von Windkraftanlagen und Standorten zu beurteilen.

Diese bemisst sich vielmehr am Stromertrag im Verhältnis zu Ressourcen und Herstellungskosten der Anlagen. Da man den Energie- und Ressourceneinsatz weitgehend durch die **Herstellungskosten** einer Anlage substituieren kann, ist also der Stromertrag einer Windkraftanlage bezogen auf ihre Herstellungskosten das eigentliche Maß der Dinge, wenn es um die Effizienz der Windstromerzeugung geht.

Hier zeigt gerade das Beispiel Straubenhardt mit ca. 66 Millionen Euro Investitionssumme geteilt durch 57.618 MWh x 20 Betriebsjahre mit **57,27 Euro/MWh** einen **wesentlich höheren Investitionskostenbedarf** der 'modernen' Siemens Schwachwindanlagen am Standort Straubenhardt, als die Vestas Anlagen am windhöflich vergleichbaren Standort Simmersfeld. Diese weisen bei 40 Millionen Euro Investitionssumme geteilt durch 39.460 MWh x 20 Jahre mit **50,68 Euro/MWh** **wesentlich günstigere Investitionskosten** auf. Bei diesem überschlägigen Vergleich, der eine höhere Effizienz der 'alten' Vestas-Anlagen anzeigt, bleiben die **Betriebs- und Wartungskosten** unberücksichtigt, da sie bei beiden Anlagen ähnlich ausfallen dürften.

2.10 Mindererträge gegenüber der TÜV-Prognose

Wie oben gezeigt, ist das Windkraftprojekt Straubenhardt auf der Berechnungsgrundlage der Angaben im Windatlas Baden-Württemberg noch weit weniger wirtschaftlich, als die aus heutiger Erfahrung schon völlig ungeeignete Windkraftanlage Simmersfeld. Dies hat einerseits mit den überproportional höheren Kosten zur Erschließung des topografisch komplexen Geländes zu tun, andererseits führen auch die überproportional höheren Kosten der Siemens Schwachwind-Anlagen SWT-3.0-113 zu einem wesentlich höheren Investitionsbedarf. Obwohl die Gesamtnennleistung des Projekts gegenüber Simmersfeld durch die stärkeren Siemensanlagen um nur 18% steigt, erhöht sich der Investitionsaufwand jedoch um rund 66%.

Vergleicht man die Stromerträge des Planers mit denjenigen, die der Windatlas Baden-Württemberg erwarten lässt, ergeben sich beträchtliche Ertrags-Defizite zur Prognose:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15	Ø Ertrag
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
Ertrag Prognose	6955	7688	8342	8631	8192	9141	7994	7011	8020	8186	6937	7918
Ertrag Windatlas	4452	5145	5358	5891	5418	5626	5213	4622	5512	5301	5079	5238
Erwartung %	64,0%	66,9%	64,2%	68,3%	66,1%	61,5%	65,2%	65,9%	68,7%	64,8%	73,2%	66,2%

Tabelle 2.12: Vergleich Stromertrag nach Prognose / Windatlas am Standort Straubenhardt

Da der Standort Straubenhardt nach den Erfahrungen des Windatlases Baden-Württemberg eine ähnliche Windsituation aufweist wie das nahegelegene Simmersfeld, sind statt den im Ertragsgutachten [1] prognostizierten 7918 MWh pro Anlage (= 2640 Volllaststunden, was einem Standort in der norddeutschen Tiefebene gut zu Gesicht stünde) auf der Grundlage des Windatlases Baden-Württemberg realistisch berechnet nur 5238 MWh oder 1746 Volllaststunden zu erwarten. Bis heute ist kein Windkraftstandort in Baden-Württemberg bekannt, an dem die im Windatlas genannte Windhöflichkeit übertroffen worden ist.

Die realistische Ertragserwartung auf Grundlage des Windatlas Baden-Württemberg beträgt also nur rund 2/3 der vom TÜV Süd – **ohne jegliche Garantien und mit ausdrücklichem Haftungsausschluss** – ermittelten Erträge. Dieses Ergebnis, unter der Planung des Projektierers Altus AG, der auch Simmersfeld die Planung durchführte, zeigt erstaunliche Parallelen. In Simmersfeld wurde in den Jahren 2008 – 2013 ein Ertrag von nur 61% der prognostizierten Stromproduktion erreicht (vgl. Tabelle 1.3). Leider sind Ergebnisse nach 2013 für die Windkraftanlagen in Baden-Württemberg nicht mehr verfügbar. Durch eine Gesetzesänderung dürfen die Übertragungsnetzbetreiber die Erträge von Windkraftanlagen ab 2014 nicht mehr veröffentlichen.

