

DIPLOMARBEIT



Vom erwarteten Bruttoertrag zur Nettostromproduktion bei Windkraftanlagen - Abweichungsanalyse und Ursachenforschung

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-Ingenieurs
für Wirtschaftsingenieurwesen - Maschinenbau

unter der Leitung von

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard WILLINGER

Institut für Energietechnik und Thermodynamik

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Alexander KARL

Matr. Nr.: 0526878

Gumpendorferstrasse 83/2/53

1060 Wien

Wien, im Juni 2012

Kurzzusammenfassung

Vor Inbetriebnahme einer Windkraftanlage (WKA) oder eines Windparks werden vom Betreiber Ertragsabschätzungen erstellt. Über einige Jahre Betriebszeit hat sich beim Betreiber EVN-Naturkraft gezeigt, dass die tatsächlichen Jahreserträge unter diesen Abschätzungen liegen. In dieser Arbeit wird anhand der Betriebsdaten von vier Windparks die Ursache für diese Minderleistung ermittelt.

Untersucht wurden einerseits technische Gründe wie ungeplante Stillstandszeiten der WKA, die aufgrund von Defekten oder Wartungen auftreten oder, ob die Leistungsproduktion der WKA unter den Herstellerangaben liegen. Zum Anderen wurden auch umweltbedingte Einflüsse wie zu geringes Windaufkommen, Windaufkommen aus ungünstigen Himmelsrichtungen oder Windabschattungen aufgrund von Umgebungsgegebenheiten untersucht.

Die Erkenntnisse aus diesen Analysen wurden dann mit dem Ertraggutachten des Windparkbetreibers verglichen, um für zukünftige Projekte eine genauere Ertragskalkulation möglich zu machen.

Danksagung

Für die Unterstützung bei meiner Diplomarbeit möchte ich mich bei folgenden Personen herzlich bedanken:

bei Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Willinger für die Betreuung meiner Diplomarbeit und seine sehr hervorragende Unterstützung bei all meinen Anliegen.

bei Johannes Hackner der mich von seiten der EVN-Naturkraft bei dieser Arbeit betreut hat,

sowie bei Gregor Prohaska der mir mit seinem Fachwissen über gewisse Programme immer weitergeholfen hat!

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern ohne deren Unterstützung mir dieses Studium nicht möglich gewesen wäre.

Abschließend gilt mein herzlicher Dank auch meiner Freundin Ulrike Dietmaier die mich nicht nur die meiste Zeit meines Studiums unterstützt hat, sondern mir auch bei dieser Arbeit zur Seite gestanden ist.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Aufgabenstellung	1
1.1	EVN-Naturkraft	1
1.2	Aufgabenstellung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Grundlagen der Windenergie wandlung	3
2.2	Prinzip zur Windenergie wandlung	4
2.3	Windkraftanlage Enercon E70-4	8
2.3.1	SCADA-System	11
2.3.2	Windmessfehler	12
2.4	Zähler Fernauslesung (ZFA)	14
2.5	Weibullverteilung	14
2.6	Vorgehensweise bei den Analysen und Datenaufbereitung	15
3	Analyse Windpark Gänserndorf Nord	17
3.1	Gegebenheiten Windpark	17
3.1.1	Topologie	17
3.1.2	Windgutachten	18
3.1.2.1	Winddaten laut Gutachten	18
3.1.2.2	Errechneter Soll-Ertrag des Windparks	19
3.1.3	Ertragsrechnung	21
3.2	Auswertung SCADA- und ZFA-Daten Gänserndorf Nord	21
3.2.1	Windgegebenheiten	21
3.2.2	Durchschnittsleistung	26
3.2.3	Jahresertrag SOLL/IST-Gegenüberstellung	27
3.2.4	Zeitliche Verfügbarkeit	28
3.2.5	Leistungskennlinie	30

3.2.6	Elektrische Übertragungsverluste	35
4	Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf	37
4.1	Gegebenheiten Windpark	37
4.1.1	Topologie	37
4.1.2	Windgutachten	38
4.1.2.1	Winddaten laut Gutachten	38
4.1.2.2	Errechneter Soll-Ertrag des Windparks	38
4.1.3	Ertragsrechnung	39
4.2	Auswertung SCADA- und ZFA-Daten	41
4.2.1	Windgegebenheiten	41
4.2.2	Durchschnittsleistung	48
4.2.3	Jahresertrag SOLL/IST Gegenüberstellung	51
4.2.4	Zeitliche Verfügbarkeit	53
4.2.5	Leistungskennlinie	56
4.2.6	Elektrische Übertragungsverluste	66
5	Zusammenfassung der Analysen	68
5.1	SOLL/IST-Vergleich Leistung (Minderleistung)	68
5.2	Zeitliche Verfügbarkeit	68
5.3	Wind	69
5.4	Leistungskennlinien	70
5.5	Elektrische Übertragungsverluste	71
5.6	Auswertung der Verluste	71
5.7	Ausblick auf mögliche weitere Arbeiten	73
	Literaturverzeichnis	73

1 Einleitung und Aufgabenstellung

1.1 EVN-Naturkraft

Die EVN-Naturkraft ist eine 100% Tochter des Österreichischen Energieversorgungsunternehmens EVN (Energie Versorgung Niederösterreich) und beschäftigt sich mit ausschließlich der Erzeugung von Strom aus Kleinwasserkraftwerken, Fotovoltaikanlagen und Windkraftanlagen- also nur mit erneuerbaren Energieträgern.

Von der EVN-Naturkraft werden im Land Niederösterreich, verteilt auf sieben Windparks, insgesamt 63 Windkraftanlagen betrieben und damit jährlich 240 GWh Energie gewonnen. Somit zählt sie zu den größten Windstromproduzenten in Österreich. [7]

1.2 Aufgabenstellung

In der Planungsphase eines Windparks wird eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für jede Windkraftanlage (WKA) und den gesamten Park erstellt. Diese Wirtschaftlichkeitsrechnung beinhaltet neben vielen anderen Faktoren auch ein Windgutachten. Auf Basis dieses Windgutachtens wird ein voraussichtlicher Jahresertrag (in kWh) des Windparks errechnet.

Die EVN-Naturkraft stellte fest, dass der tatsächliche Jahresertrag der bisherigen Betriebsjahre unter den kalkulierten Planwerten liegt. Da es sehr viel Gründe für diese Abweichungen geben kann, wie z.B.:

- Das tatsächliche Windaufkommen war in den vergangenen Betriebsjahren geringer als im Gutachten errechnet wurde.
- Die Leistungskennlinie des WKA-Typs konnte im Betrieb nicht erreicht werden.

1. Einleitung und Aufgabenstellung

- Die technische Verfügbarkeit der Anlagen und des Netzes war geringer als in der Kalkulation angenommen
- Netzverluste waren höher als kalkuliert
-

ist der Grund für diese Differenz nicht genau bekannt.

Ziel dieser Arbeit war es also die genauen Ursachen der Minderleistung zu finden. Zu diesem Zweck wurden von der EVN-Naturkraft die Betriebsdaten von 2 Windparks, Gänserndorf Nord 6 WKA und Obritzberg Statzendorf mit 3 Teilparks, Schauerberg 2 WKA, Hoher Kölbling 6 WKA und Klein Hain 5 WKA, zur Verfügung gestellt. Durch Analyse dieser Betriebsdaten sollen die genauen Ursache gefunden werden und deren Anteil an der Minderleistung festgestellt werden.

2 Grundlagen

2.1 Grundlagen der Windenergiewandlung

Durch die Einwirkung der Sonne und dem Einfluss der Erdrotation kommt es zur Bewegung von Luftmassen in der Atmosphäre. Die kinetische Energie dieser bewegten Luftmassen wird als Windenergie bezeichnet. Die Windenergie zählt zu den erneuerbaren Energien. Um Windenergie nutzbar zu machen, ist es notwendig die kinetische Energie der Luft in mechanische Arbeit umzuwandeln. Diese Umwandlung mittels eines rotierender Windenergiewandlers folgt eigenen grundsätzlichen Gesetzmäßigkeiten.

Diese Gesetzmäßigkeiten wurden als erstes von Albert Betz Anfang des zwanzigsten Jahrhunderts erkannt. Es ist ihm gelungen mithilfe elementarer physikalischer Gesetze zu zeigen, dass die aus einem Luftstrom, der durch eine vorgegebene Querschnittsfläche strömt, entnehmbare mechanische Leistung auf einen bestimmten Wert begrenzt ist. Des Weiteren stellte er fest, dass die optimale Leistungsentnahme nur bei einem bestimmten Verhältnis der Strömungsgeschwindigkeit vor und nach dem Energiewandler möglich ist. Bei seinen Berechnungen ging Betz von einer reibungsfreien Strömung und einem verlustlos arbeitenden Energiewandler aus.[8]

Die in der mit der Geschwindigkeit v bewegten Luftmasse enthaltene kinetische Energie lässt sich ausdrücken als:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad [J] \quad (2.1)$$

Betrachtet man im nächsten Schritt eine bestimmte Querschnittsfläche A , die von der Luftmasse mit der Dichte ρ durchströmt wird, so erhält man den Massenstrom:

$$\dot{m} = \rho * v * A \quad [kg/s] \quad (2.2)$$

Bezieht man die kinetische Energie auf die Zeit und fügt Gleichung 2.2 ein, so erhält man die

durch den Querschnitt A hin durchfließende Energiemenge pro Zeit, welche mit der physikalischen Leistung P identisch ist.

$$P = \frac{1}{2}\rho v^3 A \quad [W] \quad (2.3)$$

Laut Betz ist es allerdings nicht möglich, die komplette kinetische Energie des Luftstroms in mechanische Leistung umzuwandeln, da auch nach der durchströmten Fläche A die Luft noch in Bewegung sein muss. Um also die maximale Leistung aus der bewegten Luft entnehmen zu können, ist es notwendig das optimale Verhältnis der Geschwindigkeit der abströmenden Luftmasse v_{ab} zur Geschwindigkeit der anströmenden Luftmasse v_{zu} zu finden. Dieses Verhältnis v_{ab}/v_{zu} wird als Leistungsbeiwert c_p bezeichnet (siehe Kapitel 4 Physikalische Grundlagen der Windenergieumwandlung in [8]).

Der ideale Leistungsbeiwert c_p liegt bei:

$$c_p = \frac{16}{27} = 0,593$$

Fügt man den Leistungsbeiwert c_p zu Formel 2.3 erhält man die Leistungsformel 2.4 für die Windenergie.

$$P = \frac{1}{2}\rho c_p v^3 A \quad [W] \quad (2.4)$$

P	[W]	Leistung
A	[m ²]	angeströmte Fläche
v	[m/s]	Geschwindigkeit der anströmenden Luftmasse
c_p	[-]	Leistungsbeiwert
ρ	kg/m ³	Dichte der Luft

Bei Windkraftanlagen ist die Leistung durch die Leistungsfähigkeit des Generators nach oben hin begrenzt [8] [3].

2.2 Prinzip zur Windenergieumwandlung

Bei Windenergieumwandlern unterscheidet man zwischen Widerstandsläufern und auftriebsnutzenden Windenergieumwandlern.

Widerstandsläufer

Beim Widerstandsläufer wird dem Wind nach dem Widerstandsprinzip Leistung entnommen und in mechanische Energie gewandelt. Bei diesem Prinzip wird dem Wind eine Fläche A entgegengestellt, dadurch wird der Wind gebremst und somit die Fläche in Windrichtung geschoben.

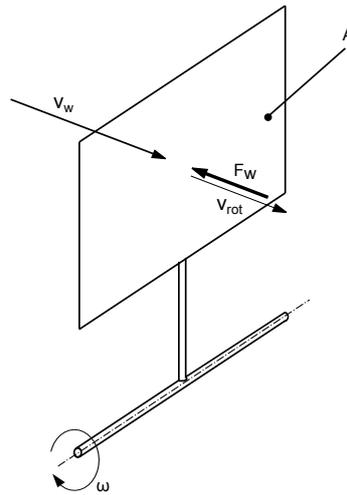


Abbildung 2.1: Strömungsverhältnisse und Luftkräfte bei einem Widerstandsläufer; Quelle [8][3]

Durch den Luftwiderstand wirkt der Fläche eine Kraft F_w entgegen. Die Leistung errechnet sich dabei aus der Widerstandskraft F_w multipliziert mit der Geschwindigkeit v_{rot} , mit der die Fläche A sich bewegt, (siehe Abbildung 2.1).

$$P = F_w v_{rot} \quad (2.5)$$

Bildet man aus v_w minus v_{rot} die Relativgeschwindigkeit, mit der die Fläche effektiv angeströmt wird und benützt man den üblichen Luftwiderstandsbeiwert c_w lässt sich der Luftwiderstand ausdrücken durch:

$$F_w = c_w \frac{\rho}{2} (v_w - v_{rot})^2 A \quad (2.6)$$

Setzt man Gleichung 2.6 in Gleichung 2.5 ein, erhält man die Leistung.

$$P = c_w \frac{\rho}{2} (v_w - v_{rot})^2 A * v_{rot} \quad (2.7)$$

Bezogen auf Gleichung 2.3 lässt sich der c_p -Wert für Widerstandsläufer ermitteln.

Der maximale c_{pmax} liegt bei:

$$c_{pmax} = \frac{4}{27} * c_w$$

Da der Luftwiderstandsbeiwert sein Maximum bei ca. 1,3 hat, ergibt sich:

$$c_{pmax} \approx 0,2$$

Ein Widerstandsläufer kann also nur ein Drittel des idealen Betzschens Werts von $c_p=0,593$ erreichen. Streng genommen ist diese Ableitung nur für translatorisch bewegte Widerstandsläufer zulässig, um allerdings einen Bezug zu einem Windrotor zu veranschaulichen wurde in Abbildung 2.1 eine drehende Bewegungen dargestellt. [8] [3]

Auftriebsnutzender Rotor

Bei dieser Form der Windenergieumwandlung ist der angeströmte Rotor so geformt, dass der aerodynamische Auftrieb genutzt werden kann, ähnlich einem Flugzeugtragflügel. Durch diese Bauform lässt sich ein erheblich höherer Leistungsbeiwert erzielen.

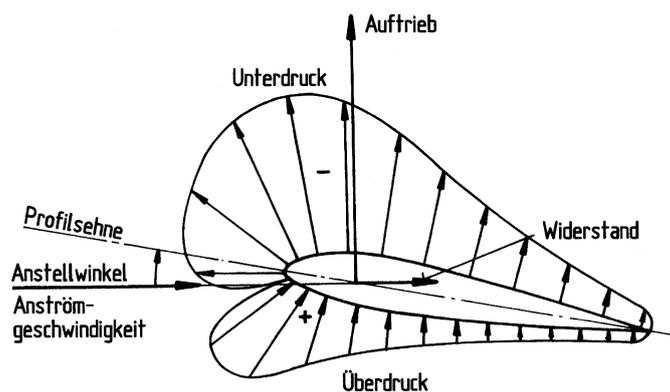


Abbildung 2.2: Luftkräfte an einem umströmten Tragflügelprofil; Quelle [8]

Bei einer Anströmung wie in Abbildung 2.2 durch den Pfeil Anströmgeschwindigkeit dargestellt, kommt es auf der Oberseite des Tragflügels zu einem Unterdruck (Saugseite) und auf

der Unterseite zu eine Überdruck (Druckseite). Dadurch entsteht eine Kraft die den Tragflügel nach oben zieht.

Die Ausführungen aller modernen Windrotoren ziehen auf diesen Effekt ab. Es hat sich herausgestellt, dass der sogenannte Propellertyp mit horizontaler Drehachse hierfür am besten geeignet ist, dargestellt in Abbildung 2.3.

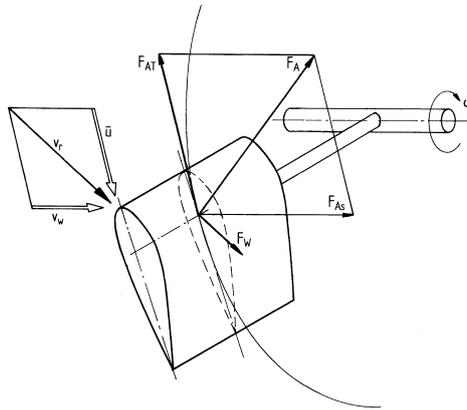


Abbildung 2.3: Anströmgeschwindigkeiten und Luftkräfte an einem propellerartigen, auftriebsnutzenden Rotor; Quelle[8]

Das rotierende Propellerblatt wird mit der Windgeschwindigkeit v_w angeströmt, diese Geschwindigkeit überlagert sich mit der Umfangsgeschwindigkeit u des Propellers. Die aus den beiden Geschwindigkeiten resultierende Anströmgeschwindigkeit v_r bildet mit der Profilsehne den aerodynamischen Anstellwinkel. Dadurch entsteht eine Luftkraft, die sich in zwei Komponenten zerlegen lässt. Zum einen die Widerstandskraft F_w , die in Richtung der Anströmgeschwindigkeit wirkt und zum anderen eine auf die Anströmgeschwindigkeit senkrecht stehende Komponente, die Auftriebskraft F_A . Zerlegt man wiederum die Auftriebskraft F_A in ihre Komponenten, erhält man eine Kraft F_{AT} in Richtung der Drehbewegung des Rotors. Diese Kraft bildet das Antriebsmoment des Rotors. Die zweite Komponente F_{AS} steht senkrecht zur Drehebene des Rotors und ist für den Rotorschub verantwortlich [8] [3].

2.3 Windkraftanlage Enercon E70-4

Die Firma Enercon ist ein Windkraftanlagenhersteller mit Hauptsitz in Deutschland. Im deutschsprachigen Raum ist sie mit fast 60% Marktanteil (installierter Leistung) Marktführer. Mit 8,2 % weltweitem Marktanteil (26 GW installierte Leistung, über 19.000 WKA) gehört sie auch hier zu den führenden Unternehmen [13].



Abbildung 2.4: Enercon E70-4, Quelle [13]

Der WKA Typ Enercon E70-4 kommt vorwiegend bei niedrigen bis mittleren Windgeschwindigkeiten zum Einsatz. Sie ist eine WKA mit Horizontalachse die mit Hilfe des Auftriebseffekts die kinetische Energie der bewegten Luft in mechanische Arbeit umsetzt. Die rotierende Welle, die mit den Rotorblättern verbunden ist, führt direkt in einen Ringgenerator, wo die Rotationsenergie in elektrische Energie umgewandelt wird. Die getriebelose Bauart hat den Nachteil, dass der Generator wesentlich größer ausgeführt werden muss, da er für geringere Drehzahlen geeignet sein muss. Allerdings hat es aber auch den Vorteil, dass eine Baugruppe (Getriebe) weniger defekt werden kann bzw. den Wirkungsgrad der Anlage verschlechtert.

Die elektrische Spannung wird anschließend gleichgerichtet und mittels eines Wechselrichters auf die 50 Hz Netzfrequenz gebracht. Nachdem die Spannung transformiert wurde, wird sie zum Umspannwerk übertragen, wo sie ins Stromnetz eingespeist wird. Die Windnachführung erfolgt über einen Azimutantrieb der die Gondel in den Wind bewegt. In Abbildung 2.5 ist ein schematischer Querschnitt durch die Gondel einer Enercon E70-4 zu sehen. Auf der folgenden Seite sind noch einige Detailinformationen des Herstellers über die Enercon E70-4 zusammengefaßt.

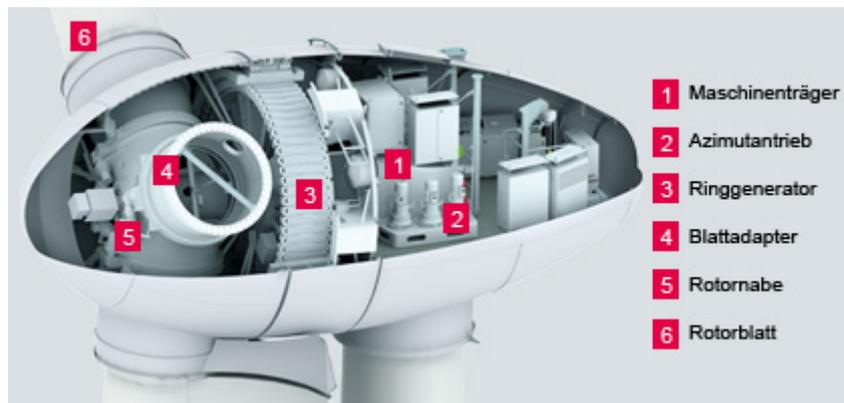


Abbildung 2.5: Gondelquerschnitt Enercon E70-4; Quelle [13]

Herstellerdaten Enercon E70-4

Nennleistung: 2.000 kW
 Rotordurchmesser: 71 m
 Leistungsdichte: 0,2 m²/kW
 Nabenhöhe: 57 m / 64 m / 85 m / 98 m / 113 m

Anlagenkonzept: Getriebelos, Variable Drehzahl,
 Einzelblattverstellung

Rotor

Typ: Luvläufer mit aktiver Blattverstellung
 Drehrichtung: Uhrzeigersinn
 Blattanzahl: 3
 Überstrichene Fläche: 3.959 m²
 Blattmaterial: GFK (Epoxidharz); integrierter
 Blitzschutz
 Drehzahl: variabel, 6- 21,5 U/min
 Blattverstellung: Einzelblattverstellungssystem, je Rotorblatt
 ein autarkes Stellsystem mit
 zugeordneter Notversorgung

Antriebsstrang mit Generator

Nabe: starr
 Hauptlager: zweireihiges
 Kegelrollenlager/einreihiges
 Zylinderrollenlager
 Generator: direktgetriebener Ringgenerator
 (Synchrongenerator)

Netzeinspeisung: über Wechselrichter

Bremssystem:
 - 3 autarke Blattverstellungssysteme mit
 Notversorgung
 - Rotorhaltebremse
 - Rotorarretierung

Windnachführung: aktiv über Stellgetriebe, lastabhängige
 Dämpfung

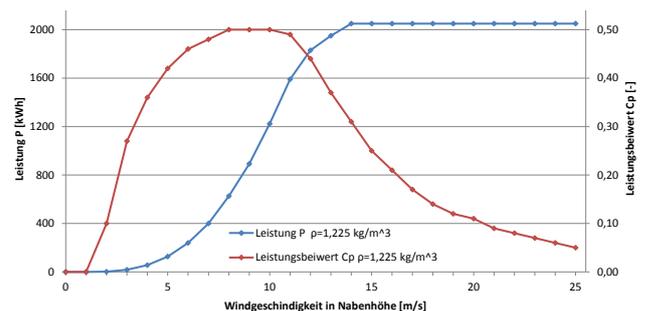
**Abschaltwind-
 geschwindigkeit** 28 - 34 m/s (mit Sturmregelung)

Fernüberwachung: SCADA-System des Herstellers

Quelle: www.Enercon.com [2]

berechnete Leistungskennlinie

Wind [m/s]	Leistung P [kW]	Leistungsbeiwert C_p [-]
1	0,0	0,00
2	2,0	0.10
3	18,0	0.27
4	56,0	0.36
5	127,0	0.42
6	240,0	0.46
7	400,0	0.48
8	626,0	0.50
9	892,0	0.50
10	1223,0	0.50
11	1590,0	0.49
12	1830,0	0.44
13	1950,0	0.37
14	2050,0	0.31
15	2050,0	0.25
16	2050,0	0.21
17	2050,0	0.17
18	2050,0	0.14
19	2050,0	0.12
20	2050,0	0.11
21	2050,0	0.09
22	2050,0	0.08
23	2050,0	0.07
24	2050,0	0.06
25	2050,0	0.05



2.3.1 SCADA-System

Die Abkürzung SCADA steht für “*Supervisory Control and Data Acquisition*”. Darunter versteht man das Überwachen und Steuern technischer Prozesse mit Hilfe eines Computersystems.

Das bei den WKA eingesetzte Enercon SCADA-System wird weiters auch zur Fernüberwachung durch den Hersteller bzw. Betreiber der WKA genutzt. Durch die Verspeicherung der erfassten Daten ist es möglich die Historie jeder WKA aufzuarbeiten und zu analysieren.

Für die Fernüberwachung wird vom SCADA-System immer der Mittelwert der vergangenen 10 Minuten verspeichert. Die Daten werden tageweise in einer *.WSD-Datei abgespeichert.

Folgende Daten werden im Enercon SCADA-System aufgezeichnet (Tabelle 2.1):

Gespeicherte Werte in SCADA	Einheit:	Bezeichnung in SCADA:
Datum		Date
Stunde	[h]	Hour
Minute	[min]	Minute
Sekunde	[sec]	Second
Fehlercode		Error
Nummer der Windkraftanlage im Park		PlantNo
durchschnittliche Windgeschwindigkeit	[m/s]	mrwSmpVWi
maximale Windgeschwindigkeit	[m/s]	prwSmpVWi
minimale Windgeschwindigkeit	[m/s]	lrwSmpVWi
durchschnittliche Drehzahl	[U/min]	mrwSmpNRot
maximale Drehzahl	[U/min]	prwSmpNRot
minimale Drehzahl	[U/min]	lrwSmpNRot
durchschnittliche Leistung	[kW]	mrwSmpP
maximale Leistung	[kW]	prwSmpP
minimale Leistung	[kW]	lrwSmpP
durchschnittliche Gondelposition	[°]	mrwAbGoPos
Betriebsstunden seit Inbetriebnahme	[h]	arwAbWorkH
Betriebsminuten seit letzter Stunde	[min]	arwAbWrkM
Gesamtertrag seit Inbetriebnahme	[kWh]	arwAbW
durchschnittliche Blindleistung	[kVAr]	mrwSmpQ
maximale Blindleistung	[kVAr]	prwSmpQ
minimale Blindleistung	[kVAr]	lrwSmpQ

Tabelle 2.1: Erklärung SCADA Abkürzungen; Quelle [WKA Betreiber]

2.3.2 Windmessfehler

Das Anemometer welches die Windgeschwindigkeit misst, ist ein sogenanntes "Ultrasonic Anemometer 2D" (siehe [11]). Mittels vier Ultraschall-Wandlern, die sowohl als Sender als auch als Empfänger arbeiten, wird die Windgeschwindigkeit und Windrichtung gemessen. Dieser Anemometertyp misst mit einer Genauigkeit von $\pm 0,1$ m/s im Bereich 0-5m/s und über 5 m/s mit $\pm 2\%$ die Windgeschwindigkeit. Die Windrichtung wird mit einer Genauigkeit von $\pm 1^\circ$ von 0-360° gemessen.

Da das Anemometer auf der Gondel hinter den Rotorblättern angebracht ist, kommt es bei der Messung der Windgeschwindigkeit, die wesentlich für die Regelung der WKA ist, zu einer Abweichung.

In Abbildung 2.6 ist diese Anordnung schematisch dargestellt. Die Rotorblätter entnehmen der bewegten Luft kinetische Energie und wandeln diese in mechanische Arbeit um. Die am Anemometer gemessene Windgeschwindigkeit ist also geringer als vor den Rotorblättern. Zwar wird ein Großteil dieser Reduktion durch die Verdrängungswirkung der Gondel kompensiert, doch nicht komplett. Das Anemometer wird sozusagen durch die rotierenden Rotorblätter vom Wind abgeschattet. Ganz extrem ist dieser Effekt, wenn die WKA still steht und ein Rotorblatt senkrecht nach oben gerichtet ist und somit direkt in einer Flucht mit dem Anemometer. Die im SCADA-System aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten liegen also immer einige Prozent unter der tatsächlich auf die Rotorblätter auftreffenden Windgeschwindigkeiten.

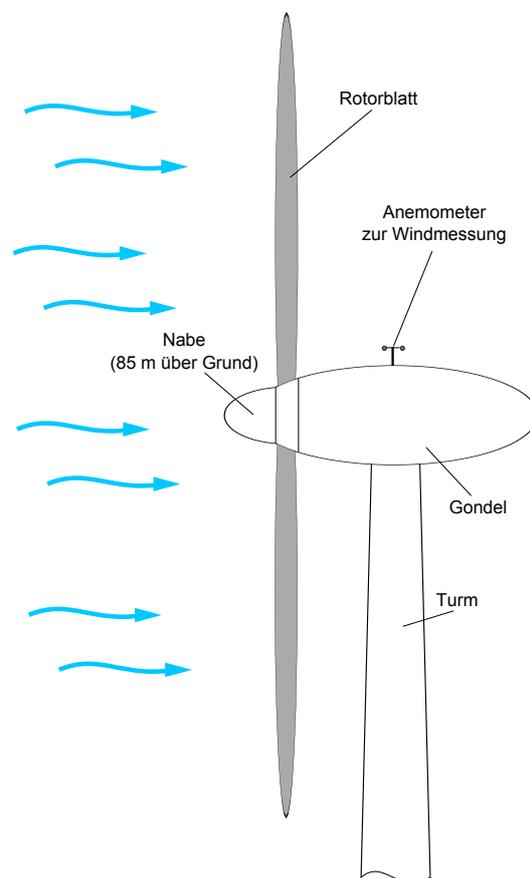


Abbildung 2.6: Schematische Darstellung WKA,

Auf die Ertragsausbeute der WKA hat dieser Effekt allerdings nur eine sehr geringe Auswirkung. Laut Herstellerfirma wird diese Messabweichung in der Regelungssoftware der WKA kor-

rigiert, sodass die Rotorblattstellung annähernd der tatsächlichen relativen Strömungsrichtung entspricht. Wie genau diese Korrektur ist bzw. wie sie funktioniert wurde von der Herstellerfirma aus Datenschutzgründen nicht näher erläutert.

Um die Messabweichung der Windgeschwindigkeit feststellen zu können ist es notwendig z.B. mit einem Windmessmast eine Referenzmessung durchzuführen.

Windmessbereich	Messabweichung	Faktor
[m/s]	[%]	[-]
2	3,70%	1,037
2,1-3	4,73%	1,047
3,1- 4	3,02%	1,030
4,1- 5	5,20%	1,052
5,1- 6	6,82%	1,068
6,1- 7	8,36%	1,084
7,1- 8	6,67%	1,067
8,1- 9	6,50%	1,065
9,1- 10	8,83%	1,088
10,1- 11	9,87%	1,099
11,1- 12	12,68%	1,127
12,1- 13	14,96%	1,150
13,1- 14	12,31%	1,123
14,1- 15	15,19%	1,152
15,1- 16	16,98%	1,170
16,1- 17	16,81%	1,168
17,1- 18	18,46%	1,185
18,1- 19	17,29%	1,173
19,1- 20	15,48%	1,155
20,1- 21	15,37%	1,154
21,1- 22	12,89%	1,129
22,1- 23	6,59%	1,066
23,1- 24	7,35%	1,073

Tabelle 2.2: Abweichung der Windmessung

Vom Betreiber der Windparks wurde eine solche Messung durchgeführt. Die Referenzwerte stammen von einer WKA des Windparks Tattendorf, bei der ein Rotorblatt für Wartungsarbeiten demontiert war. Obwohl des eher kurzen Messzeitraumes (30 Tage) und der Tatsache, dass die Messung an einem anderen Windkraftanlagentyp (Vestas V90) durchgeführt wurde, ist diese Messung dennoch von Nutzen, da sie zumindest eine, Hinweis auf die Größenordnung der Abweichung gibt.

Die Ergebnisse diese Messung sind in Tabelle 2.2 abgebildet. Die Abweichungen wurden immer in Intervallen (Spalte "Windmessbereich") zusammengefasst, in der Spalte "Messab-

weichung" ist eingetragen, um wie viel Prozent der gemessenen Wind der WKA unter dem Messwert des Messmastes lag. Hierfür wurden immer der Mittelwert über das Intervall gebildet.

Bis zu einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s liegt der gemessene Wind (Messwert WKA) im Schnitt ca. 6,3 % unter dem tatsächlich herrschenden Wind (Messwert Messmast) und ab 10 m/s etwa 13,7% darunter.

2.4 Zähler Fernauslesung (ZFA)

Jede WKA sowie jedes zu einem Windpark gehörende Umspannwerk ist mit einem ZFA-Zähler ausgestattet. Die ZFA-Zähler werden vom zuständigen Netzbetreiber ausgelesen. Im ZFA-System werden 15-Minuten-Mittelwerte der Leistung abgespeichert. Der Zähler im Umspannwerk ist der Übergabepunkt vom Windparkbetreiber zum Netzbetreiber und sein Wert dient als Basis für die Abrechnung. Dies ist auch der Grund warum die Genauigkeit mit Genauigkeitsklasse 1 (1%) höher ist als bei der Leistungsmessung des SCADA-Systems.

2.5 Weibullverteilung

Die Weibull-Verteilung ist eine stetige Wahrscheinlichkeitsverteilung. Sie wird beispielsweise zur Beschreibung von Ausfallwahrscheinlichkeiten und Lebensdauern von Bauteilen oder Werkstoffen verwendet. Sie ist auch sehr gut geeignet zur statistischen Untersuchung von Windgeschwindigkeiten [8][14].

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2.8)$$

mit:

f = Verteilungsfunktion

v = Windgeschwindigkeit [m/s]

A = Skalierungsfaktor [m/s]

k = Formfaktor

Mit der Dichtefunktion der Weibull-Verteilung 2.8 ist es möglich eine sehr gute Näherung an eine Windverteilung zu erstellen.

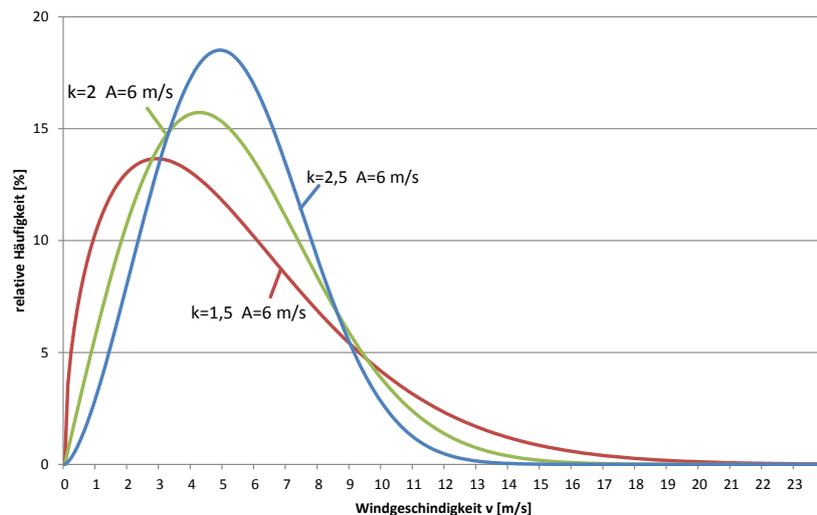


Abbildung 2.7: Annäherung an Windhäufigkeiten durch die Verteilungsfunktion nach Weibull

Der Faktor k beschreibt die Form der Verteilungsfunktion, er charakterisiert auch die Windbedingungen. Ein großer k -Wert kennzeichnet relativ konstante Windverhältnisse, ein kleinerer k -Wert steht für unstetigere Windverhältnisse mit großer Schwankung um den Mittelwert. Der k -Faktor liegt üblicherweise zwischen 1 und 3.

Der Skalierungsfaktor A wird in m/s angegeben und ist proportional zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit [8] [14].

In Diagramm 2.7 sind zur Veranschaulichung Weibullverteilungen mit unterschiedlichen k -Faktoren abgebildet.

2.6 Vorgehensweise bei den Analysen und Datenaufbereitung

Die Betriebsdaten, die für diese Arbeit zur Verfügung gestellt wurden, bestanden aus den Daten des SCADA-Systems und den Daten der ZFA. Vom Betreiber wurde angeregt, die Analyse der Daten im Microsoft Access und/oder Excel durchzuführen. Die SCADA-Daten wurden in *.LSD Dateien zur Verfügung gestellt, in der immer Daten zu 24 Stunden eines Windparks bzw. Teilwindparks enthalten waren. Die Daten wurden mittels eines Excel-Makros, das von Sandra Turner, Diplomandin bei der EVN-Naturkraft, geschrieben und von mir geringfügig angepasst wurde in Excel-Dateien konvertiert.

Diese Dateien enthielten immer eine WKA über die komplette Betriebszeit. Aufgrund der großen Datenmenge war es nur sehr schwer möglich, die Datenauswertung in Excel durchzuführen. Aus diesem Grund wurden die Daten der WKA in einer Access-Datenbank windpark-

weise zusammengefasst. Durch SQL-Abfragen wurden die Daten in Access für die jeweilige Analyse vorsortiert, die Detailanalyse wurde dann in Excel durchgeführt. Ein weiterer Vorteil von Access war, dass durch die Verknüpfung der Windparkdaten mit der Herstellerleistungskennlinie, (diese wurde auch in einer Datenbank abgelegt) direkte Vergleiche erheblich erleichtert wurden.

Die ZFA-Daten wurden als Excel-Dateien bereitgestellt. In einer Datei waren immer mehrere Windparks über den Zeitraum von einem Jahr abgelegt. Nach dem die Windparks, die nicht für die Analyse wichtig waren, aus den Dateien entfernt wurden, wurden auch die ZFA-Daten in eine Access-Datenbank zusammengeführt. Wie bei den SCADA-Daten wurden auch die ZFA-Daten in Access vorsortiert und mit Hilfe von Excel im Detail ausgewertet.

Ein direkter Vergleich der SCADA-Daten mit den ZFA-Daten wäre zwar grundsätzlich möglich wenn man beide Datenbanken auf halbe Stunden normieren würde. Da bei den SCADA-Daten teilweise Einträge über mehrere Stunden fehlen, war der Vergleich nur wenig sinnvoll.

3 Analyse Windpark Gänserndorf Nord

3.1 Gegebenheiten Windpark

3.1.1 Topologie

Der Windpark Gänserndorf Nord besteht aus fünf WKA des Typs Enercon E70-4 (siehe 2.3 bzw. [2]) mit einer Nabenhöhe von 85 m und einer Nennleistung von 2050 kW. Die Position der Windkraftanlagen ist Abbildung 3.1 zu entnehmen, dargestellt als rote Punkte. Dieser Windpark hat Mitte März 2006 seinen Betrieb aufgenommen. [5]

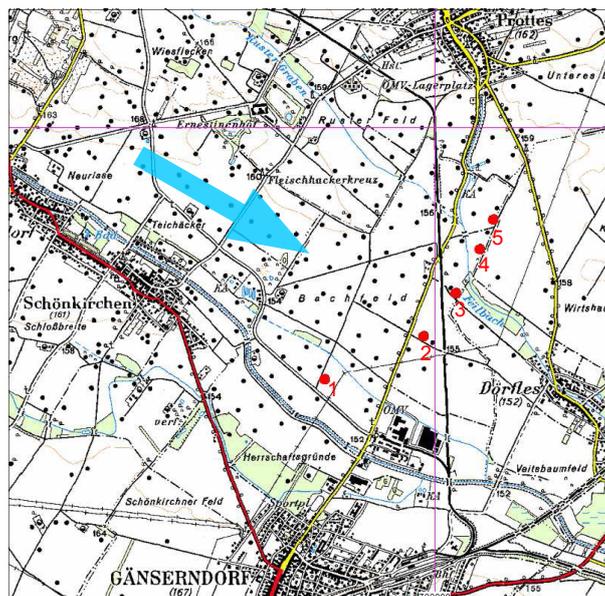


Abbildung 3.1: Übersichtsplan, Gänserndorf Nord; Quelle [4]

Die theoretische Hauptwindrichtung laut [1] liegt bei ca. 300° (WNW), dargestellt als blauer Pfeil in Abbildung 3.1. Durch die leicht viertelkreisförmige Anordnung der WKA, soll eine gegenseitige Windverschattung der Windräder so gering wie möglich gehalten werden.

In jeder WKA und der Umspannstation ist vom zuständigen Netzbetreiber ein Zähler installiert. Über die ZFA sind 15-Minuten-Mittelwerte der abgegebenen elektrischen Leistung seit

Inbetriebnahme der Anlagen verfügbar.

3.1.2 Windgutachten

Vor Errichtung des Windparks wurde vom Betreiber ein Windgutachten [1] in Auftrag gegeben, um den theoretischen Jahresertrag der WKA und somit des Parks, zu ermitteln. Das Gutachten basiert auf Messwerten einer Wetterstation aus dem Numbis-System der niederösterreichischen Landesregierung, die seit 11.01.1988 südlich von Gänserndorf in 10 m über dem Boden betrieben wird. Die Messstation zeichnet alle 2 Sekunden, neben anderen meteorologischen Daten, auch die Windrichtung und Windgeschwindigkeit auf. Diese wurden dann auf die Nabenhöhe und Position der WKA hochgerechnet.

3.1.2.1 Winddaten laut Gutachten

Freundlicherweise wurden für diese Arbeit die Daten zur besagten Messstation von der niederösterreichischen Landesregierung zur Verfügung gestellt. Im Gutachten wurden die Messwerte von 01.11.1988 bis 31.10.1998 und von 01.06.2000 bis 31.05.2003 für die Berechnung verwendet. Zu dem jährlichen Windmittel wurde vom Gutachter eine Weibullverteilung ermittelt, die der tatsächlichen Winderverteilung an der Messstation angenähert ist.

Jährlicher Mittelwert der Windgeschwindigkeit lt. in 10 m [1]	3,74 m/s
Weibull-Skalierungsparameter A in 10 m	4,2 m/s
Weibull-Formfaktor k in 10 m	1,58

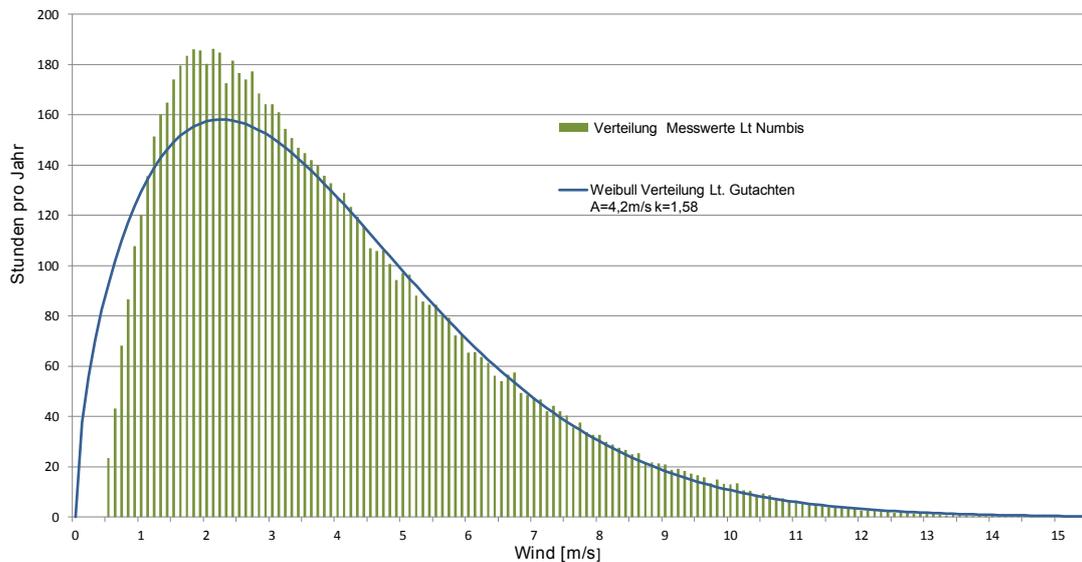


Abbildung 3.2: Windverteilung laut Numbis in 10 m Quelle:[1]

In Abbildung 3.2 ist die Windverteilung an der Messstation graphisch aufbereitet. Die grünen Balken stellen die Windstunden pro Jahr im Zeitraum von 01.11.1988 bis 31.10.1998 und 01.06.2000 bis 31.05.2003 für die jeweiligen Windgeschwindigkeiten dar (IST-Verteilung) [12]. Die blaue Kurve ist die an die IST-Verteilung angenäherte Weibullverteilung laut Gutachten.

Um festzustellen wie hoch die Windverschattung durch Geländeunebenheiten, Bauwerke und die benachbarten WKA ist, wurden die Messdaten der Numbis-Station auch nach der Windrichtung ausgewertet.

Sektor	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
[%]	5,27	6,27	3,89	4,65	11,2	12,7	4,61	2,85	3,93	13,5	20,5	11,2

Tabelle 3.1: Windrichtungsverteilung Numbis-Messstation, Gänserndorf Nord; Quelle: [1]

Aus der Tabelle 3.1 lässt sich herauslesen, dass die Hauptwindrichtung bei 300° (WNW) und 150° (SSO) liegt. Wenn man die topologischen Gegebenheiten (siehe Abbildung 3.1) betrachtet, ist daher mit nur sehr geringen Windverschattungen zu rechnen.

3.1.2.2 Errechneter Soll-Ertrag des Windparks

Um eine annähernd genau Aussage über den zu erwartenden Jahresertrag der WKA und des gesamten Parks treffen zu können, ist es notwendig die Windverteilung zu kennen. Im Allgemeinen ist die Weibullverteilung eine ausreichend genaue Annäherung an eine reale Windverteilung.

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

In Tabelle 3.2 ist die theoretische Weibullverteilung des Windes, die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, sowie ein Korrekturfaktor für die einzelnen WKA aufgelistet. Diese Werte ergeben sich durch die Hochrechnung der Messwerte der Numbis-Wetterstation.

WKA	Windmittel [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k [-]	Abschattung [%]	Jahresertrag [kWh/a]
1	6,193	6,982	1,928	-0,05	4.158.900
2	6,202	6,991	1,922	-0,47	4.178.600
3	6,216	7,007	1,919	-0,57	4.201.700
4	6,178	6,963	1,912	-0,97	4.155.900
5	6,212	7,003	1,925	-0,32	4.193.600
Mittelwert	6,200	6,989	1,921	-0,48	4.177.740
Gesamtertrag:					20.888.700

Tabelle 3.2: Soll-Windverteilung, Gänserndorf Nord [1]

Durch Multiplikation der jeweiligen Windstunden mit den zugehörigen Leistungswerten aus der Leistungskennlinie des Herstellers (siehe Kapitel 2.3), lässt sich somit die Soll-Jahresleistung der einzelnen WKA und des gesamten Parks bei 100% technischer Verfügbarkeit ermitteln. Dargestellt wird diese in der Spalte "Jahresertrag" in Tabelle 3.2.

Jahresaufstellung Numbis-Messwerte (Vergleich)

Aus der Jahresaufstellung der Numbis-Messstation Tabelle 3.3 ist ersichtlich, dass im Zeitraum seit der Inbetriebnahme des Windparks (06.06.2006 - 13.11.2011) das durchschnittliche Jahreswindmittel geringer ist als in den Jahren vor Inbetriebnahme. Bei diesem Ergebnis sollte allerdings beachtet werden, dass die Vergleichszeiträume mit 18 Jahren und 5,5 Jahren unterschiedliche Längen aufweisen.

Zeitraumen	Windmittel [m/s]	Anmerkung
18.01.1988 - 31.10.1998	3,55	
01.06.2000 - 31.05.2003	3,87	
Mittelwert	3,71	laut Gutachten 3,74 m/s
01.01.1988 - 05.06.2006	3,68	vor Inbetriebnahme des Windparks
2006	3,43	
2007	3,41	
2008	3,37	
2009	3,26	
2010	3,27	
2011	3,10	
06.06.2006 - 13.11.2011	3,33	seit Inbetriebnahme des Windparks

Tabelle 3.3: Jahresaufstellung Numbis-Messstation, Gänserndorf

3.1.3 Ertragsrechnung

Der vom Gutachter errechnete Jahresertrag dient als Grundlage der Ertragsrechnung für den Betreiber des Windparks. Die Ertragsrechnung wurde vom Betreiber selbst erstellt und soll die Rentabilität des Windparks dokumentieren. Dazu wurden dem theoretisch möglichen Jahresertrag bei 100% technischer Verfügbarkeit einige Abschläge bzw. Verluste eingerechnet, um einen korrigierten und somit realistischen Jahresertrag zu erhalten.

	Verfügbarkeit des Jahresertrag [%]	Jahresertrag [kWh/a]
Ertrag laut Gutachten	100%	20.888.700
geschätzter Ertrag/Windpark	1.-5. Jahr 98%	20.470.926
	6.-15. Jahr 95%	19.844.265

Tabelle 3.4: Ertragsrechnung EVN, Gänserndorf Nord

3.2 Auswertung SCADA- und ZFA-Daten Gänserndorf Nord

3.2.1 Windgegebenheiten

Windmittel

Aus dem SCADA-System liegen Daten für die WKA 1 ab Mitte März 2006, beziehungsweise für den gesamten Windpark Gänserndorf Nord vom Zeitraum Juni 2006 (Inbetriebnahme) bis Mitte Jänner 2011 vor. Da nicht für das gesamte Jahr 2006 Daten zur Verfügung stehen und auch davon auszugehen ist, dass noch einige Anfangsprobleme bei den WKA vorhanden waren, wird für die Auswertung der Zeitraum von 01.01.2007 bis 31.12.2010 betrachtet.

WKA	Windmittel ohne Error Einträge					lt. Gutachten [m/s]
	2007 [m/s]	2008 [m/s]	2009 [m/s]	2010 [m/s]	2007-2010 [m/s]	
1	6,094	5,446	5,253	5,385	5,542	6,193
2	5,597	5,380	5,395	5,575	5,487	6,202
3	5,744	5,382	5,143	5,254	5,380	6,216
4	5,829	5,378	5,179	5,308	5,423	6,178
5	6,045	5,504	5,285	5,396	5,558	6,212
Mittelwert	5,861	5,418	5,251	5,383	5,478	6,200

Tabelle 3.5: Windmittelwerte Gänserndorf Nord ,

Der Eintrag "Windmittel" in Tabelle 3.5 bezeichnet die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit

in Metern pro Sekunde. Diese Werte werden vom Anemometer auf der Gondel gemessen, das zur Regelung der jeweiligen WKA dient. Beim Vergleich der Jahreswindmittel in der Spalte "Windmittel 2007-2010" der Tabelle 3.5 und der Gutachterwerte in der Spalte "lt. Gutachten" der Tabelle 3.5 ist erkennbar, dass das tatsächliche Windmittel unter den Gutachterwerten liegt.

Leider ist nicht mit Sicherheit festzustellen, wie genau die Anemometer-Messwerte der tatsächlichen Windgeschwindigkeit entsprechen, da das Anemometer hinter den Rotorblättern auf der Gondel angebracht ist und dadurch die Messwerte verfälscht werden (siehe dazu Kapitel 2.3.2).

Allerdings ist auch bei Betrachtung des Windgeschwindigkeitsmittels der Numbis-Messstation (Tabelle 3.3) erkennbar, dass die Windgeschwindigkeit seit Inbetriebnahme unter dem Windgeschwindigkeitsmittel der Jahre vor der Inbetriebnahme liegt.

Windrichtungsverteilung

Um den Einfluss der Umgebungsgegebenheiten auf den Wind (Windverschattung) feststellen zu können, ist es notwendig zu wissen aus welcher Richtung der Wind kommt. Hierfür wurde vom Gutachter aus den Numbisdaten eine Windrichtungsverteilung errechnet (siehe Tabelle 3.1) und diese auf den Standort und die Nabenhöhe des Windparks umgerechnet.

Da die WKA dem Wind nachgeführt werden um einen optimalen Ertrag zu erhalten, ist die Windrichtung auch in den SCADA-Daten aufgezeichnet. Somit ist es möglich eine IST-Windverteilung zu ermitteln.

Sektoren von° - bis°	0° 345-14	30° 15-44	60° 45-74	90° 75-104	120° 105-134	150° 135-164	180° 165-194	210° 195-224	240° 225-254	270° 255-284	300° 285-314	330° 315-344
Gutachten	5,2%	6,2%	4,1%	4,6%	10,3%	12,6%	5,3%	3,0%	3,5%	13,4%	21,1%	10,5%
aus Scada	8,6%	5,2%	2,9%	11,3%	7,5%	8,8%	5,5%	3,2%	6,4%	14,7%	15,0%	11,0%
Scada 2 - 25 m/s	8,5%	4,7%	2,3%	11,1%	7,7%	9,1%	5,2%	2,8%	6,3%	15,4%	15,7%	11,2%

Tabelle 3.6: Windrichtungsverteilung Gegenüberstellung, Gänserndorf Nord

Die Tabelle 3.6 gibt an, zu wie viel Prozent des Jahres der Wind aus dem jeweiligen Sektor kommt. In der ersten Zeile ist der Sektor aus dem der Wind kommt zu finden, in der zweiten Zeile wird der genaue Bereich der 12 Sektoren angegeben. Ein Sektor umfasst immer 30°. In der Zeile "Gutachten" ist die Windrichtungsverteilung eingetragen, wie sie im Gutachten ermittelt wurde. Die Zeile "aus SCADA" beinhaltet die Windrichtungsverteilung, basierend auf den SCADA-Daten (IST-Verteilung). Die Zeile "SCADA 2 m/s - 25 m/s" basiert ebenfalls auf

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

den SCADA-Daten mit der Einschränkung, dass nur der Betriebsbereich der WKA betrachtet wurde.

Die Abbildung 3.3 ist die graphische Darstellung der Tabelle 3.6.

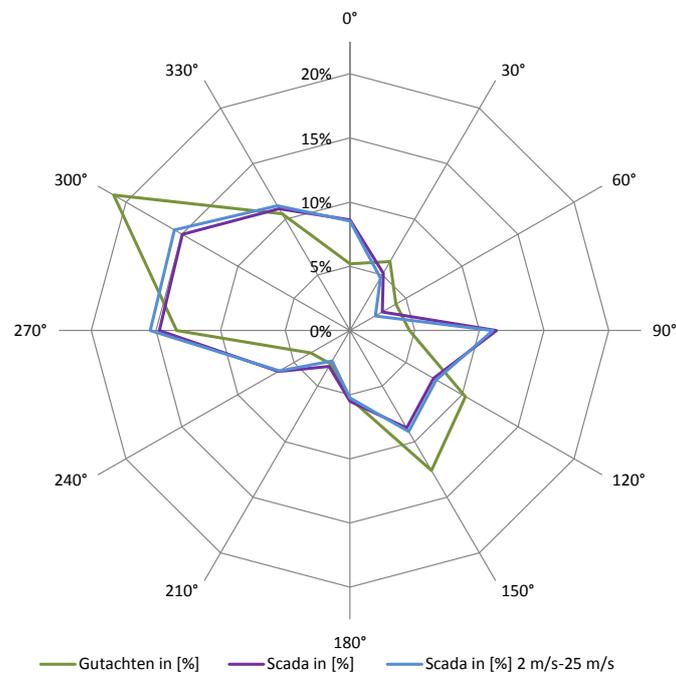


Abbildung 3.3: Windrichtungsverteilung Gegenüberstellung, Gänserndorf Nord

Die Verteilung laut Gutachten ist grün, die SCADA-Werte sind lila und die SCADA-Werte im Betriebsbereich der WKA blau dargestellt.

Laut Gutachten liegt die Hauptwindrichtung bei 300°. Dieser Sektor hat mit 21,1% den weitaus höchsten Windanteil. Nicht so eindeutig erkennbar ist die Hauptwindrichtung bei Betrachtung der SCADA-Werte im Betriebsbereich der WKA. Betrachtet man allerdings die danebenliegenden Sektoren 270° und 330° ebenfalls, so ist in diesen drei Sektoren in Summe ein sehr hohes Windaufkommen und annähernd vergleichbar mit den Werten aus dem Gutachten. Laut Gutachten liegt die zweite Hauptwindrichtung bei 150°. Die IST-Windverteilung ist in diesem Bereich nicht so eindeutig ausgeprägt sondern verteilt sich eher gleichmäßig auf die Sektoren 150°, 120° und 90°.

Mit den vorhandenen Daten ist es leider nicht möglich, die genauen Ertragseinbußen durch die veränderten Windrichtungsverhältnisse und den daraus resultierenden gegenseitigen Windverschattungen der WKA, festzustellen.

Aufgrund der Anordnung der WKA (siehe Abbildung 3.1) und der IST Windrichtungsvertei-

lung ist allerdings damit zu rechnen, dass die gegenseitigen Verschattungseffekte der WKA eher gering sein dürften.

IST-Windverteilung/ Weibullverteilung

Im Gutachten wurde eine Weibullverteilung des Windaufkommens für die einzelnen WKA des Parks und der Mittelwert über die fünf WKA errechnet (siehe Tabelle 3.2). Diese Verteilungen wurde als Grundlage für die Jahresertragsrechnung herangezogen.

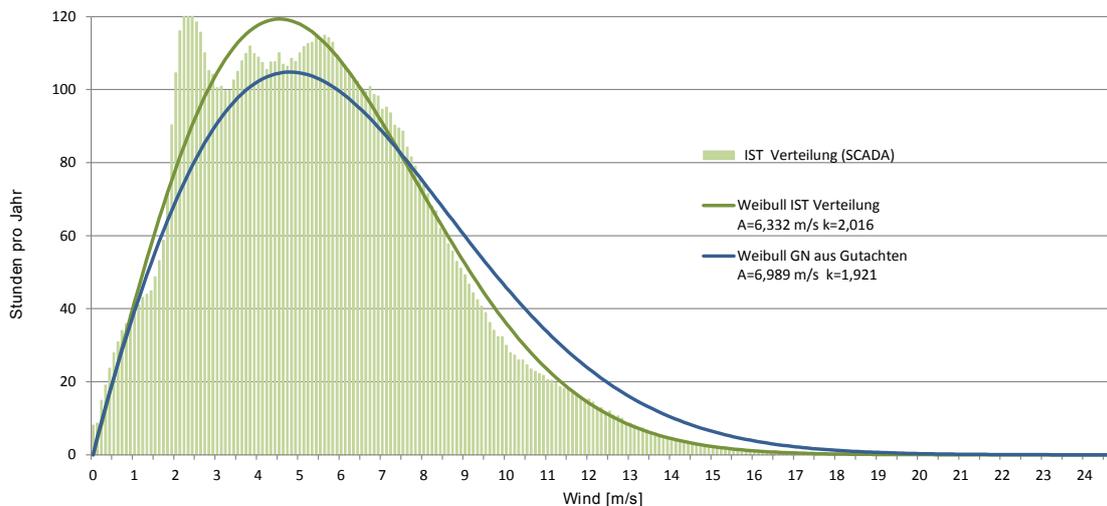


Abbildung 3.4: Jahreswindverteilung SOLL/IST-Gegenüberstellung, Gänserndorf NORD

In Abbildung 3.4 ist die mittlere Weibullverteilung des Windparks laut Gutachten ($A=6,989\text{m/s}$, $k=1,921$, Zeile "Mittelwert" in Tabelle 3.2) als blaue Kurve dargestellt.

Die hellgrünen Balken stellen die tatsächliche Windverteilung da. Als Grundlage hierfür dienen die SCADA-Daten aller fünf WKA im Zeitraum 2007-2010.

Der dunkelgrüne Verlauf ist eine der tatsächlichen Windverteilung angenäherte Weibullverteilung ($A=6,332\text{ m/s}$, $k=2,016$). Alle Verteilungen sind normiert auf ein Jahr (8.760 Std.).

Beim Vergleich der Verteilungen ist ersichtlich, dass die IST-Windverteilung die prognostizierte Windverteilung nicht einhüllt. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten bis ca 8 m/s liegt die prognostizierte Windverteilung unter und bei Geschwindigkeiten über 9 m/s, über der der realen Windverteilung (grüne Balken) liegt.

Multipliziert man die Windstunden mit der zugehörigen Leistung aus der Herstellerleistungskennlinie, (Tabelle berechnete Leistungskennlinie in Kapitel 2.3) und summiert die Ergebnisse auf, so erhält man den Jahresertrag. Durch diese Abweichung der prognostizieren von der realen Windverteilung kommt es zu einem geringen Jahresertrag, da die Überproduktion an

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

Leistung bei geringeren Windgeschwindigkeiten nicht die Unterproduktion bei höheren Windgeschwindigkeiten kompensieren kann. Die Erklärung dafür ist in der Leistungskennlinie zu finden, siehe Kapitel 2.1.

Leider ist hier nur eine grundsätzliche qualitative Aussage zu treffen, da die tatsächliche Windgeschwindigkeit aufgrund der Verschattung durch den Rotor nicht korrekt gemessen wird, siehe auch Kapitel 2.3.2.

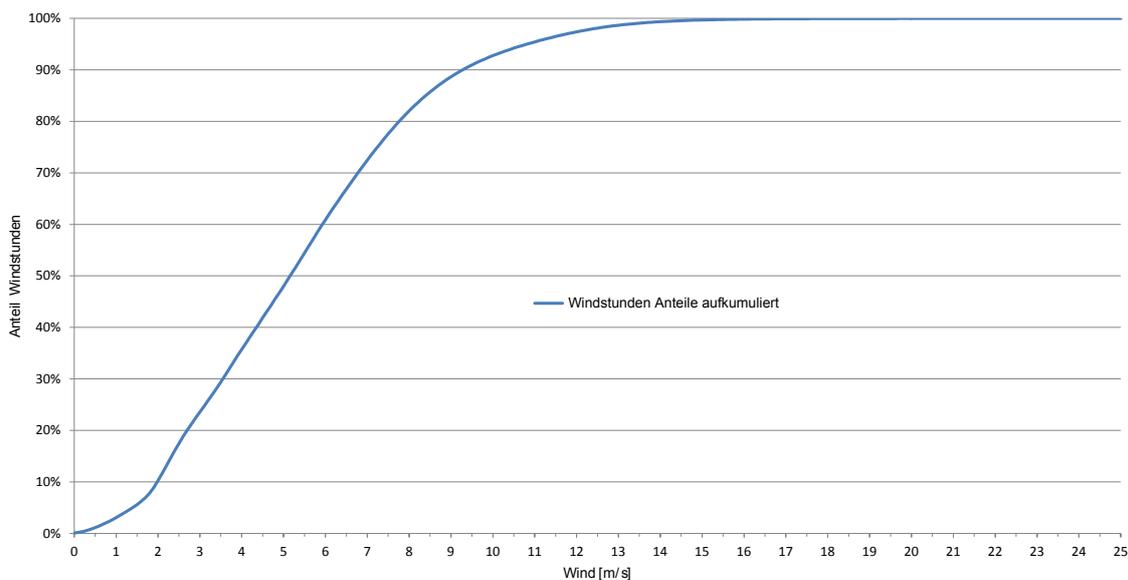


Abbildung 3.5: Kumulierte Windverteilung (ABC-Analyse Windverteilung), Gänserndorf Nord

Bezieht man die einzelnen Windstunden zu jeder Windgeschwindigkeit auf die Gesamtzeit, kumuliert die Anteile auf und trägt den Prozentwert über die Windgeschwindigkeit auf, so erhält man die in Abbildung 3.5 dargestellte Verteilung. Diese Art der Analyse wird auch oft als ABC-Analyse bezeichnet. In Tabelle 3.7 sind einige Punkte dieser Verteilung aufgelistet. Somit lässt sich die Aussage treffen, dass während 80% des Messzeitraumes die Windgeschwindigkeit kleiner als 7,8 m/s war.

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

kumulierte Windstunden / Gesamtzeitraum [%]	Windgeschwindigkeit [m/s]
10%	2
20%	2,7
40%	4,4
60%	6
80%	7,8
90%	9,3
95%	10,8
99,99%	21

Tabelle 3.7: Anteile der Windstundenverteilung, Gänserndorf Nord

3.2.2 Durchschnittsleistung

WKA	Leistungsmittel ohne Error Einträge				
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	2007-2010 [kW]
1	432,72	420,96	386,71	413,32	413,39
2	427,43	424,92	384,43	417,39	413,58
3	407,08	416,81	373,46	400,40	399,48
4	415,37	409,79	372,10	400,90	399,57
5	425,90	433,78	388,38	417,76	416,50
Mittelwert	421,70	421,25	381,02	409,95	408,50

Tabelle 3.8: Leistungsmittelwerte, Gänserndorf Nord

Das Leistungsmittel (Tabelle 3.8), ist der Mittelwert der produzierten Leistung der WKA in Kilowatt. Als Quelle für diese Mittelwerte dienten alle Einträge im SCADA-System bei denen kein Error (Error=0) vorhanden war. Im direkten Vergleich der Durchschnittsjahresleistung mit dem Jahreswindmittel (Tabelle 3.5) ist erkennbar, dass sich diese ausgenommen 2007, wie das Jahreswindmittel verhält. Der Grund für die Abweichung des Jahres 2007 wird in Kapitel 3.2.5 näher erläutert.

WKA	2008-2010 [kW]	x 8.760 [kWh]	durchschnittlicher Jahresertrag lt. ZFA [kWh]	$\frac{\text{Leistungsmittel} \times 8760}{\text{Durschn. Jahresertrag ZFA}}$ [%]
1	406,997	3.565.291	3.513.812	101,172%
2	408,913	3.582.081	3.555.090	101,503%
3	396,890	3.476.756	3.440.506	101,424%
4	394,263	3.453.747	3.446.368	101,188%
5	413,307	3.620.566	3.604.526	100,906%
Mittelwert	404,073	3.539.682	3.512.060	101,237%

Tabelle 3.9: Ertragsrechnung über Leistungsmittel, Gänserndorf Nord

Bildet man aus den Jahren 2008-2010 ein neues Gesamtleistungsmittel, Spalte "2008 - 2010" in Tabelle 3.9 und multipliziert man das Leistungsmittel mit 8.760 Stunden, erhält man einen theoretischen Jahresertrag. Abweichungen vom "Jahresertrag laut ZFA" ergeben sich zum einen dadurch, dass das SCADA-System die Leistung direkt nach dem Generator der WKA misst und der ZFA-Zähler erst nach einem Gleich- und Wechselrichter angebracht ist, wodurch Verluste auftreten. Zum anderen hat das SCADA-Leistungsmessgerät eine geringere Genauigkeit als der ZFA-Zähler. Grundsätzlich ist dieser Weg mit einer Abweichung von 1,2% eine Möglichkeit den Jahresertrag zu errechnen und den "Jahresertrag laut ZFA" zu überprüfen.

Grundsätzlich wäre der so errechnete Jahresertrag in Kombination mit dem Windmittel aus Tabelle 3.5 eine gute Methode um Ertragskalkulationen für Windparks mit gleichem Anlagentyp (Enercon E70-4) zu erstellen. Da die Windmessung allerdings aufgrund der Verschattung durch die Rotorblätter verfälscht wird, siehe Kapitel 2.3.2, ist von dieser Art der Ertragskalkulation abzuraten.

3.2.3 Jahresertrag SOLL/IST-Gegenüberstellung

Aus den ZFA-Daten (ZFA siehe Kapitel 2.4) lässt sich die Jahresleistung des Windparks, sowie der einzelnen WKA ermitteln.

	2007	2008	2009	2010	Mittelwert 2007-2010	lt. Gutachten
WKA	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]
1	3.492.862	3.658.290	3.330.410	3.583.439	3.516.250	4.158.900
2	3.643.003	3.683.948	3.296.451	3.606.698	3.557.525	4.178.600
3	3.487.645	3.616.315	3.205.662	3.461.829	3.442.863	4.201.700
4	3.555.342	3.563.289	3.201.744	3.474.541	3.448.729	4.155.900
5	3.663.815	3.785.422	3.349.564	3.629.179	3.606.995	4.193.600
Mittelwert	3.568.533	3.661.453	3.276.766	3.551.137	3.514.472	4.177.740
Jahresleistung	17.842.667	18.307.263	16.383.830	17.755.686	17.572.362	20.888.700

Tabelle 3.10: Jahreserträge 2007-2010 Gänserndorf Nord

Im Abbildung 3.6 ist in blau die prognostizierte Jahresleistung des Gutachtens und in grün die tatsächlich produzierte Jahresleistung laut Daten der ZFA (siehe Tabelle 3.10) eingezeichnet.

Die Soll/Ist-Gegenüberstellung lässt erkennen, dass die produzierten Jahresleistungen weit unter den Erwartungen der Ertragsrechnung aus Tabelle 3.4 liegen.

In Tabelle 3.11 ist zu jedem Jahr und dem gesamten Betrachtungszeitraum das Verhältniss von IST-Jahresertrag laut ZFA zum SOLL-Jahresertrag laut Gutachten eingetragen.

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

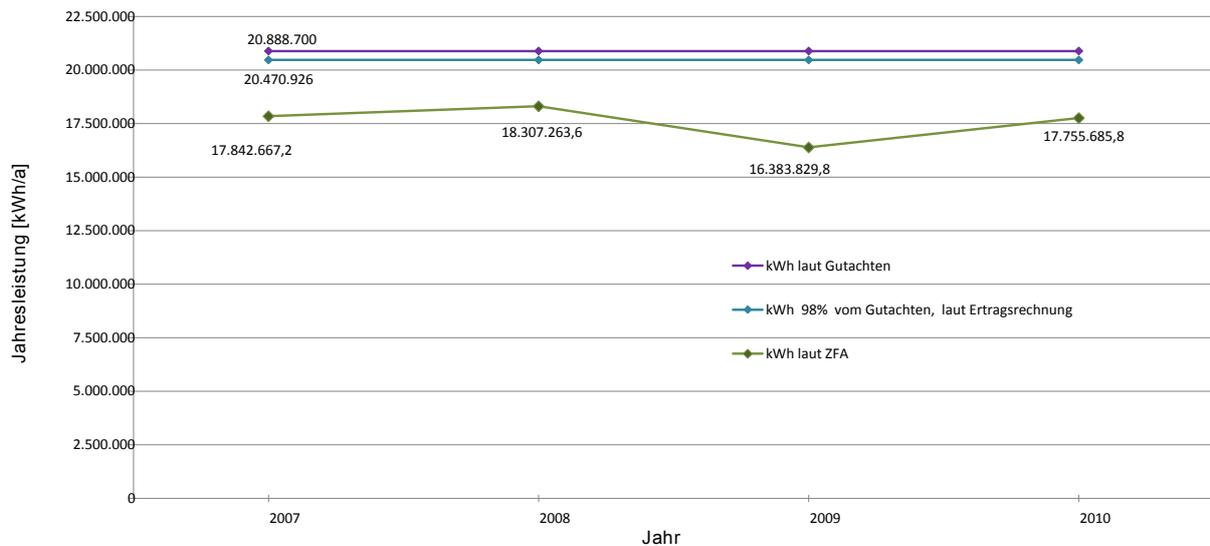


Abbildung 3.6: Soll/Ist-Gegenüberstellung Gänserndorf Nord 2007-2010

WKA	2007	2008	2009	2010	Gesamt 2007-2010
1	83,99%	87,96%	80,08%	86,16%	84,55%
2	87,18%	88,16%	78,89%	86,31%	85,14%
3	83,01%	86,07%	76,29%	82,39%	81,94%
4	85,55%	85,74%	77,04%	83,61%	82,98%
5	87,37%	90,27%	79,87%	86,54%	86,01%
Mittelwert	85,42%	87,64%	78,43%	85,00%	84,12%

Tabelle 3.11: Ist/Soll-Verhältnis Jahreserträge Gänserndorf Nord

3.2.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Ein weiterer Wert ist die zeitliche Verfügbarkeit der WKA, die nach der Norm IEC-61400-16-1 [10] definiert ist. Die Berechnung der zeitlichen Verfügbarkeit erfolgt wie in Formel 3.1.

$$\text{zeitliche Verfügbarkeit} = \left(1 - \frac{\text{Stillstand}}{\text{mögliche Betriebstunden}}\right) * 100 \quad [\%] \quad (3.1)$$

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

2007-2010				
Wind zwischen 2,1 m/s und 25 m/s				
WKA	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand Leistung = 0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]
1	7862,63	830	236,92	96,99%
2	7893,63	243	234,67	97,03%
3	7831,42	414	221,25	97,17%
4	7809,58	279	226,58	97,10%
5	7852,25	234	223,46	97,15%
Mittelwert	7849,90	400,00	228,58	97,09%
Summe	39249,5	2000	1142,88	

(a) Zeitliche Verfügbarkeit nach WKA, Gänserndorf Nord

Wind zwischen 2,1 m/s und 25 m/s					
Jahr	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand Leistung = 0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]	Verlust absolut [kWh/a]
2007	8112,67	287	303,23	96,26%	259.098,8
2008	7816,97	27	239,90	96,93%	312.285,2
2009	7726,4	49	262,63	96,60%	451.634,1
2010	7743,9	41	108,70	98,60%	117.931,1
Mittelwert	7849,98	100	228,62	97,09%	285.237,3
Ohne 2007	7762,42	38,4	203,74	97,38%	

(b) Zeitliche Verfügbarkeit Jahresaufstellung, Gänserndorf Nord

Tabelle 3.12: Zeitliche Verfügbarkeit, Gänserndorf Nord 2007-2010

Zur Berechnung der zeitlichen Verfügbarkeit wurden aus dem SCADA-System alle Einträge gezählt, bei denen der Wind im Betriebsbereich der WKA lag (2 bis 25 m/s). Da im SCADA-System 10-Minuten-Mittelwerte aufgezeichnet werden, wurden die gezählten Werte auf Stunden pro Jahr normiert, was in der Tabelle 3.12, Spalte "mögliche Betriebsstunden" abgebildet ist. In der Spalte "Error Einträge" in Tabelle 3.12, ist die Anzahl der Einträge, bei denen das SCADA-System einen Fehler festgestellt hat, eingetragen. Die Spalte "Stillstand" in Tabelle 3.12 gibt die Anzahl aller Einträge im SCADA-System wieder, in denen der Wind im Betriebsbereich war, allerdings die WKA keine Leistung produziert hat.

Im Vergleich der Jahre ist erkennbar, dass im Jahr 2007 die WKA noch wesentlich mehr Fehler und auch Stillstandszeiten hatten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die WKA erst 2006 in Betrieb gegangen sind und erst im Laufe des Jahres 2007 ihre volle Einsatzfähigkeit erreicht haben.

Betrachtet man also die zeitliche Verfügbarkeit ohne 2007, so waren die WKA 97,38% der

theoretisch möglichen Betriebszeit verfügbar.

3.2.5 Leistungskennlinie

Aus den SCADA-Daten lassen sich die Leistungskennlinien der einzelnen WKA generieren. Ein absoluter Vergleich mit der Herstellerkennlinie ist aufgrund der verfälschten Windmesswerte des SCADA-Systems nicht sinnvoll. Hierfür wäre es notwendig, eine Leistungskennlinienmessung nach IEC 64100-12-1 zu machen.

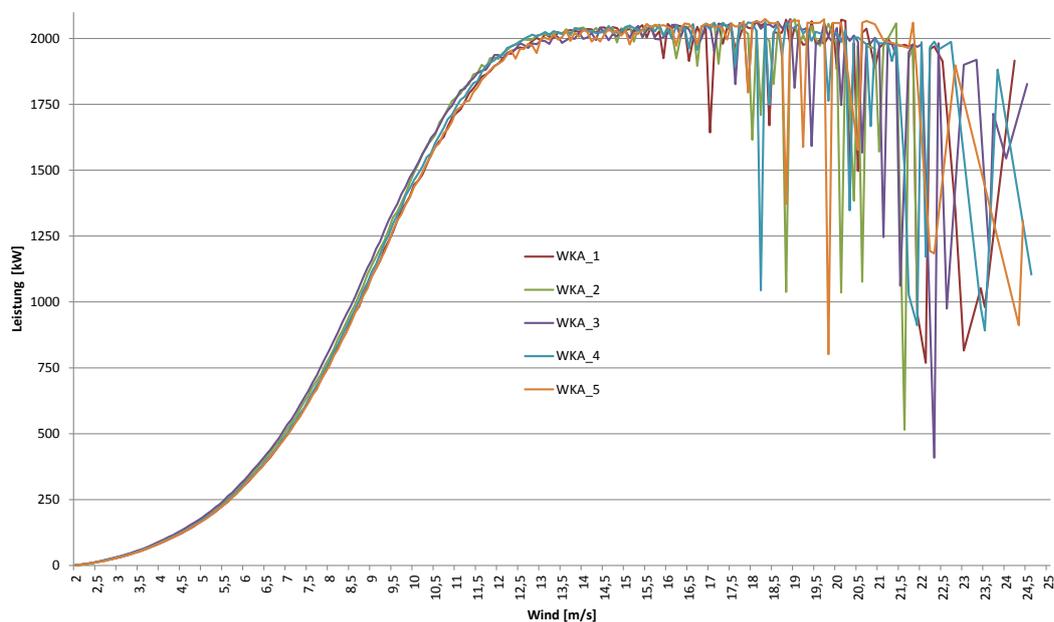


Abbildung 3.7: Leistungskennlinien nach WKA, Gänserndorf Nord

In Abbildung 3.7 sind die Leistungskennlinien der fünf WKA des Parks gegenübergestellt. Das Diagramm basiert auf den Daten, die in Tabelle 3.13 zu finden sind. Bis ca. 12 m/s Windgeschwindigkeit ist die Abweichung der Leistungskennlinien zueinander eher gering. Ab ca. 16 m/s Windgeschwindigkeit variieren die Kennlinien sehr stark. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass die Datenmenge aus denen die Kennlinie erzeugt wird in diesen Bereich sehr gering ist, siehe Spalte "Anzahl Werte" in Tabelle 3.13 und sich dadurch Ausreißer wesentlich stärker auswirken. Über 90% des Messzeitraumes war die Windgeschwindigkeit unter 9,3 m/s (siehe Abbildung 3.5). Zusätzlich ist die Regelung der Blattverstellung bei höheren

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

Windgeschwindigkeiten wesentlich komplexer, wodurch es leichter zu Strömungsabrissen kommen kann und daher die Leistungsausbeute sich verschlechtern kann. Des Weiteren kann es auch aufgrund von kurzen Windstößen dazu kommen, dass innerhalb eines Messintervalls die Windgeschwindigkeit von 25 m/s kurz überschritten wird und die Anlage sich kurz abschaltet. Dadurch würde sich das tatsächliche Leistungsmittel über den Messintervall verkleinern. Da allerdings 95 % des Jahresertrags in der unteren Hälfte des Betriebsbereiches, zwischen 2 m/s und 13,4 m/s (siehe Abbildung 3.9 bzw. Tabelle 3.14), generiert wird, haben diese Sprünge in der Kennlinie nur geringe Auswirkungen auf den Jahresertrag.

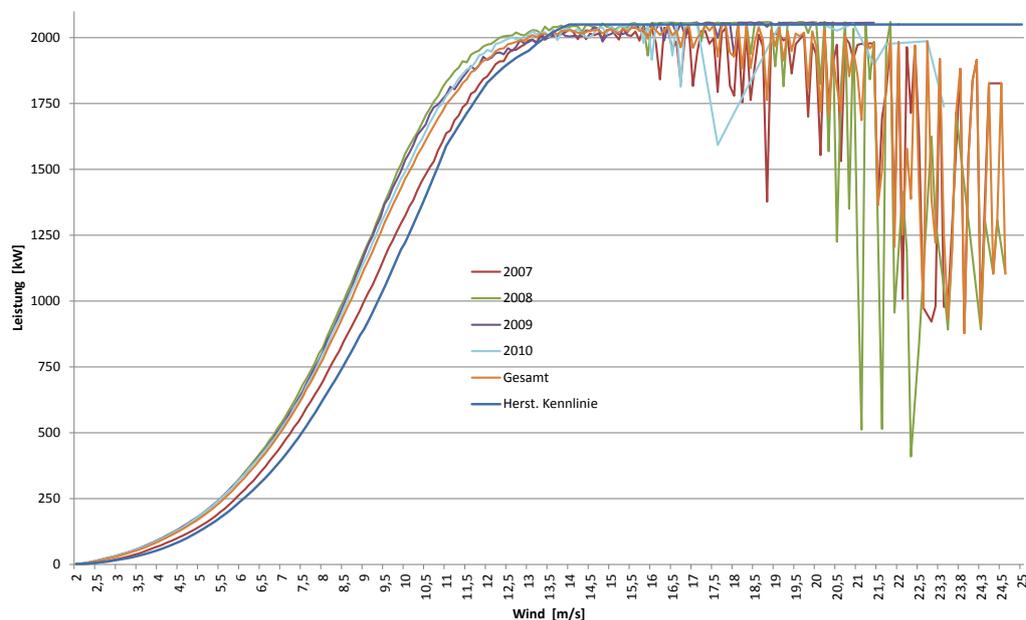


Abbildung 3.8: Leistungskennlinien des gesamten Windpark nach Jahren, Gänserndorf Nord

Fügt man die Kennlinien der einzelnen WKA zu einer gesamten "Parkleistungskennlinie" zusammen und schlüsselt sie nach Jahren auf, so erhält man Kennlinien wie in Abbildung 3.8. Die dazugehörigen Messwerte aus dem SCADA-System sind in Tabelle 3.13 aufgelistet.

Bei Betrachtung der Jahreserträge aus Tabelle 3.10, ist bereits ersichtlich, dass das Jahr 2007 für den damals herrschenden Wind im Vergleich zu den anderen Jahren eher schlecht ist. Der Grund dafür ist unter anderem die schlechtere Leistungskennlinie, siehe Abbildung 3.8. Diese ist laut Betriebsleiter der WKA darauf zurückzuführen, dass bei den WKA nach etwa einem Jahr Betriebszeit eine Anpassung der Leistungskennlinie vom Hersteller (Fa. Enercon)

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

vorgenommen wird. Die Herstellerfirma erfasst für jede WKA Daten, welche das individuelle Verhalten der Anlage beschreiben. Auf Grundlage dieser Daten wird dann die Leistungskennlinie angepasst und verbessert. Im Jahr 2007 wurde in der Nacht zur Schallreduktion auch die Leistung der WKA auf 1500 kW limitiert. Dies hat mit Sicherheit auch dazu geführt, dass die Leistungskennlinie vorallem bei Windgeschwindigkeiten über 10 m/s schlechter war als in den Folgejahren.

Zum Vergleich ist in der Abbildung zusätzlich in blau die Leistungskennlinie laut Hersteller enthalten. Aus Berechnungen lässt sich feststellen, dass die Gesamtkennlinie des Parks ca. 17% über der Herstellerkennlinie liegen würde. Die Richtigkeit dieser Aussage ist allerdings aufgrund der verfälschten Windmessungen der WKA infrage zu stellen.

Die Tabelle 3.13 beinhaltet die Werte auf denen die Leistungskennlinien für die Abbildung 3.7 und 3.8 basieren.

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

Wind [m/s]	Alle WKA				2007 - 2010					Gesamt [kW]	Anzahl Werte zu 10 min
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	WKA_1 [kW]	WKA_2 [kW]	WKA_3 [kW]	WKA_4 [kW]	WKA_5 [kW]		
2,0	1,9	2,4	2,2	2,3	2,1	2,4	2,4	2,3	2,3	2,295	5915
2,5	6,8	14,2	15,2	15,4	12,7	13,0	14,2	13,0	12,8	13,166	13842
3,0	21,0	33,7	34,7	34,8	29,6	31,9	33,2	31,4	30,0	31,212	11567
3,5	41,2	59,1	60,1	59,5	53,1	55,7	58,5	55,4	53,2	55,249	12518
4,0	69,9	93,3	94,2	92,5	84,7	87,3	93,1	87,3	85,2	87,513	12813
4,5	103,5	134,1	135,7	132,7	122,1	127,1	133,4	126,7	124,1	126,755	12926
5,0	143,9	183,9	186,5	185,4	170,7	178,3	182,7	174,1	169,0	175,051	12821
5,5	198,7	249,0	249,5	248,1	230,3	239,4	246,9	232,6	230,2	235,996	13346
6,0	270,0	330,9	328,7	326,7	305,5	318,6	326,0	311,7	306,0	313,543	12846
6,5	353,9	427,5	420,5	415,6	392,4	410,7	420,5	400,1	393,5	403,734	11976
7,0	453,8	540,0	526,7	520,0	494,8	518,1	533,6	500,3	495,0	508,477	11112
7,5	566,9	680,1	654,9	643,8	620,4	644,6	662,2	628,7	617,3	634,247	10312
8,0	695,3	824,1	807,3	800,6	761,9	788,9	817,6	773,9	758,0	779,129	8644
8,5	844,9	999,7	983,6	967,6	928,6	958,6	983,7	939,5	918,1	945,11	7065
9,0	998,6	1186,0	1173,7	1148,4	1097,3	1139,0	1158,9	1115,2	1095,5	1120,495	5555
9,5	1166,7	1375,4	1369,8	1326,1	1265,8	1320,7	1342,2	1297,0	1272,1	1298,526	4291
10,0	1324,0	1560,4	1535,3	1491,8	1444,9	1490,3	1499,7	1461,8	1436,3	1464,613	3370
10,5	1481,1	1705,7	1671,0	1644,6	1588,5	1634,9	1641,2	1604,0	1588,4	1610,183	2825
11,0	1637,5	1832,9	1783,6	1778,1	1716,4	1776,7	1773,6	1741,1	1727,4	1746,637	2361
11,5	1750,3	1906,4	1869,0	1879,6	1831,3	1870,1	1868,6	1837,6	1814,3	1842,178	2080
12,0	1853,5	1973,3	1916,2	1953,2	1905,4	1922,8	1936,9	1933,1	1904,8	1919,234	1771
12,5	1940,4	2007,6	1960,3	1995,3	1966,0	1988,9	1982,5	1985,3	1959,9	1975,133	1390
13,0	1990,0	2020,8	1983,6	2011,7	1992,3	2014,3	1991,8	2015,2	1999,5	2002,097	1011
13,5	2003,8	2027,5	2000,8	2002,7	2019,8	2017,6	1982,9	2016,8	2005,1	2009,119	749
14,0	2032,3	2041,1	2004,6	2032,1	2029,9	2042,0	1998,6	2036,6	2033,6	2028,679	548
14,5	2015,3	2046,0	2025,3	1999,8	2041,5	2031,1	2019,2	2024,9	2014,9	2026,792	355
15,0	2034,1	2043,4	2013,3	2048,7	2031,7	2034,0	2028,5	2043,7	2029,1	2033,239	234
15,5	2006,9	2054,2	2041,0	2049,3	2003,9	2042,1	2029,9	2051,5	2055,3	2035,959	146
16,0	2032,6	2056,6	2053,4	1916,3	2054,8	2042,9	2018,8	2037,8	2044,0	2039,542	96
16,5	1957,7	2057,2	2053,8	1931,8	1914,3	2044,0	2034,5	1961,6	2054,4	2008,242	66
17,0	1816,9	2055,9	2054,2	2052,7	1643,1	2049,5	2048,0	2034,7	2049,4	1960,625	48
17,5	1997,4	2053,3	2054,9	-	2034,2	2045,0	2057,9	2045,2	2056,0	2045,829	35
18,0	1779,6	2056,9	1931,8	-	2037,7	1615,3	2043,0	2058,0	2059,7	1927,636	22
18,5	1889,5	2051,4	2055,3	-	2023,8	1827,5	2042,0	2020,5	2057,0	1982,043	23
19,0	2014,6	1891,2	2049,0	-	2043,4	2073,0	1812,6	2040,0	-	1967,533	15
19,5	1976,4	2056,2	2055,5	2050	1978,0	1997,3	1979,0	2025,0	2058,3	2016,214	14
20,0	1935,1	2059,0	2052,0	2048	1883,3	1974,5	2039,7	2021,5	-	1967,636	11
20,5	1973,6	1225,3	2055,0	2027,0	1497,3	1972,0	1987,8	2003,5	1576,5	1811,308	13
21,0	1972,5	1168,0	-	2023,5	1964,5	1571,0	1975,0	1982,0	2054	1857,571	7
21,5	1365,0	1985	2057	1898	1972,0	-	1061,5	-	-	1365	4
22,0	1982,7	-	-	-	-	-	1977,0	1985,5	1479	1982,667	3
22,5	1621,7	837,0	-	-	1913	837	1476	-	-	1425,5	4
23,0	980,0	1300,7	-	-	816	1350	1900	-	1307	1220,5	4
23,5	980	892,0	-	1739	980	-	-	892	-	936	3
24,0	1545	-	-	-	-	-	1545	-	-	1545	1
24,5	1827	-	-	-	-	-	1827	-	1307	1567	2

Tabelle 3.13: Leistungskennlinien Gänserndorf

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

Die in der Spalte "Wind" aufgelisteten Windgeschwindigkeiten entsprechen dem Betriebsbereich der WKA. Die dazugehörigen Leistungen sind die Mittelwerte aller Leistungen zur jeweiligen Windgeschwindigkeit aus den SCADA-Daten. Zur Mittelwertbildung wurden jene Einträge im SCADA-System berücksichtigt, die keinen ERROR-Eintrag haben und die Leistung größer 0 kW ist. Sollte zu einer Windgeschwindigkeit kein Leistungswert vorhanden sein, so wurde das Feld leer gelassen. Dies ist vor allem bei höheren Windgeschwindigkeiten, als 17 m/s, häufiger der Fall. In der Spalte "Anzahl Werte" ist jeweils die Anzahl der Messwerte eingetragen, die zur Bildung der Leistungswerte herangezogen wurden.

Durch Aufkumulieren der Leistungsanteile zu den jeweiligen Windgeschwindigkeiten, bezogen auf die Gesamtleistung, erhält man die Kurve wie in Abbildung 3.9 bzw. Tabelle 3.14 abgebildet.

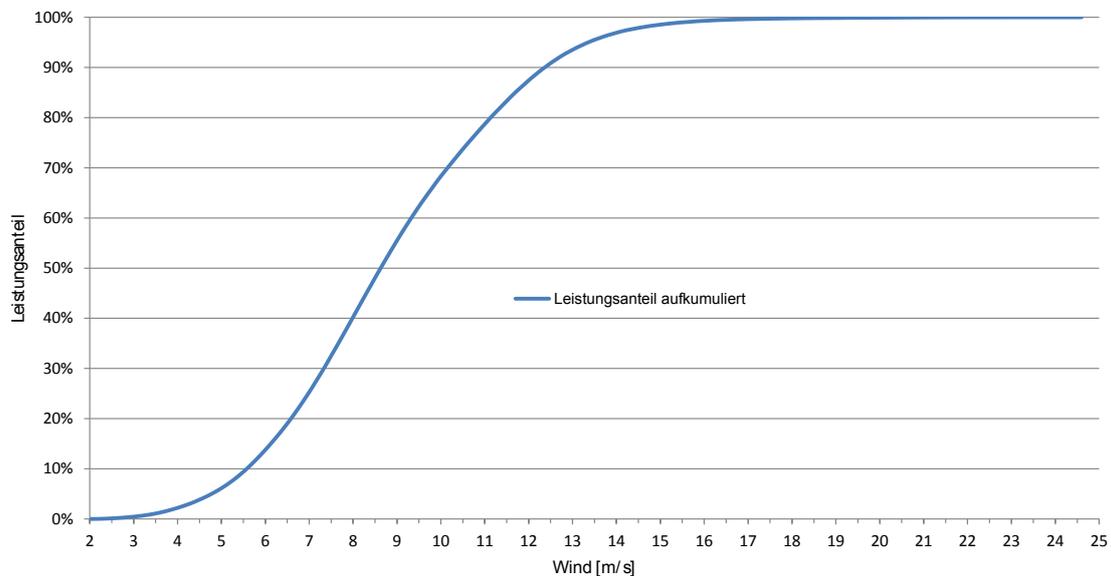


Abbildung 3.9: Leistungsverteilung (ABC-Analyse Leistung), Gänserndorf Nord

Herangezogen wurden für diese Messung, wie auch schon bei den Leistungskennlinien, sämtliche SCADA-Daten in den Jahren 2007-2010 im Betriebsbereich 2 m/s bis 25 m/s bei denen kein Error vorhanden und die Leistung größer 0 war.

kumulierte Leistung / Gesamtleistung [%]	Windgeschwindigkeit [m/s]
10%	5,6
20%	6,6
40%	8,0
60%	9,3
80%	11,1
90%	12,4
95%	13,4
99,99%	22,4

Tabelle 3.14: Anteile der Windstundenverteilung, Gänserndorf Nord

3.2.6 Elektrische Übertragungsverluste

In jeder WKA und an der Umspannstation sind Leistungszähler die mittels ZFA ausgelesen werden. Dadurch ist es möglich die Übertragungsverluste von den WKA bis zum Übergabepunkt an den Netzbetreiber festzustellen. Die Messgenauigkeit dieser Zähler mit Genauigkeitsklasse 1 (1%) ist sehr hoch, da diese auch für die Abrechnung mit dem Netzbetreiber verwendet werden.

Jahr	Summe Einzelzähler [kWh]	Gesamt [kWh]	Ges / Einzel [%]	Verluste Absolut [kWh]
2007	17.842.657	17.880.740	100,21%	-38.083,00
2008	18.307.263	18.162.705	99,21%	144.558,00
2009	16.383.712	16.249.245	99,18%	134.467,00
2010	17.755.685	17.619.530	99,23%	136.155,00
2011	10.781.335	10.705.010	99,29%	76.325,00
GES	85.125.865	84.812.080	99,63%	313.785,00
GES ab 2008	63.227.998	62.736.490	99,22%	491.508,00

Tabelle 3.15: Übertragungsverluste ermittelt durch ZFA-Werte, Gänserndorf Nord

Die Spalte "Summe Einzelzähler" in der Tabelle 3.15 ist die Summe der Jahreserträge der fünf Zähler in den WKA. In der Spalte "Gesamt" ist der Jahresertrag laut Zähler in der Umspannstation eingetragen, also der Jahresertrag des gesamten Windparks. Setzt man diese beiden Werte wie in Formel 3.2 ins Verhältnis erhält man die Spalte "Ges / Einzel".

$$Ges/Einzel = \left(\frac{Gesamt}{Summe\ Einzelzähler} \right) * 100 \quad [\%] \quad (3.2)$$

Das Ergebnis sagt aus, wie viel Prozent des produzierten Jahresertrags der WKA ins Stromnetz eingespeist wird. In der Spalte "Verluste Absolut" ist die Differenz zwischen der Summe

3. Analyse Windpark Gänserndorf Nord

der Einzelzähler und des Gesamtzählers eingetragen. Im Jahr 2007 wurden mit 100,21% mehr Leistung ins Netz eingespeist als überhaupt produziert - dies ist nicht möglich. Der Grund für diesen Messfehler ist leider nicht bekannt. Für das Jahr 2010 wurde nur der Zeitraum Jänner bis Ende August betrachtet, da nicht mehr Messwerte vorhanden waren.

Zieht man von 100% die Spalte "Ges / Einzel" ab, so erhält man die Übertragungsverluste in Prozent. Ohne dem Jahr 2007 sind dies 0,78% oder 491.508 kWh.

4 Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

4.1 Gegebenheiten Windpark

4.1.1 Topologie

Der Windpark Obritzberg Statzendorf liegt wenige Kilometer nördlich von Sankt Pölten. Er besteht aus drei Teilwindparks: Schauerberg (SB) mit zwei WKA, Hoher Kölbling (HK) mit sechs WKA und Kleinhain (KH) mit fünf WKA; ein Lageplan ist in Abbildung 4.1 zu sehen. Alle 13 WKA sind vom Type Enercon E70-4 mit einer Nabenhöhe von 85 m und einer Nennleistung von 2000 kW. Die erzeugte Leistung der drei Teilwindparks wird am Umspannwerk Zagging zusammengefasst und dort ins Stromnetz eingespeist. [6]

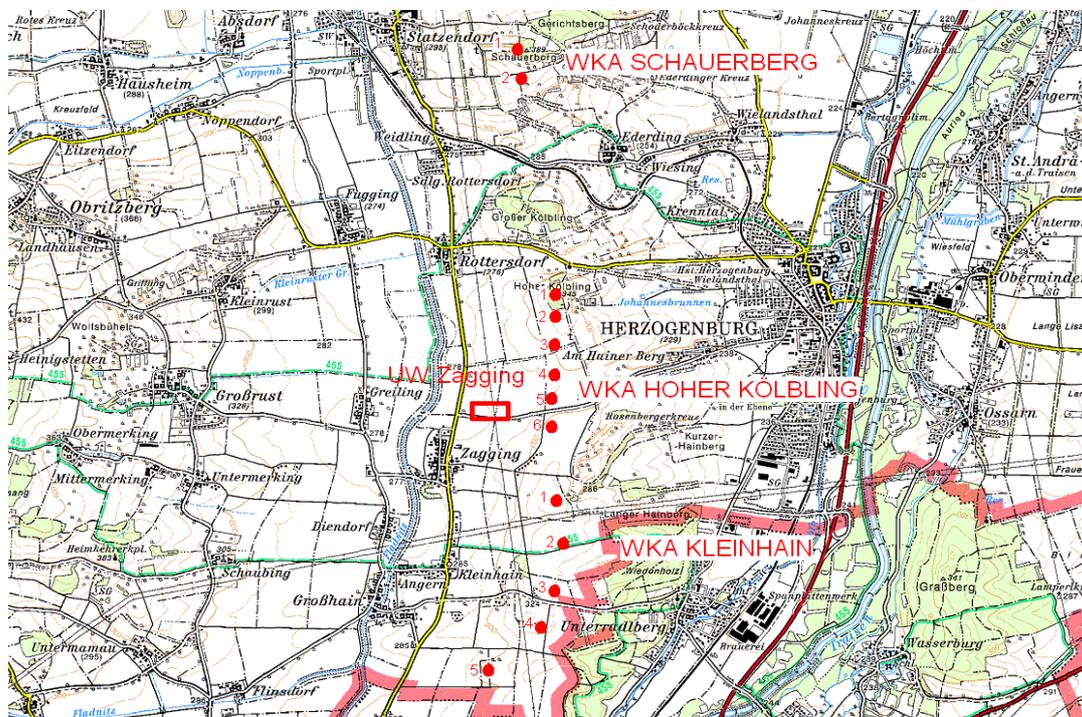


Abbildung 4.1: Übersichtsplan, Obritzberg Statzendorf; Quelle [4]

Der Teilwindpark Hoher Kölbling ging mit Ende April 2006 in Betrieb, die WKA im Teilpark

Schauerberg haben mit Ende Mai 2006 ihren Betrieb aufgenommen. Im Teilpark Kleinhain gingen die WKA 1, 2 und 5 mit Ende Juni 2006 in Betrieb, die WKA 3 und 4 erst mit Mitte November 2007. Alle 13 WKA des Windpark Obritzberg Statzendorf sind somit seit November 2007 in Betrieb.

4.1.2 Windgutachten

Leider stand für diese Arbeit kein komplettes Windgutachten für diesen Windpark zur Verfügung. Die einzigen Unterlagen auf die zurückgegriffen werden konnte, waren die Ertragskalkulation und die dazugehörigen Kurzberichte aus den Windgutachten.

4.1.2.1 Winddaten laut Gutachten

Für dieses Kapitel standen leider keine Informationen zur Verfügung

4.1.2.2 Errechneter Soll-Ertrag des Windparks

Auf Grundlage von einer, oder mehreren Wetterstationen in der Umgebung des Windparks wurde ein Windmittel zu den WKA errechnet. Dieses Windmittel bezieht sich auf die genaue Position und die Nabenhöhe der jeweiligen WKA.

Zur Berechnung der möglichen Jahreserträge der WKA wird auf Grundlage dieses Windmittels eine Weibullverteilung ermittelt, die eine Annäherung an die zu erwartende reale Windverteilung ist. Diese wird dann mit der Herstellerleistungskennlinie (Siehe Leistungskennlinie des Herstellers in Kapitel 2.3) der WKA multipliziert, daraus ergibt sich der Jahresertrag. Dieser Jahresertrag ist bei 100 % technischer Verfügbarkeit aller WKA zu erwarten.

SB WKA	Windmittel [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k [-]	Abschattung [%]	Jahresertrag [kWh/a]
1	6,675	7,493	1,744	-0,36	4.868.300
2	6,492	7,283	1,723	-1,35	4.616.100
Mittelwert	6,584	7,388	1,734	-0,84	4.742.200
Gesamtertrag:					9.484.400

Tabelle 4.1: Soll-Windverteilung und Soll-Jahresertrag, Schauerberg; Quelle [4]

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

HK WKA	Windmittel [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k [-]	Abschattung [%]	Jahresertrag [kWh/a]
1	6,679	7,498	1,746	-0,61	4.891.200
2	6,444	7,228	1,721	-2,43	4.560.700
3	6,228	6,987	1,726	-1,98	4.251.300
4	6,121	6,866	1,723	-2,24	4.101.100
5	6,102	6,848	1,732	-1,98	4.072.900
6	6,204	6,964	1,741	-1,57	4.218.700
Mittelwert	6,296	7,065	1,732	-1,78	4.349.317
Gesamtertrag:					26.095.900

Tabelle 4.2: Soll-Windverteilung und Soll-Jahresertrag, Hoher Kölbling; Quelle [4]

KH WKA	Windmittel [m/s]	Weibull A [m/s]	Weibull k [-]	Abschattung [%]	Jahresertrag [kWh/a]
1	6,428	7,215	1,740	-0,66	4.410.900
2	6,371	7,152	1,743	-1,46	4.335.300
3	6,316	7,085	1,724	-3,08	4.254.000
4	6,298	7,063	1,717	-4,15	4.231.800
5	6,269	7,036	1,736	-1,69	4.200.400
Mittelwert	6,336	7,110	1,732	-2,21	4.286.480
Gesamtertrag:					21.432.400

Tabelle 4.3: Soll-Windverteilung und Soll-Jahresertrag, Kleinhain; Quelle [4]

Das Jahreswindmittel ist in den Tabellen 4.1, 4.2 und 4.3 jeweils in der Spalte "Windmittel" eingetragen. Die jeweiligen Weibull-Faktoren sind in den Spalten "Weibull A" und Weibull k" aufgelistet. In der Spalte "Jahresertrag" ist der zu erwartende Ertrag der einzelnen WKA und in der Zeile Gesamtertrag, der Gesamtjahresertrag der Teilparks zu finden. Dieser Gesamtjahresertrag dient als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Windparks.

4.1.3 Ertragsrechnung

Auf Basis der Jahreserträge aus Tabellen 4.1, 4.2 und 4.3, wurde für den Windpark Obritzberg Statzendorf vom Betreiber eine Wirtschaftlichkeitsrechnung durchgeführt. Diese hat den Zweck, die Rentabilität des Windparks abschätzen zu können. In der ursprünglichen Berech-

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

nung wurden die Teilparks Schauerberg und Hoher Kölbling zusammengefasst, Kleinhain wurde separat betrachtet, da dieser Teilpark erst Ende 2007 vollständig in Betrieb ging.

	Anteil des Jahresertrages [%]	Jahresertrag lt. Gutachten [kWh/a]	WR Betreiber [kWh/a]
Ertrag laut Gutachten	100%	57.012.700	52.718.268
geschätzter Ertrag/Windpark	1.-5. Jahr 98%	55.872.446	51.663.902
	6.-15. Jahr 96%	54.162.065	50.609.537

Tabelle 4.4: Wirtschaftlichkeitsrechnung, Obritzberg Statzendorf GESAMT Quelle [4]

	Anteil des Jahresertrages [%]	Jahresertrag lt. Gutachten [kWh/a]	WR Betreiber [kWh/a]
Ertrag laut Gutachten	100%	35.580.300	33.430.028
geschätzter Ertrag/Windpark	1.-5. Jahr 98%	34.868.694	32.761.427
	6.-15. Jahr 95%	33.801.285	31.758.526

Tabelle 4.5: Wirtschaftlichkeitsrechnung, Hoher Kölbling, Schauerberg Quelle [4]

	Anteil des Jahresertrages [%]	Jahresertrag lt. Gutachten [kWh/a]	WR Betreiber [kWh/a]
Ertrag laut Gutachten	100%	21.432.400	19.288.240
geschätzter Ertrag/Windpark	1.-5. Jahr 98%	21.003.752	18.902.475
	6.-15. Jahr 95%	20.360.780	17.957.351

Tabelle 4.6: Wirtschaftlichkeitsrechnung, Kleinhain Quelle [4]

Tabelle 4.4 enthält die Ertragsrechnung des gesamten Windparks Obritzberg Statzendorf, Tabelle 4.5 die Teilparks Schauerberg und Hoher Kölbling und in Tabelle 4.6 ist Kalkulation für Teilpark Kleinhain abgebildet.

Die Spalte "Anteil des Jahresertrages" beinhaltet den jeweiligen Faktor mit dem der Jahresertrag multipliziert wird. In den ersten fünf Jahren wird in der Wirtschaftlichkeitsrechnung

davon ausgegangen, dass die WKA 98% und ab dem sechsten bis zum 15. Jahr 95% des prognostizierten Jahresertrags liefern.

In der Spalte "Jahresertrag lt. Gutachten" sind die Jahreserträge verwendet worden, die laut Gutachten, Tabelle 4.1, 4.2 und 4.3 errechnet wurden. Diese Werte werden auch für die weiteren Betrachtungen in dieser Arbeit herangezogen. Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung die vom Betreiber zur Verfügung gestellt wurde, wurden andere Jahreserträge verwendet als im Gutachten errechnet worden sind. Der Grund dafür konnte im nach hinein leider nicht mehr festgestellt werden. Diese Werte sind in Spalte "WR Betreiber" in Tabellen 4.4, 4.5 und 4.6 eingetragen.

4.2 Auswertung SCADA- und ZFA-Daten

4.2.1 Windgegebenheiten

Windmittel

Aus dem SCADA-System liegen vollständige Daten von der Inbetriebnahme des Windparks 2006 bis zum 29.06.2010 vor. Auf Grundlage dieser SCADA-Daten wurde der Windmittelwert für die einzelnen WKA errechnet. Verwendet wurden dafür alle Einträge im SCADA-System bei denen kein ERROR eingetragen war. Als Beobachtungszeitraum für den Windmittelwert wurde der 01.01.2007 bis zum 29.06.2010 herangezogen.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

WKA	Windmittel ohne Error Einträge					
	2007	2008	2009	2010	2007-2010	lt. Gutachten
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]
SB_1	6,181	5,375	5,161	5,177	5,516	6,675
SB_2	5,852	5,210	5,039	5,044	5,321	6,492
Mittelwert	6,016	5,292	5,100	5,110	5,4185	6,584

(a) Schauerberg

WKA	Windmittel ohne Error Einträge					
	2007	2008	2009	2010	2007-2010	lt. Gutachten
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]
1	6,153	5,56	5,385	5,333	5,648	6,679
2	5,987	5,421	5,233	5,21	5,500	6,444
3	5,965	5,362	5,094	5,064	5,416	6,228
4	5,861	5,313	5,115	5,055	5,377	6,121
5	5,729	5,199	5,027	5,025	5,277	6,102
6	5,979	5,418	5,23	5,163	5,489	6,204
Mittelwert	5,946	5,379	5,181	5,142	5,451	6,296

(b) Hoher Kölbling

WKA	Windmittel ohne Error Einträge					
	2007	2008	2009	2010	2007-2010	lt. Gutachten
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]
1	6,393	5,790	5,564	5,488	5,853	6,428
2	6,501	5,820	5,647	5,546	5,926	6,371
3	–	5,709	5,538	5,511	5,598	6,316
4	–	5,853	5,613	5,588	5,682	6,298
5	6,413	5,689	5,482	5,437	5,8	6,269
Mittelwert	6,001	5,772	5,568	5,514	5,772	6,336

(c) Kleinhain

Tabelle 4.7: Windmittelwerte, Obritzberg Statzendorf

Die Windmittel in den Tabellen 4.7a, 4.7b und 4.7c sind nach den einzelnen WKA Jahresweise aufgeschlüsselt. In der Spalte "2007-2010" ist das Windmittel über den Beobachtungszeitraum eingetragen. Die Spalte "lt. Gutachten" beinhaltet die Windmittel, die laut dem Gutachten Tabelle 4.1, 4.2 und 4.3 errechnet wurden. Beim Teilwindpark Kleinhain, Tabelle 4.7c, sind im Jahr 2007 bei den WKA 3 und 4 keine Windmittelwerte eingetragen, da diese beiden WKA erst im November in Betrieb gegangen sind.

Generell ist die Richtigkeit der Windmittel in Frage zu stellen, da das Anemometer, das die Windgeschwindigkeit misst, hinter den Rotorblättern auf der Gondel angebracht ist und somit die Messung verfälscht wird, siehe dazu auch Kapitel 2.3.2.

Windrichtungsverteilung

Da Gebäude, Landschaftserhebungen und andere WKA in der Umgebung den Wind abschwächen können, spricht man von einer sogenannten Windverschattung. Daher ist es sinnvoll, vor Errichtung eines Windparks zu wissen, aus welcher Himmelsrichtung vermehrt mit Wind zu rechnen ist. Hierfür wird vom Gutachter aus umliegenden Wetterstationen eine Windrichtungsverteilung errechnet, um den Windpark optimal anordnen zu können. Diese Windrichtungsverteilung gibt an, wie viel Prozent eines Jahres der Wind aus welcher Richtung zu erwarten ist. Leider stand für diese Analyse die Windrichtungsverteilung aus dem Gutachten nicht zur Verfügung.

Da das SCADA-System die Ausrichtung der Gondel in Grad aufzeichnet, ist es möglich eine IST-Windrichtungsverteilung zu errechnen.

Sektoren von° - bis°	0° 345-14	30° 15-44	60° 45-74	90° 75-104	120° 105-134	150° 135-164	180° 165-194	210° 195-224	240° 225-254	270° 255-284	300° 285-314	330° 315-344
aus SCADA	5,44%	8,27%	9,93%	6,80%	3,19%	1,37%	1,55%	4,04%	21,25%	27,01%	6,19%	4,96%
SCADA 2 - 25 m/s	5,10%	8,24%	10,02%	6,59%	2,84%	0,94%	1,13%	3,80%	22,86%	27,48%	6,19%	4,82%

(a) Windrichtungsverteilung, Schauerberg

Sektoren von° - bis°	0° 345-14	30° 15-44	60° 45-74	90° 75-104	120° 105-134	150° 135-164	180° 165-194	210° 195-224	240° 225-254	270° 255-284	300° 285-314	330° 315-344
aus SCADA	4,63%	12,9%	8,69%	5,16%	2,17%	0,88%	1,23%	10,82%	28,82%	16,84%	4,58%	3,25%
SCADA 2 - 25 m/s	4,19%	13,2%	8,50%	4,86%	1,83%	0,54%	0,88%	11,37%	31,39%	15,98%	4,39%	2,88%

(b) Hoher Kölbling

Sektoren von° - bis°	0° 345-14	30° 15-44	60° 45-74	90° 75-104	120° 105-134	150° 135-164	180° 165-194	210° 195-224	240° 225-254	270° 255-284	300° 285-314	330° 315-344
aus SCADA	5,99%	12,60%	8,43%	4,81%	2,09%	0,97%	1,21%	9,60%	32,42%	15,19%	3,55%	3,13%
SCADA 2 - 25 m/s	5,14%	12,74%	8,33%	4,60%	1,84%	0,63%	0,82%	9,99%	35,25%	14,45%	3,36%	2,83%

(c) Kleinhain

Tabelle 4.8: Windrichtungsverteilung Einzelaufstellung, Obritzberg Statzendorf

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Sektoren von° - bis°	0° 345-14	30° 15-44	60° 45-74	90° 75-104	120° 105-134	150° 135-164	180° 165-194	210° 195-224	240° 225-254	270° 255-284	300° 285-314	330° 315-344
aus SCADA	5,23%	12,02%	8,81%	5,32%	2,32%	0,99%	1,28%	9,25%	28,75%	18,01%	4,50%	3,50%
SCADA 2 - 25 m/s	4,67%	12,19%	8,70%	5,07%	2,01%	0,64%	0,90%	9,60%	31,24%	17,43%	4,35%	3,19%

Tabelle 4.9: Windrichtungsverteilung gesamter Park, Obritzberg Statzendorf

Für die Windrichtungsverteilung wird der Horizont in 12 Sektoren zu je 30° unterteilt, siehe Zeile "Sektoren" in den Tabellen 4.8 und 4.9. Die genauen Bereiche des jeweiligen Sektors sind in der zweiten Zeile "von° - bis°" eingetragen. In der Zeile "aus SCADA" wurden alle Werte aus dem Zeitraum 01.01.2007 bis 29.06.2010 ausgewertet. Für die Zeile "SCADA 2 m/s-25 m/s" wurden nur SCADA-Einträge betrachtet, die im Betriebsbereich der WKA lagen. Beim Vergleich dieser beiden Spalten ist erkennbar, dass die Unterschiede sehr gering sind.

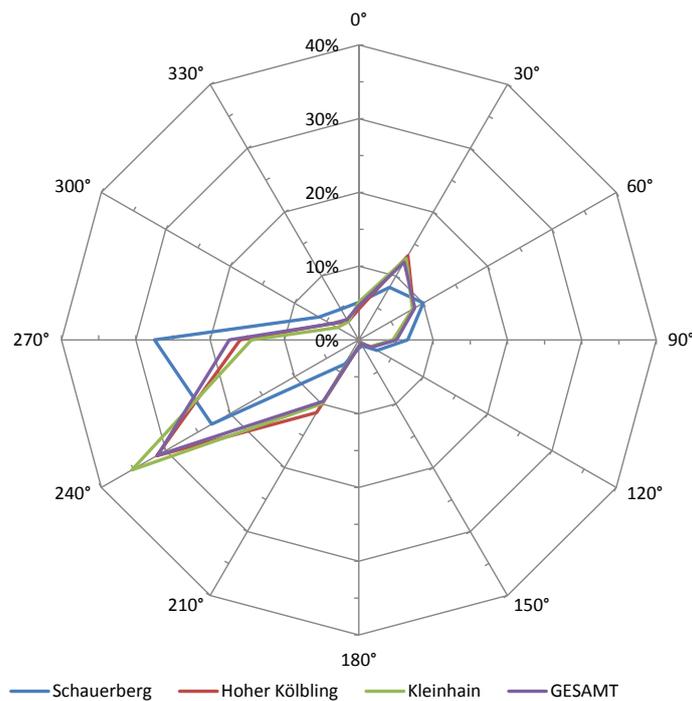


Abbildung 4.2: Windrichtungsverteilung, Obritzberg Statzendorf

In Abbildung 4.2 sind die Windrichtungsverteilungen graphisch dargestellt. Der blaue Verlauf stellt den Teilpark Schauerberg (Tabelle 4.8a) dar, rot ist der Teilpark Hoher Kölbling (Tabelle 4.8b), grün der Teilpark Kleinhain (Tabelle 4.8c). Der lila Verlauf ist die Windrichtungsverteilung des Gesamten Windparks Obritzberg Statzendorf (Tabelle 4.9).

Generell ist festzustellen, dass bei allen Teilparks der Wind knapp 50 % des betrachteten Zeitraums aus den beiden Sektoren 240° und 270° kommt. Bei der Betrachtung der Teilparks ist auffällig, dass für den Teilpark Schauerberg die Hauptwindrichtung bei 270° liegt, bei den Teilparks Hoher Kölbling und Kleinhain bei 240°, obwohl die Teilparks nahe beieinander liegen.

Diese Hauptwindrichtung ist gerade für die Ausrichtung des Teilpark Kleinhain, (siehe Tabelle 4.1), nicht optimal. Hier kommt es vermutlich zu einer leichten Windabschattung durch die WKA 5 gegenüber der WKA 4.

IST-Windverteilung/ Weibullverteilung

Zur Ermittlung des theoretisch möglichen Jahresertrags wird vom Gutachter eine, der realen Windverteilung möglichst genau nachempfundene, Weibullverteilung errechnet. Als Grundlage für die Berechnung werden Daten aus Wetterstationen in der Nähe des Windparks genommen. Die Windverteilung ist normiert auf ein Jahr und sagt aus, wie viele Stunden eine bestimmte Geschwindigkeit zu erwarten ist.

Um dann den Jahresertrag zu errechnen, werden die Windstunden mit dem zugehörigen Leistungswert aus der Herstellerleistungskennlinie, (Siehe Leistungskennlinie des Herstellers in Kapitel 2.3), multipliziert und die Ergebnisse aufsummiert. Das Ergebnis dieser Berechnung ist der Tabelle 4.1, 4.2 und 4.3 Spalte "Jahresertrag lt. Gutachten" zu entnehmen.

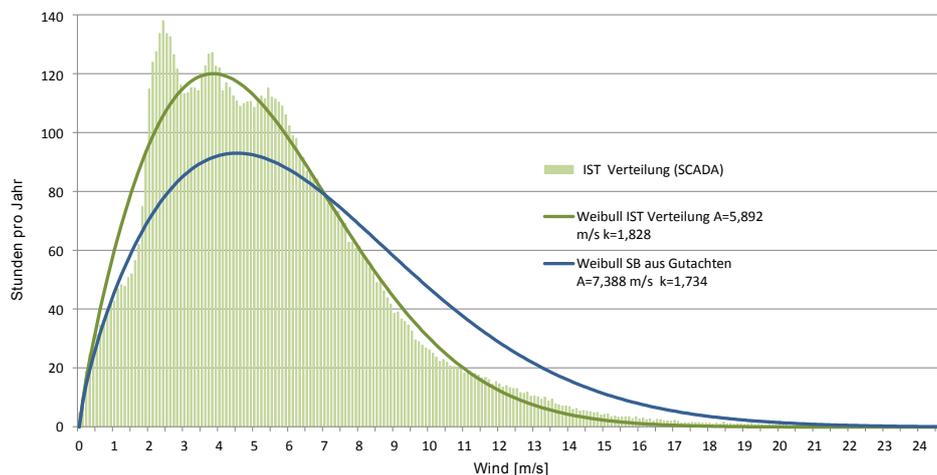


Abbildung 4.3: Windverteilung, Schauerberg

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

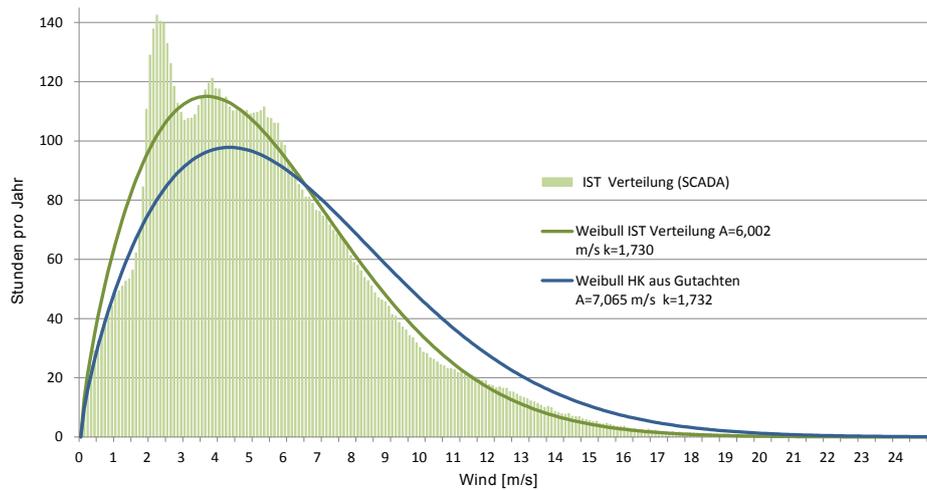


Abbildung 4.4: Windverteilung, Hoher Köbling

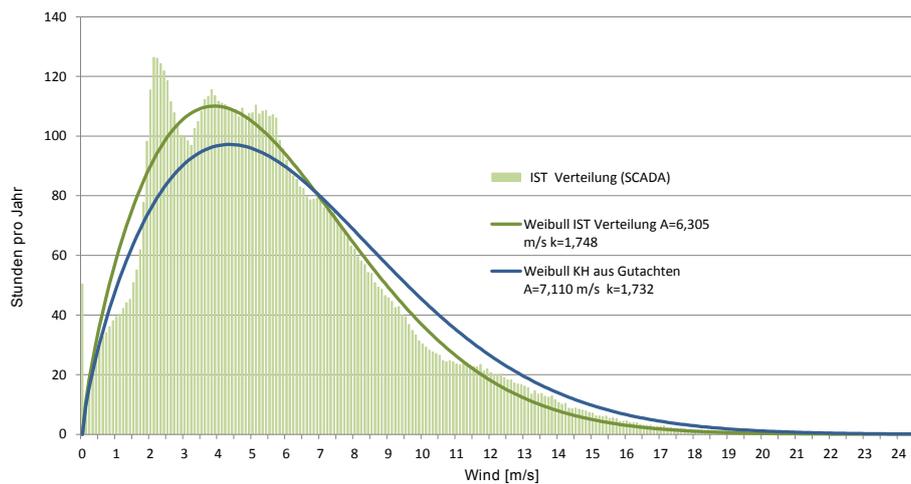


Abbildung 4.5: Windverteilung, Kleinhain

In den Abbildungen 4.3, 4.4 und 4.5 sind jeweils die Windverteilungen der drei Teilparks dargestellt. Die grünen Balken sind die tatsächlichen Windverteilungen der Teilparks. Verwendet wurden hierfür alle Einträge aus dem SCADA-System im Zeitraum von 01.01.2007 bis 29.06.2010. Diese Werte wurden dann auf ein Jahr (8760 Stunden) normiert. Die grüne Kurve ist eine Weibullverteilung, die der realen Windverteilung angenähert ist. Die blaue Kurve ist die Weibullverteilung, die vom Gutachter vor Inbetriebnahme ermittelt wurde, und entspricht den Werten Weibull A und Weibull k der Zeile "Mittelwert" in den Tabellen 4.1, 4.2 und 4.3.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Idealerweise sollte die Weibullverteilung des Gutachtens (blaue Kurve) die reale Windverteilung (grüne Balken) einhüllen, ähnlich der angenäherten IST-Weibullverteilung. Tatsächlich liegt die blaue Kurve bei niedrigen Windgeschwindigkeiten bis ca. 6 m/s unter und bei Windgeschwindigkeiten über 8 m/s über der realen Windverteilung. Diese Abweichung führt zu einem geringeren Jahresertrag, da die Leistung die im niedrigen Windgeschwindigkeiten mehr erzeugt wird, nicht die Unterproduktion bei höheren Windgeschwindigkeiten kompensiert. Der Grund dafür ist in der Form der Leistungskennlinie zu finden, siehe Kapitel 2.1 und 2.3.

Aufgrund der verfälschten Windgeschwindigkeitsmessung, durch die Beeinflussung der Messung des Anemometer durch die Rotorblättern, ist die Aussage dieses Kapitels eher qualitativ zu betrachten, siehe dazu auch Kapitel 2.3.2.

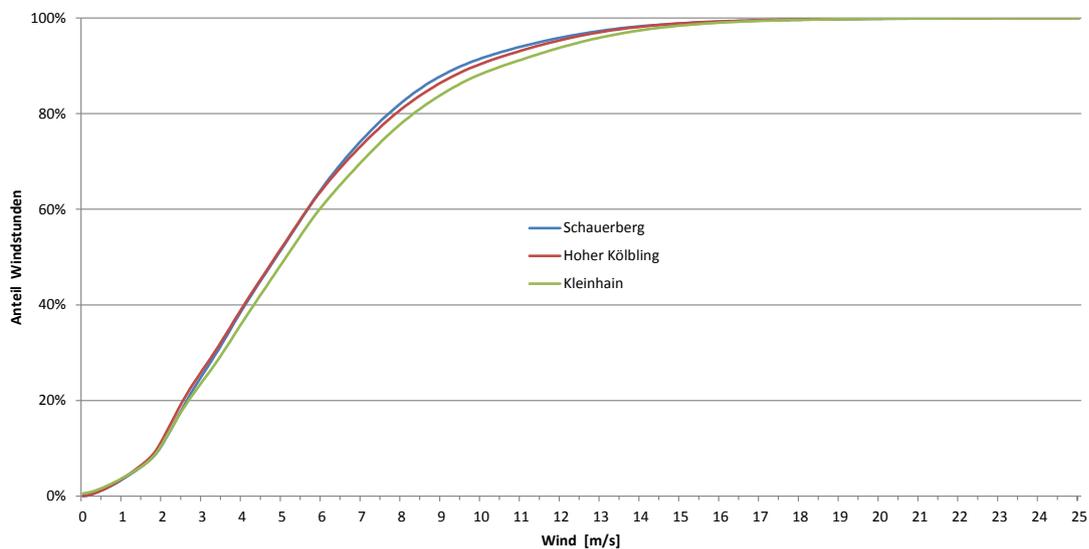


Abbildung 4.6: Kumulierte Windverteilung (ABC-Analyse Windverteilung), Obritzberg Statzendorf

Werden die Windstunden der jeweiligen Windgeschwindigkeiten auf die Gesamtzeit bezogen und dann aufkumuliert, erhält man die in Abbildung 4.6 dargestellte Verteilung. Durch diese Kurve lässt sich feststellen, wie lange der Wind unter einer gewissen Windgeschwindigkeit ist. So ist z.B. für die Teilparks Schauerberg und Hoher Kölbling 90% eines Jahres die Windgeschwindigkeit geringer als 10 m/s und für den Teilpark Kleinhain unter 10,6 m/s. In Tabelle 4.10 sind einige weitere Punkte zum Abbildung 4.6 aufgelistet.

kumulierte Windstunden / Gesamtzeitraum [%]	Windgeschwindigkeit		
	Schauerberg [m/s]	Hoher Kölbling [m/s]	Kleinhain [m/s]
10%	1,9	1,9	1,9
20%	2,6	2,5	2,6
40%	4,15	4,15	4,25
60%	5,65	5,65	5,95
80%	7,7	7,9	8,3
90%	8,5	9,9	10,55
95%	11,5	11,9	12,6
99,99%	24,1	24,1	24,4

Tabelle 4.10: Anteile der Windstundenverteilung, Obritzberg Statzendorf

4.2.2 Durchschnittsleistung

Zur Berechnung des Leistungsmittels der einzelnen WKA wurden aus den SCADA-Daten alle Werte berücksichtigt, die keinen Error-Eintrag haben. Die Leistungsmittel sind aufgeschlüsselt nach Teilpark, WKA und Jahren in Tabellen 4.11, 4.12 und 4.13 eingetragen.

WKA	Leistungsmittel ohne Error Einträge				
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	2007-2010 [kW]
1	446,355	389,257	370,444	349,782	394,63
2	428,824	374,498	356,803	345,029	380,808
Mittelwert	437,589	381,877	363,623	347,405	387,719

Tabelle 4.11: Leistungsmittel, Schauerberg

WKA	Leistungsmittel ohne Error Einträge				
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	2007-2010 [kW]
1	479,132	451,813	436,877	413,168	449,933
2	467,007	413,095	409,756	385,851	423,772
3	450,314	405,925	384,896	363,396	406,634
4	439,763	396,321	376,408	355,035	397,246
5	451,874	403,522	390,434	365,498	408,298
6	491,703	438,579	417,507	389,267	440,808
Mittelwert	463,299	418,209	402,646	378,703	421,115

Tabelle 4.12: Leistungsmittel, Hoher Köbling

WKA	Leistungsmittel ohne Error Einträge				
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	2007-2010 [kW]
1	529,605	475,751	463,148	436,438	481,829
2	534,465	477,225	467,579	441,276	485,747
3	444,47	463,591	467,32	437,382	459,047
4	375,808	482,486	474,604	445,134	467,694
5	534,42	461,166	454,553	419,619	474,179
Mittelwert	483,753	472,043	465,4408	435,969	473,699

Tabelle 4.13: Leistungsmittel, Kleinhain

Beim Vergleich des Leistungsmittels mit dem Windmittel in Tabelle 4.7 ist festzustellen, dass sich das Leistungsmittel verknüpft über die Leistungskennlinie wie das Windmittel verhält. Auch hier ist zu beachten, dass das Windmittel durch einen Messfehler zu niedrig ist. Dieser Vergleich ist im Jahr 2007 nur bedingt zulässig, da hier eine andere Leistungskennlinie als in den späteren Jahren angewendet wurde (mehr dazu in Kapitel 4.11, 4.12 und 4.13).

Die Leistungsmessung des SCADA-Systems erfolgt direkt am Generator. Nach dem Generator wird die Spannung gleichgerichtet und mittels eines Wechselrichters auf Netzfrequenz gebracht. An diesem Punkt wird die Leistung durch den Zähler des ZFA-System gemessen.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

WKA	2008-2010 [kW]	x 8.760 [kWh]	durchschnittlicher Jahresertrag lt. ZFA [kWh]	$\frac{\text{Leistungsmittel} \times 8760}{\text{Durschn. Jahresertrag ZFA}}$ [%]
1	369,828	3.239.690	3.260.755	99,35%
2	358,777	3.142.884	3.160.074	99,46%
Mittelwert	364,302	3.191.283	3.210.414	99,40%

Tabelle 4.14: Ertragsrechnung über Leistungsmittel, Schauerberg

WKA	2008-2010 [kW]	x 8.760 [kWh]	durchschnittlicher Jahresertrag lt. ZFA [kWh]	$\frac{\text{Leistungsmittel} \times 8760}{\text{Durschn. Jahresertrag ZFA}}$ [%]
1	433,953	3.801.425	3.805.258	99,90%
2	402,901	3.529.410	3.552.383	99,35%
3	384,739	3.370.314	3.367.078	100,10%
4	375,921	3.293.071	3.301.859	99,73%
5	386,485	3.385.606	3.377.706	100,23%
6	415,118	3.636.431	3.650.495	99,61%
Mittelwert	399,853	3.502.709	3.509.130	99,82%

Tabelle 4.15: Ertragsrechnung über Leistungsmittel, Hoher Kölbling

WKA	2008-2010 [kW]	x 8.760 [kWh]	durchschnittlicher Jahresertrag lt. ZFA [kWh]	$\frac{\text{Leistungsmittel} \times 8760}{\text{Durschn. Jahresertrag ZFA}}$ [%]
1	458,446	4.015.984	3.980.791	100,88%
2	462,027	4.047.354	4.052.950	99,86%
3	456,098	3.995.416	4.007.291	99,70%
4	467,408	4.094.494	4.119.775	99,39%
5	445,113	3.899.187	3.927.337	99,28%
Mittelwert	457,818	4.010.482	4.017.629	99,82%

Tabelle 4.16: Ertragsrechnung über Leistungsmittel, Kleinhain

Multipliziert man also das Leistungsmittel aus dem SCADA-System mit 8.760 Stunden (1 Jahr) so erhält man einen theoretischen Jahresertrag (siehe Tabellen 4.14, 4.15 und 4.16). Diese Jahresertrags Spalte "x8760" unterscheidet sich aufgrund der Verluste durch das Wechselrichten vom "durchschnittlichen Jahresertrag lt. ZFA". Auch die unterschiedlichen Messge-

nauigkeiten von SCADA-Leistungsmesser und vom ZFA-Zähler spielen hier eine Rolle. An sich wäre diese Methode in Kombination mit dem durchschnittlichen Windmittel eine sehr gute Möglichkeit zur Ertragskalkulation für Folgeprojekte mit gleichen WKA (Enercon E70-4), da man der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit ein Leistungsmittel zuordnen könnte und somit den Jahresertrag errechnen könnte. Aufgrund der Verfälschung der Windmessung ist von dieser Art der Ertragsrechnung aber abzuraten.

4.2.3 Jahresertrag SOLL/IST Gegenüberstellung

Vergleicht man den prognostizierten Jahresertrag mit dem tatsächlichen Jahresertrag laut den ZFA-Daten, lässt sich feststellen, dass der tatsächliche Jahresertrag geringer als der prognostizierte ist .

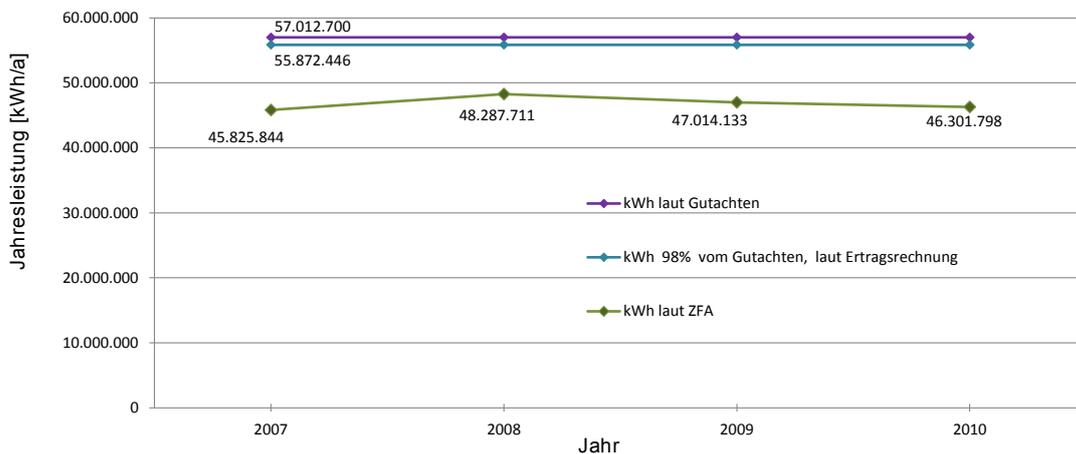


Abbildung 4.7: Soll/Ist-Gegenüberstellung, Obritzberg Statzendorf

Der prognostizierte Jahresertrag für den gesamten Windpark Obritzberg Statzendorf, lila Kurve in Abbildung 4.7, liegt bei 57.012.700 kWh pro Jahr. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung des Betreibers, Tabelle 4.4, wird angenommen, dass in den ersten fünf Jahren 98% dieses Jahresertrags erreicht werden, (siehe blaue Linie in Abbildung 4.7). Im Vergleich dazu liegt der tatsächliche Jahresertrag, grüne Kurve, mit durchschnittlich 46.857.372 kWh pro Jahr bei 82% der prognostizierten Jahresertrags. Eine jahresweise Aufstellung der Jahreserträge ist in Tabelle 4.17 dargestellt.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

	2007	2008	2009	2010	Mittelwert 2007-2010	lt. Gutachten
WKA	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]
SB_1	3.842.279	3.373.319	3.227.454	3.181.492	3.406.136	4.868.300
SB_2	3.674.404	3.242.699	3.107.067	3.130.456	3.288.657	4.616.100
SB_Mittelwert	3.758.341	3.308.009	3.167.260	3.155.974	3.347.396	4.742.200
HK_1	4.140.015	3.892.819	3.777.008	3.745.947	3.888.947	4.891.200
HK_2	3.819.550	3.580.590	3.569.700	3.506.857	3.619.174	4.560.700
HK_3	3.890.694	3.496.511	3.333.381	3.271.340	3.497.982	4.251.300
HK_4	3.823.478	3.426.129	3.277.318	3.202.128	3.432.263	4.101.100
HK_5	3.922.599	3.484.336	3.392.773	3.256.010	3.513.930	4.072.900
HK_6	4.262.779	3.782.810	3.628.861	3.539.812	3.803.566	4.218.700
HK_Mittelwert	3.976.519	3.610.533	3.496.507	3.420.349	3.625.977	4.349.317
KH_1	4.456.185	4.064.182	3.947.726	3.930.465	4.099.640	4.410.900
KH_2	4.561.250	4.122.787	4.028.011	4.008.049	4.180.024	4.335.300
KH_3	xx571.266xx	4.010.092	4.043.439	3.968.342	3.792.540	4.254.000
KH_4	xx295.163xx	4.173.641	4.119.994	4.065.690	4.007.291	4.231.800
KH_5	4.544.877	3.998.293	3.944.042	3.839.675	4.119.775	4.200.400
KH_Mittelwert	2.885.748	4.073.799	4.016.643	3.962.445	3.734.659	4.286.480
Jahresleistung	45.825.844	48.287.711	47.014.133	46.301.798	46.857.372	57.012.700

Tabelle 4.17: Jahreserträge 2007-2010, Obritzberg Statzendorf

Bezieht man die einzelnen Jahreserträge aus Tabelle 4.17 auf die prognostizierten Jahreserträge laut dem Gutachten, Spalte "lt. Gutachten", so erhält man den Prozentanteil des tatsächlichen Jahresertrags am prognostizierten Jahresertrag. Diese Prozentwerte sind für jede WKA in Tabelle 4.18 eingetragen. Da die WKA 3 und 4 des Teilparks Kleinhain erst mit Ende 2007 in Betrieb gegangen sind, wurden diese Einträge für die Mittelwerte Spalte "Mittelwert 2007-2010" in Tabelle 4.17 und 4.18 nicht verwendet, sondern nur die Jahre 2008-2010. Die nicht berücksichtigten Einträge wurden in den Tabellen mit xx vor dem Wert und xx nach dem Wert markiert .

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

	2007	2008	2009	2010	Mittelwert 2007-2010
WKA	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]
SB_1	78,92%	69,29%	66,30%	65,35%	69,97%
SB_2	79,60%	70,25%	67,31%	67,82%	71,24%
SB_Mittelwert	79,25%	69,76%	66,79%	66,55%	70,59%
HK_1	84,64%	79,59%	77,22%	76,59%	79,51%
HK_2	83,75%	78,51%	78,27%	76,89%	79,36%
HK_3	91,52%	82,25%	78,41%	76,95%	82,28%
HK_4	93,23%	83,54%	79,91%	78,08%	83,69%
HK_5	96,31%	85,55%	83,30%	79,94%	86,28%
HK_6	101,04%	89,67%	86,02%	83,91%	90,16%
HK_Mittelwert	91,43%	83,01%	80,39%	78,64%	83,37%
KH_1	101,03%	92,14%	89,50%	89,11%	92,94%
KH_2	105,21%	95,10%	92,91%	92,45%	96,42%
KH_3	xx13,43%xx	94,27%	95,05%	93,28%	94,20%
KH_4	xx6,97%xx	98,63%	97,36%	96,07%	97,35%
KH_5	108,20%	95,19%	93,90%	91,41%	97,17%
KH_Mittelwert	67,32%	95,04%	93,70%	92,44%	87,13%
Jahresleistung	80,38%	84,70%	82,46%	81,21%	82,19%

Tabelle 4.18: SOLL/IST-Verhältnis Jahreserträge, Obritzberg Statzendorf

4.2.4 Zeitliche Verfügbarkeit

Die zeitliche Verfügbarkeit ist laut Norm IEC-61400-16-1 [10] definiert und wird laut Formel 3.1 errechnet. Sie gibt darüber Auskunft, wie viel Prozent der Zeit, in der die Windgeschwindigkeit im Betriebsbereich der WKA war, die WKA auch Leistung produziert hat. Zu diesem Zweck wurden alle Einträge im SCADA-System betrachtet bei denen der Wind zwischen 2,1 m/s und 25 m/s lag (Spalte "mögliche Betriebsstunden" in den Tabellen 4.19 bis 4.24). In der Spalte "Stillstand, Leistung =0" ist die Anzahl der Stunde pro Jahr eingetragen, bei denen zwar der Wind im Betriebsbereich der WKA war, diese aber keine Leistung produziert haben. Gründe für Stillstände können zum einen defekte Komponenten der WKA, oder Abschaltungen der WKA für Wartungsarbeiten sein.

Die Spalte "Error Einträge" beinhaltet die Anzahl der Error-Einträge im SCADA-System für den Betriebsbereich. Die Einträge sind Werte zu 10 Minuten, das bedeutet, dass innerhalb von einer 10-Minuten-Messperiode vom SCADA-System ein Fehler festgestellt wurde.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

2007-2010		Wind zwischen 2,1 m/s und 25 m/s		
WKA	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung =0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]
1	7828,00	343	267,27	96,59%
2	7714,01	346	256,45	96,68%
Mittelwert	7771,01	344,5	261,86	96,63%
Summe	15542,01	689	523,72	

Tabelle 4.19: Zeitliche Verfügbarkeit nach WKA, Schauerberg

Wind zwischen 2,1 m/s und 25 m/s					
Jahr	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung =0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]	Verlust absolut [kWh/a]
2007	7960,08	392	453,5	94,30%	191.900,4
2008	7681	211	217,5	97,17%	101.574,1
2009	7728,41	50	168,08	97,83%	114.072,1
2010	3821,75	36	77,25	97,98%	47.513,4
Mittelwert	6797,81	172,25	229,08	96,63%	113.765,0
Ohne 2007	6410,38	99	154,27	97,59%	

Tabelle 4.20: Zeitliche Verfügbarkeit Jahresaufstellung, Schauerberg

2007-2010		Wind zwischen 2,1 und 25 m/s		
WKA	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung=0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]
1	7815,71	769	306,99	96,07%
2	7833,52	262	275,51	96,48%
3	5756,60	182	188,39	96,73%
4	5748,50	206	154,57	97,31%
5	7740,31	257	228,97	97,04%
Mittelwert	6978,93	191,60	335,20	96,69%
Summe	34894,64	1676,00	1154,43	

Tabelle 4.21: Zeitliche Verfügbarkeit nach WKA, Kleinhain

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Wind zwischen 2,1 und 25 m/s					
Jahr	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung=0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]	Verlust absolut [kWh/a]
2007	5127,73	958	342,70	93,32%	589.890,4
2008	7767,43	203	260,13	96,65%	368.800,8
2009	7701,13	462	142	98,16%	300.592,4
2010	3823,37	53	63,03	98,35%	127.356,9
Mittelwert	6104,92	419,00	189,57	96,69%	346.660,2
Ohne 2007	6430,64	239,33	138,52	97,85%	

Tabelle 4.22: Zeitliche Verfügbarkeit Jahresaufstellung, Kleinhain

2007-2010 Wind zwischen 2,1 und 25 m/s				
WKA	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung=0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]
1	7781,56	189	286,27	96,32%
2	7686,48	273	264,65	96,56%
3	7636,66	216	220,68	97,11%
4	7659,90	266	236,88	96,91%
5	7577,36	181	225,02	97,03%
6	7700,82	299	217,68	97,17%
Mittelwert	7673,80	237,33	241,86	96,85%
Summe	46042,77	1424,00	1451,18	

Tabelle 4.23: Zeitliche Verfügbarkeit nach WKA, Hoher Kölbling

Wind zwischen 2,1 und 25 m/s					
Jahr	mögliche Betriebsstunden [Std/a]	Error Einträge [zu 10 min]	Stillstand, Leistung=0 [Std/a]	zeitliche Verfügbarkeit [%]	Verlust absolut [kWh/a]
2007	7908,33	838	420,36	94,69%	407.087,8
2008	7571,36	377	223,39	97,05%	382.774,8
2009	7670,33	144	146,97	98,08%	317.212,2
2010	3748,28	67	58,00	98,45%	146.426,3
Mittelwert	6724,58	356,50	212,18	96,85%	313.375,3
Ohne 2007	6329,99	196,00	142,79	97,74%	

Tabelle 4.24: Zeitliche Verfügbarkeit Jahresaufstellung, Hoher Kölbling

Die Einträge in den Tabellen 4.19, 4.21 und 4.23 sind jeweils nach den WKA aufgeschlüsselt und beinhalten den jeweiligen Jahresmittelwert. In den Tabellen 4.20, 4.22 und 4.24 wird die zeitliche Verfügbarkeit nach den einzelnen Jahren berechnet. Hier ist erkennbar, dass im Jahr 2007 alle Teilparks ca. 2% -3% unter den anderen Jahren liegen. Vermutlich kommt es

durch die im Jahr 2007 noch nicht optimierte Leistungskennlinie dazu, dass weniger Leistung produziert werden konnte. Weiters dürften noch einige Rest- oder Nacharbeiten der Inbetriebnahmen an den WKA vorgenommen worden sein, wodurch es auch zu Stillständen gekommen sein kann.

Die Spalte "Verluste absolut" in den Tabellen 4.20, 4.24 und 4.22 ist der theoretische Verlust an kWh/a, der durch den Stillstand zustande kommt. Zur Berechnung der Verluste wurden aus dem SCADA-System zu jeder Windgeschwindigkeit im Betriebsbereich die Stillstandzeit errechnet, diese wurden dann mit der Leistung aus den Jahresleistungskennlinien, (Tabellen 4.26, n 4.27 und 4.28) multipliziert.

Betrachtet man nur die Mittelwerte der zeitliche Verfügbarkeit über die Jahre 2008 bis 2010, so liegen die Teilparks Schauerberg bei 97,59%, Hoher Kölbling bei 97,74% und Kleinhain bei 97,85% und im Gesamtmittel bei 97,72%.

Da für das Jahr 2010 nur SCADA-Daten bis zum 29.06.2010 vorgelegen sind, verringern sich natürlich auch die "möglichen Betriebsstunden" und die "Stillstandszeiten". Der Zeitabschnitt von knapp 6 Monaten ist aber lange genug um eine Aussage treffen zu können.

4.2.5 Leistungskennlinie

Durch die im SCADA-System gespeicherten Daten ist es möglich, die Leistungskennlinien für die WKA abzubilden. Hierfür wurde der Mittelwert der produzierten Leistung zu jeder Windgeschwindigkeit im Betriebsbereich der WKA errechnet. Diese Leistungskennlinien des jeweiligen Teilparks sind in den Abbildungen (Schauerberg 4.8, 4.9), (Hoher Kölbling 4.10, 4.11) und (Kleinhain 4.12, 4.13) abgebildet. In den Tabellen 4.26, 4.27 und 4.28 befinden sich die jeweiligen Daten, aus denen die Diagramme erzeugt wurden, aus Platzgründen wurde in den Tabellen nur jeder fünfte Wert abgebildet. Verwendet wurden aus dem SCADA-System alle Einträge, die im Betriebsbereich der WKA liegen und bei denen Leistung produziert wurde, nicht beachtet wurden Einträge, bei denen das System einen Error festgestellt hat.

Leider ist ein direkter Vergleich mit der Herstellerkennlinie nicht sinnvoll, da die genaue Abweichung der Windmessung der WKA nicht bekannt ist. Hierfür wäre es notwendig, eine Leistungskennlinie laut IEC 61400-12-1 zu erarbeiten, siehe auch [9].

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

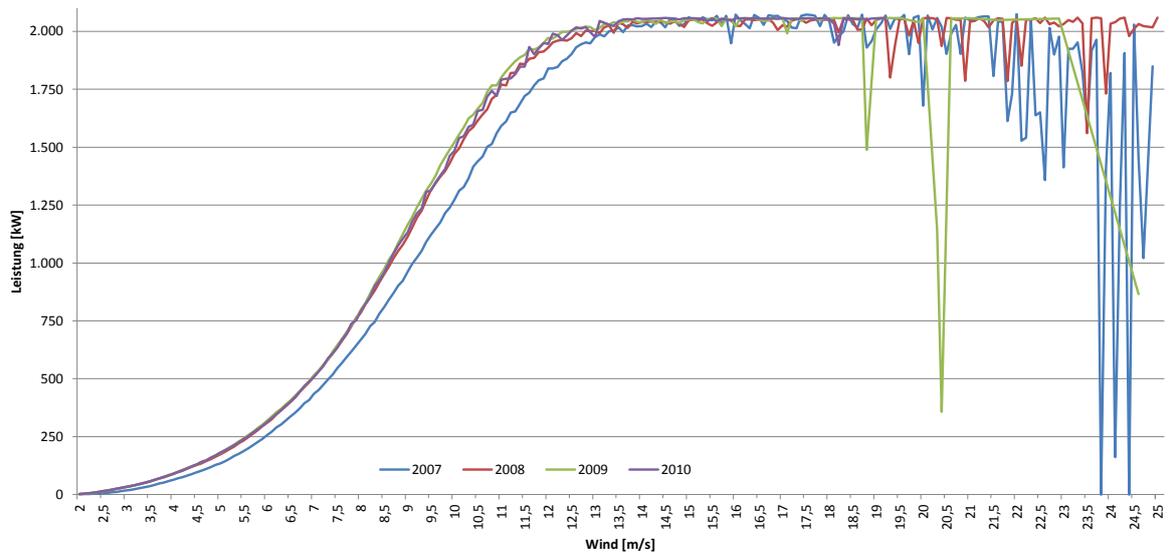


Abbildung 4.8: Leistungskennlinie nach Jahren, Schauerberg (aus Tabelle 4.26)

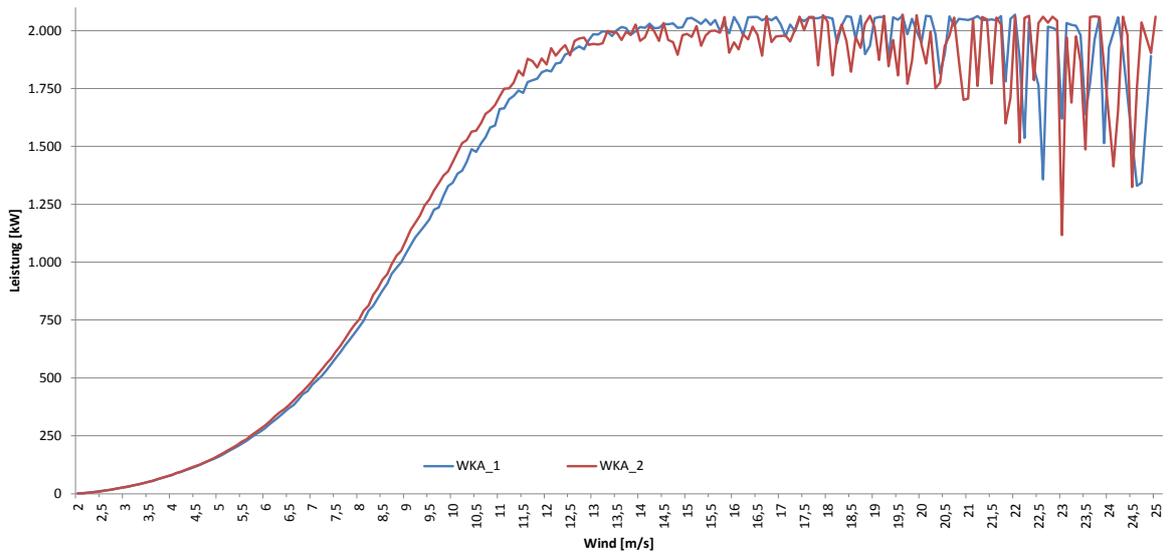


Abbildung 4.9: Leistungskennlinie nach WKA, Schauerberg (aus Tabelle 4.26)

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

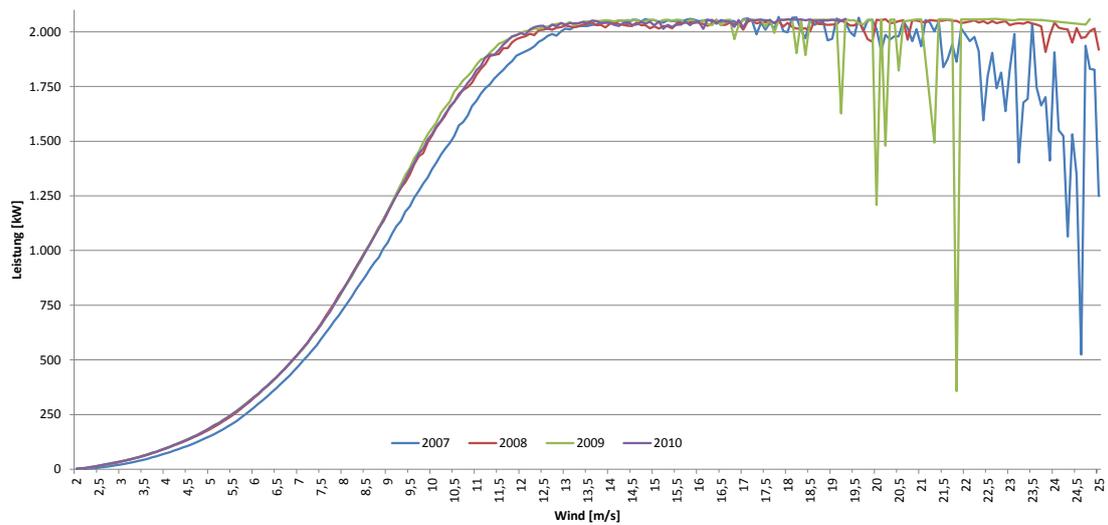


Abbildung 4.10: Leistungskennlinie nach Jahren, Hoher Kölbling (aus Tabelle 4.27)

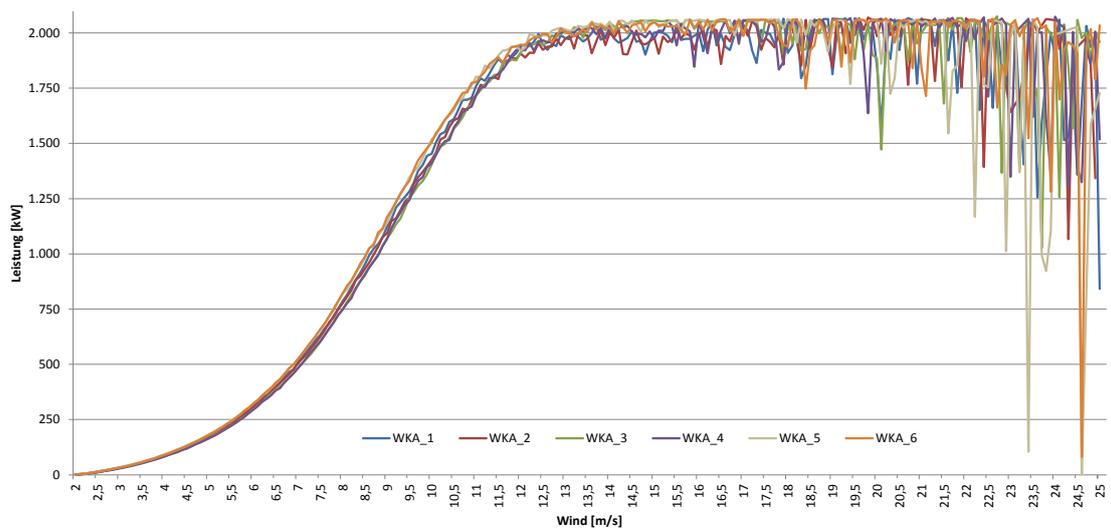


Abbildung 4.11: Leistungskennlinie nach WKA, Hoher Kölbling (aus Tabelle 4.27)

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

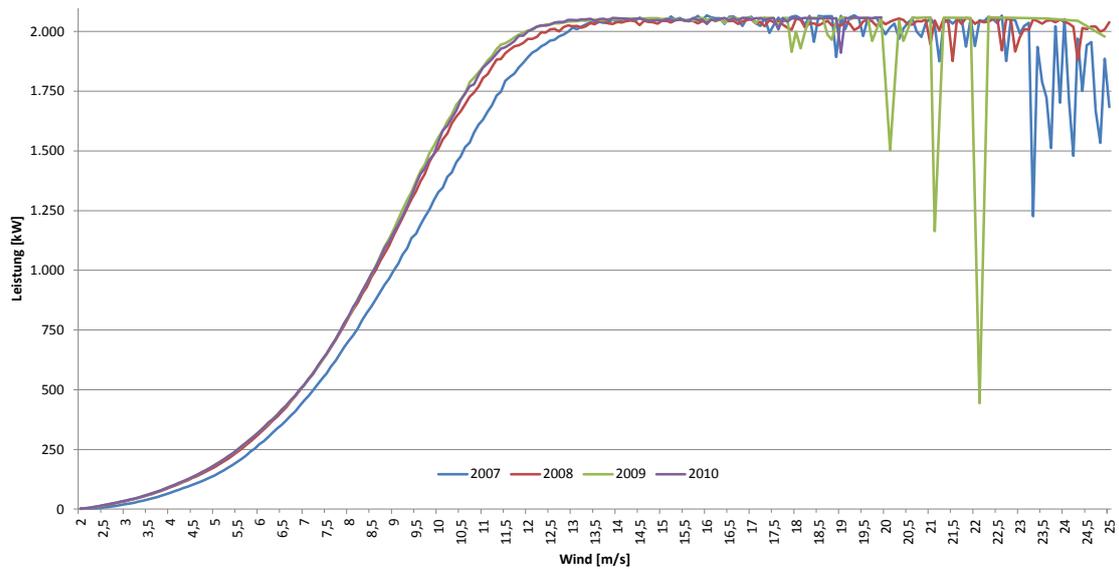


Abbildung 4.12: Leistungskennlinie nach Jahren, Kleinhain (aus Tabelle 4.28)

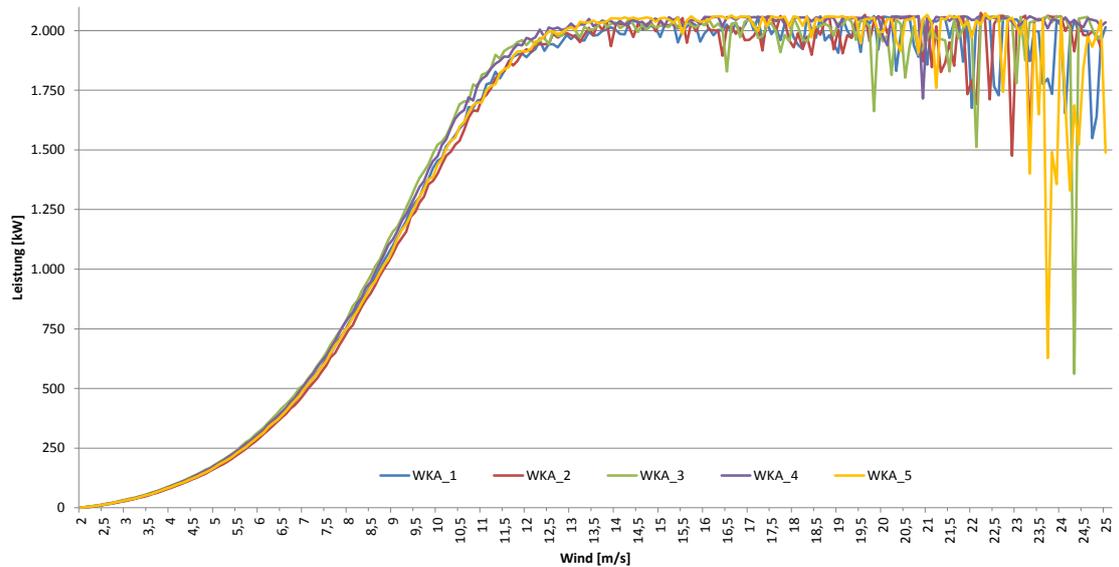


Abbildung 4.13: Leistungskennlinie nach WKA, Kleinhain (aus Tabelle 4.28)

Das sprunghafte Verhalten ab ca. 12 m/s, das in allen Kennlinien vorhanden ist und ansteigt je stärker der Wind wird, hat mehrere Gründe. Zum einen ist die Regelung der WKA umso komplexer je höher die Windgeschwindigkeiten sind, da bereits geringe Regelungsungenauigkeiten zu Strömungsabrissen an den Rotorflügeln führen können. Weiters ist die Datenmenge

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

aus denen die Leistung ermittelt wird bei höheren Windgeschwindigkeiten geringer. 95% der Zeit ist der Wind unter 12,6 m/s (siehe Tabelle 4.10), dadurch haben Ausreißer nach unten mehr Einfluss auf den Mittelwert. Da das SCADA-System immer 10-Minuten-Mittelwerte aufzeichnet, kann es dazu kommen, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten durch eine Windböe der Abschaltpunkt von 25 m/s kurz überschritten wird und sich die WKA abschaltet bis die Windgeschwindigkeit wieder unter 25 m/s fällt. Die Folge daraus ist, dass in dieser 10 Minuten Periode die Leistung geringer ist.

In den Abbildungen 4.8, 4.10 und 4.12 sind die Leistungskennlinien nach Jahren dargestellt. Wie bereits in einigen anderen Kapiteln festgestellt wurde, ist auch hier das Jahr 2007, jeweils die blaue Kurve, schlechter als die anderen Jahre. Der Grund dafür liegt laut dem Betreiber der Windparks darin, dass die WKA erst nach ca. einem Jahr Betriebszeit ihre optimale Leistungskennlinie erhalten. Im ersten Betriebsjahr werden über Sensoren in den WKA vom Hersteller Daten gesammelt. Aus diesen Daten wird für jede WKA das individuell optimale Betriebsverhalten ermittelt und die WKA nach etwa einem Jahr nachjustiert.

Bei Betrachtung der Jahre 2008 bis 2010 sind keine signifikanten Unterschiede in den Leistungskennlinien erkennbar. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Leistungskennlinien schlechter werden je länger die WKA in Betrieb ist .

Die Abbildungen 4.9, 4.11 und 4.13 beinhalten die Leistungskennlinien jeder einzelne WKA für den Zeitraum 2007 bis 29.06.2010. Hier sind keine extremen Abweichungen einzelner WKA erkennbar.

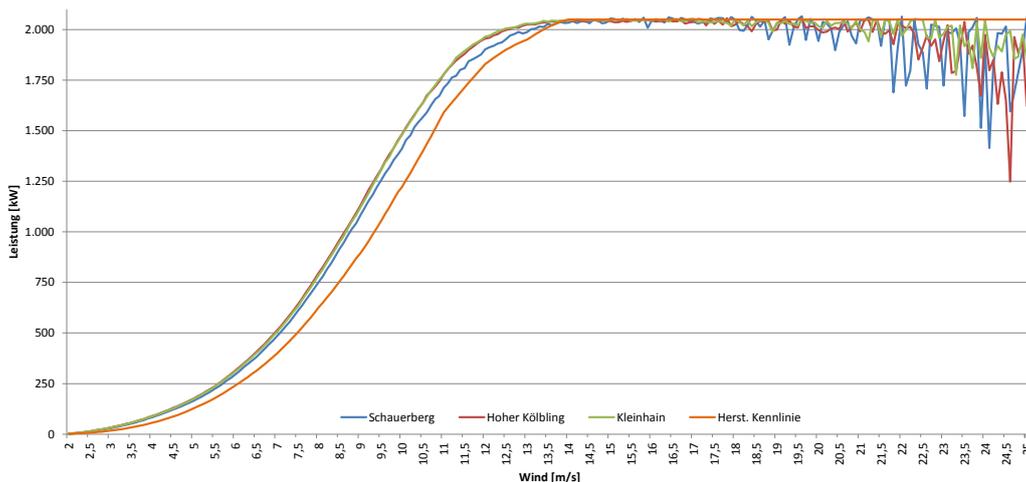


Abbildung 4.14: Leistungskennlinien Vergleich, Obritzberg Statzendorf

Beim Vergleich der Gesamtleistungskennlinien der einzelnen Teilparks, Abbildung 4.14, ist

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

auffällig, dass die Leistungskennlinie des Teilparks Schauerberg schlechter ist als die der anderen beiden. Diese Erkenntnis wird auch durch Betrachtung der Jahreserträge in Tabelle 4.17 untermauert. Da die Teilparks annähernd gleichzeitig in Betrieb gingen und auch ähnliche Windbedingungen haben, ist diese Minderleistung mit den für diese Arbeit vorliegenden Daten nicht zu erklären.

Zum Vergleich ist die Leistungskennlinie laut Hersteller in orange dargestellt, wie man erkennen kann sind die Kennlinien der Teilparks besser als die des Herstellers. Aus Berechnungen ist bekannt, dass die Teilparkkennlinien im Schnitt ca. 14 % über der Herstellerkennlinie liegen. Allerdings ist dieser Vergleich aufgrund der verfälschten Windmessungen der WKA ohne wirkliche Aussage.

Bei den beiden anderen Teilparks, Hoher Kölbling und Kleinhain, sind die Leistungskennlinien bis ca. 14 m/s nahezu identisch. Betrachtet man die Leistungsverteilung in Tabelle 4.15, ist festzustellen, dass ca. 90% der Leistung bei Windgeschwindigkeiten kleiner als 14 m/s erzeugt wird. Somit hat die Sprunghaftigkeit der Leistungskennlinie bei höheren Windgeschwindigkeiten nur wenig Einfluss auf die Jahreserträge.

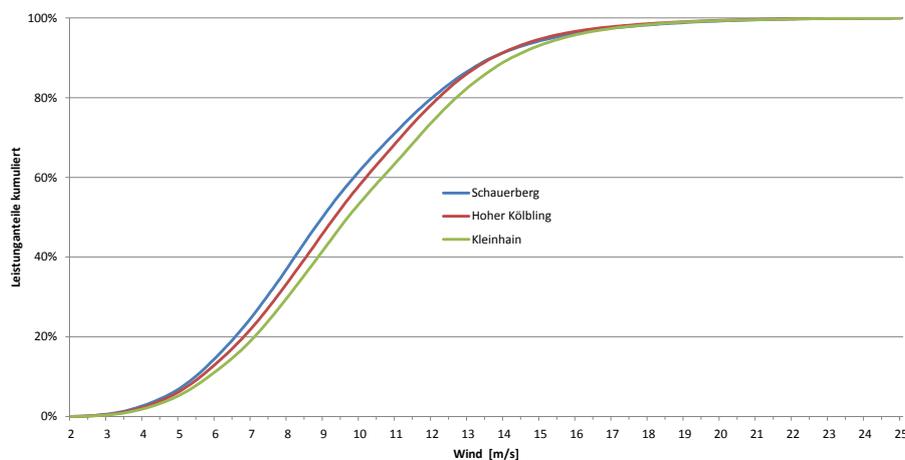


Abbildung 4.15: Leistungsverteilung (ABC-Analyse Leistung), Obritzberg Statzendorf

Die zu Abbildung 4.15 zugehörige Wertetabelle ist Tabelle 4.25, in dieser wurden einige Punkte der Kurve aufgelistet. Errechnet wurden diese Werte dadurch, dass die Jahresgesamtleistung zu jeder Windgeschwindigkeit ausgewertet wurde. Diese wurde dann auf die Gesamtleistung bezogen und aufkumuliert.

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

kumulierte Leistung / Gesamtleistung [%]	Windgeschwindigkeit		
	Schauerberg [m/s]	Hoher Kölbling [m/s]	Kleinhain [m/s]
10%	5,5	5,6	5,8
20%	6,55	6,8	7,15
40%	8,2	8,5	8,85
60%	9,85	10,2	10,6
80%	12	12,2	12,7
90%	13,65	13,7	14,2
95%	15,3	15,1	15,6
99,99%	24,6	24,7	24,8

Tabelle 4.25: Anteile der Leistungsverteilung, Obritzberg Statzendorf

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Wind [m/s]	Alle WKA				2007 - 2010		Gesamt [kW]	Anzahl Werte zu 10 min
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	WKA_1 [kW]	WKA_2 [kW]		
2,0	2,05	2,20	2,22	2,21	1,03	0,91	2,20	4799
2,5	5,44	13,28	14,15	14,66	11,66	11,13	12,25	5587
3,0	17,33	31,80	33,06	33,67	28,10	28,43	29,10	4734
3,5	36,20	56,27	57,46	56,89	50,48	51,16	52,10	5018
4,0	63,84	87,79	91,48	89,72	80,26	81,65	82,94	5100
4,5	95,58	126,96	129,90	130,11	116,44	119,16	120,45	4629
5,0	134,59	172,70	179,89	180,40	159,78	164,03	165,16	4538
5,5	187,44	232,66	242,66	239,29	215,47	224,15	222,86	4681
6,0	255,40	308,59	317,90	312,04	283,10	295,65	294,84	4276
6,5	336,49	399,14	405,10	400,30	368,06	381,07	380,71	3635
7,0	434,01	508,10	513,88	507,61	470,32	485,36	485,08	3333
7,5	545,46	635,32	644,97	634,13	584,67	613,23	610,56	2901
8,0	667,86	784,53	797,61	791,64	720,00	752,74	751,82	2561
8,5	808,98	951,13	974,48	958,53	878,45	924,37	914,72	2046
9,0	962,26	1114,23	1164,13	1131,92	1038,24	1094,78	1080,26	1614
9,5	1123,02	1318,07	1343,53	1314,01	1183,39	1269,58	1254,80	1358
10,0	1271,36	1470,71	1520,37	1484,00	1343,56	1431,95	1411,63	1094
10,5	1438,58	1615,09	1665,73	1657,24	1475,54	1567,20	1567,06	916
11,0	1591,46	1770,72	1800,80	1791,89	1662,10	1715,51	1712,55	765
11,5	1720,71	1858,44	1898,18	1847,96	1731,38	1805,93	1809,60	695
12,0	1839,89	1930,23	1972,41	1945,69	1828,78	1853,46	1903,03	608
12,5	1903,16	1971,26	2003,09	2003,17	1904,60	1892,64	1952,94	543
13,0	1976,21	2002,99	2004,86	1976,50	1984,64	1942,42	1987,67	438
13,5	2017,71	2037,23	2033,72	2043,94	2001,09	1991,81	2028,04	394
14,0	2022,27	2041,33	2038,35	2053,70	2015,58	1955,03	2033,34	288
14,5	2017,39	2039,83	2035,71	2057,69	2028,98	2033,04	2031,06	220
15,0	2060,44	2048,20	2051,40	2056,56	2052,03	1985,45	2054,92	176
15,5	2048,10	2023,71	2056,29	2056,63	2024,27	1998,25	2041,79	138
16,0	2072,05	2026,03	2021,77	2056,82	2058,86	1949,04	2045,91	108
16,5	2058,32	2051,72	2050,50	2055,11	2058,52	1981,24	2054,94	104
17,0	2052,56	2026,88	2056,00	2058,00	2027,00	1976,09	2041,25	90
17,5	2072,56	2036,67	2056,11	2057,33	2040,15	2001,11	2051,38	61
18,0	2046,32	2050,05	2055,50	2054,50	2056,83	2039,50	2049,90	50
18,5	2032,67	2051,63	2057,00	2055,00	2058,71	1822,40	2043,10	41
19,0	2008,87	2048,44	2057,00	–	2053,69	2014,05	2030,16	32
19,5	2051,43	2051,36	2058,00	–	2046,68	1807,00	2051,65	27
20,0	1679,00	2056,33	2056,50	–	1948,78	1938,55	1943,15	20
20,5	1902,67	2057,80	–	–	1898,08	1932,63	1988,85	28
21,0	2048,00	2041,89	2057,00	–	2045,20	1706,00	2045,70	21
21,5	1806,88	2048,00	–	–	2048,88	1771,43	1919,40	15
22,0	2074,40	2056,13	–	–	2068,40	2059,88	2063,15	13
22,5	1650,40	2036,00	–	–	1763,71	2032,33	1887,69	13
23,0	1413,00	2031,67	–	–	1619,80	1117,50	1722,33	7
23,5	1583,25	1560,00	–	–	1638,25	1486,67	1573,29	7
24,0	1820,00	2033,00	–	–	1926,50	–	1926,50	4
24,5	2030,00	2011,75	–	–	1526,25	1324,00	2015,40	7
25,0	–	2060,00	–	–	–	2060,00	2060,00	1

Tabelle 4.26: Leistungskennlinien, Schauerberg

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Wind [m/s]	Alle WKA				2007 - 2010						Gesamt [kW]	Anzahl Werte zu 10 min
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	WKA_1 [kW]	WKA_2 [kW]	WKA_3 [kW]	WKA_4 [kW]	WKA_5 [kW]	WKA_6 [kW]		
2,0	1,95	2,52	2,68	2,69	1,38	1,08	1,25	0,88	1,77	1,24	2,61	16152
2,5	6,83	14,98	16,17	16,58	14,12	12,59	12,56	11,03	14,38	13,50	13,69	16644
3,0	22,08	34,72	36,67	36,33	32,53	31,07	30,76	28,42	34,13	32,54	32,58	13394
3,5	42,99	59,81	61,71	61,61	55,81	54,83	53,79	51,45	58,66	56,63	56,55	14379
4,0	72,21	93,66	96,35	96,02	88,28	87,12	84,11	82,54	92,55	90,24	89,17	14717
4,5	107,04	134,09	137,67	135,72	127,52	125,09	121,17	118,28	132,42	129,91	128,40	13833
5,0	150,40	182,67	188,25	188,50	176,57	172,67	164,13	164,87	181,47	179,30	176,04	13704
5,5	207,63	244,90	251,97	251,02	235,75	231,09	222,27	221,50	244,42	241,21	235,98	13481
6,0	282,76	327,62	331,05	329,70	314,35	307,54	295,40	294,76	323,49	321,63	314,61	11660
6,5	371,70	421,87	420,13	421,84	404,78	396,26	382,72	381,26	412,07	415,80	405,38	10151
7,0	474,21	529,16	530,65	530,53	513,18	503,47	483,08	482,61	526,11	523,39	512,58	9344
7,5	595,29	666,09	661,98	660,52	632,48	624,12	600,43	604,23	655,31	658,75	642,62	8495
8,0	732,57	825,55	822,10	820,16	784,47	774,99	744,77	747,77	821,60	818,29	795,95	7274
8,5	881,10	997,92	995,29	991,67	950,87	931,01	901,35	906,58	979,61	985,90	958,17	6102
9,0	1036,8	1173,6	1181,5	1177,6	1124,4	1092,6	1070,2	1068,4	1142,5	1166,3	1129,3	5175
9,5	1202,7	1348,2	1377,6	1367,6	1283,1	1253,9	1254,2	1243,8	1346,5	1330,8	1309,6	4295
10,0	1372,3	1526,6	1559,2	1532,5	1452,7	1426,1	1405,0	1411,8	1517,9	1505,6	1482,1	3533
10,5	1523,6	1679,1	1726,8	1680,6	1611,0	1604,9	1568,0	1573,2	1651,4	1662,4	1638,0	3014
11,0	1684,3	1803,4	1849,1	1824,5	1758,4	1717,3	1717,4	1717,0	1801,0	1776,6	1778,2	2859
11,5	1807,4	1898,8	1945,8	1917,1	1881,9	1791,7	1811,7	1815,2	1898,3	1889,5	1879,6	2440
12,0	1901,4	1974,3	1996,4	1994,1	1939,5	1907,2	1912,8	1928,7	1920,4	1947,9	1955,0	2095
12,5	1965,0	2009,2	2020,2	2028,4	1948,6	1924,1	1945,5	1966,7	1988,6	1997,1	1998,0	1899
13,0	2015,4	2028,7	2033,8	2031,6	1976,2	1973,1	2010,4	2011,8	2016,6	2000,6	2025,1	1524
13,5	2026,7	2036,3	2047,5	2039,4	1974,8	1989,4	2029,2	2029,8	2028,1	2003,9	2036,2	1294
14,0	2048,0	2036,6	2051,5	2041,5	2016,8	2001,0	2044,4	2029,9	2051,0	2023,2	2045,6	966
14,5	2055,4	2026,2	2050,8	2032,1	2008,0	1963,3	2051,2	2003,0	2056,4	2035,6	2044,5	766
15,0	2054,4	2025,6	2054,6	2028,6	2002,1	1978,4	2056,8	1974,9	2053,5	2049,0	2042,3	571
15,5	2050,7	2038,2	2054,9	2031,7	2037,2	2011,6	2058,0	1943,1	2055,5	2031,6	2045,4	442
16,0	2049,4	2043,5	2038,2	2046,0	2000,3	1991,6	2044,5	2053,6	2060,0	2052,0	2044,8	350
16,5	2048,1	2032,3	2029,5	2054,3	1995,0	1858,6	2054,4	2011,4	2057,6	2062,4	2040,7	286
17,0	2058,6	2009,7	2054,5	2020,0	2037,2	2028,5	2055,6	2057,4	1990,5	1987,0	2037,6	183
17,5	2010,1	2043,1	2022,5	2052,8	2000,8	1977,8	2060,3	1970,3	2056,0	2058,6	2029,1	175
18,0	1997,4	2041,2	2056,2	2057,2	1909,8	2057,0	2056,7	2060,9	2061,8	1938,2	2024,8	131
18,5	2052,4	2001,5	2051,3	2056,5	1991,9	1926,4	2049,5	1956,0	2058,0	1920,4	2028,7	123
19,0	1968,1	2032,9	2055,5	2055,0	1812,8	1842,4	2028,8	2064,1	2018,1	2057,1	1999,0	84
19,5	1981,0	2029,8	2052,8	-	2065,7	2008,9	1880,6	1989,0	2055,8	2054,5	2010,1	66
20,0	2011,7	2055,7	1209,3	-	1848,7	1984,8	1883,5	2059,4	2060,6	2057,6	1998,3	76
20,5	1979,4	2048,2	1822,8	-	1922,2	1982,0	2042,7	2057,5	2044,4	2055,9	2001,8	64
21,0	1934,0	2047,6	2057,0	-	2066,0	2061,0	2000,7	2029,6	2047,5	1835,4	1991,1	36
21,5	1838,9	2051,0	-	-	2058,4	2044,8	1680,7	2054,4	2052,0	2059,0	1986,7	33
22,0	1988,0	2044,1	-	-	2038,5	2065,6	2036,7	1964,3	2026,5	2021,0	2018,8	31
22,5	1797,2	2038,3	-	-	2017,9	2058,0	1971,0	1711,5	1754,2	2053,5	1910,2	32
23,0	1829,5	2030,4	-	-	2028,3	1641,6	2036,3	1348,7	1981,0	2036,6	1945,4	28
23,5	2036,3	2038,1	-	-	2033,2	2061,5	1680,8	1619,4	2060,0	2051,5	2037,4	25
24,0	1906,1	2041,7	-	-	1897,7	2058,0	1962,5	2074,0	1992,5	2050,0	1973,9	14
24,5	1347,3	2017,8	-	-	1358,0	-	2059,0	1389,7	2027,5	1908,0	1652,1	12
25,0	1249,8	1918,6	-	-	841,0	-	1959,5	1517,5	1