Bei einer Einspeisevergütung von 90 Euro / MWh durch das Erneuerbare Energien Gesetz ergeben sich damit folgende Einnahmeverluste der Windkraftanlagen in Straubenhardt bezogen auf die Prognose:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15	Σ Verluste
Verlust [MWh]	2503	2543	2984	2740	2774	3515	2781	2389	2508	2885	1858	29481
Verlust [€]	225260	228907	268554	246586	249625	316387	250305	215039	225755	259692	167189	2.653.300

Tabelle 2.13: Einnahmeverluste gegenüber der Ertragsprognose am Standort Straubenhardt

Wenn sich der Windatlas Baden-Württemberg im Planungsgebiet gleichermaßen bestätigt wie im nur 2 km entfernten Dobel und den DWD-Wetterstationen der Region, dann sind für die geplanten Windkraftanlagen

Mindereinnahmen in Höhe von jährlich 2,65 Millionen Euro

zu erwarten. Die Windkraftanlagen in Straubenhardt werden demzufolge noch erheblich uneffizienter laufen, als diejenigen am Standort Simmersfeld. **Die erforderlichen Eingriffe in die Natur und Landschaft sind durch einen derart geringen Stromertrag in keiner Weise gerechtfertigt.**

2.11 Prüfung des 60%-Referenzertrags-Nachweises

Im Teilbereich B des Wind- und Ertragsgutachtens des TÜV [1] wird der Referenzertrag der Windkraftanlagen aus der Ersatzkennlinie nach den Vorgaben der Fördergesellschaft Windenergie e.V. [15] ermittelt. Gleich vorab wird in diesem Teil des Ertrags-Gutachtens erneut ein zentraler Haftungsausschluss formuliert, in dem der TÜV wiederholt, dass die ausgewerteten Daten vom Investor auf Datenträger übergeben wurden, und somit ihre Fehlerfreiheit nicht geprüft werden konnte:

Der vorliegende Bericht wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden.

Die Ersatzkennlinie für den Normalbetrieb und die zur Lärmverringerung leistungsreduzierten Modi sind im TÜV-Ertrags-Gutachten [1] Teil B, Seite 14 bis 17, nebst Leistungstabelle wiedergegeben:

v [m/s]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
P _{WKA} [kW]	0	0	0	63	149	292	504	801	1195	1702	2334	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Tabelle 2.14: Ertragswerte aus Ersatzkennlinie Siemens SWT-3.0-113 bei Normaldruck und 15°C [1]

Wird der jährlich zu erwartende Stromertrag mit der von der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW) bereitgestellten Ersatzkennlinie für die Siemens SWT-3.0-113 nach den Vorgaben der FGW berechnet, ergeben sich die nachfolgenden Jahreserträge:

	WKA01	WKA02	WKA03	WKA05	WKA06	WKA10	WKA11	WKA12	WKA13	WKA14	WKA15
Prognose [MWh]	6769	7285	7835	7910	7619	8526	7750	6423	7536	7421	6871
Erwartung [%]	64,0%	66,9%	64,2%	68,3%	66,1%	61,5%	65,2%	65,9%	68,7%	64,8%	73,2%
Windatlas [MWh]	4333	4875	5032	5399	5039	5247	5054	4234	5179	4805	5031
Ref.ertrag [MWh]	48048	48048	48048	48048	48048	48048	48048	48048	48048	48048	48048
Verhältnis [%]	45,1%	50,7%	52,4%	56,2%	52,4%	54,6%	52,6%	44,1%	53,9%	50,0%	52,4%
60% Kriterium	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein

Tabelle 2.15: Referenzertrag und Prüfung des 60%-Referenzertrags-Schwelle am Standort Straubenhardt

Es ist nicht sehr überraschend, dass infolge der geringen Windhöufigkeit des Planungsortes keine der geplanten Windkraftanlagen auch nur annähernd den 60% Referenzertrags-Nachweis erreicht. Die Windkraftanlagen 01 und 12, die sich an den windschwächsten Standorten im Planungsgebiet befinden, liegen sogar deutlich unter 50% des Referenzertrags.

Die erforderlichen Eingriffe in die Natur und Landschaft sind durch einen derart geringen Stromertrag in keiner Weise gerechtfertigt.

Quellen

- [1] Wind- und Ertragsgutachten, TÜV Süd, Bericht Nr. MS-1309-173-BW-de Revision 12 vom 9.04.2015
- [2] Windatlas Baden-Württemberg, <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de>
- [3] Wind-Potentialflächen, <http://www.energieatlas-bw.de/wind/ermittelte-windpotentialflaechen>
- [4] Einwendungsschreiben Caemmerer Lenz für Gemeinde Dobel zum Blmsch-Verfahren vom 03.08.2015, Anhang Bericht CFD-Consultants 150609-01, www.dobel.de
- [5] Schreiben TÜV Süd an Wirsol vom 14.10.2015, Stellungnahme 2.5
- [6] Energieertragsberechnung, RSC GmbH, Prüfbericht Nr. 15-1242-EP-V3 vom 09.03.2015
- [7] Energieertragsberechnung, RSC GmbH, Prüfbericht Nr. 16-1242-EP-V3b vom 22.03.2016
- [8] Weste-Datenbank, Deutscher Wetterdienst, www.dwd.de
- [9] Windige Geldanlagen, www.gegenwind-starnberg.de/2013/06/windige-geldanlagen-4
- [10] Erträge der Windkraftanlage Simmersfeld, www.gegenwind-straubenhardt.de/simmersfeld.html
- [11] Laues Lüftchen statt steifer Brise, <http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.windkraft-laues-lueftchen-statt-steifer-brise.525b4070-3303-4935-8667-9fd689f903a3.html>
- [12] Einwendungsschreiben Caemmerer Lenz für Gemeinde Dobel zum Blmsch-Verfahren vom 10.06.2015, Anhang 1, www.dobel.de
- [13] Gasch, Twele, Windkraftanlagen, 9. Auflage 2015, Springer Vieweg, ISBN 978-3-658-12360-4
- [14] Hau, Windkraftanlagen, 5. Auflage 2014, Springer Vieweg, ISBN 978-3-540-72150-
- [15] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages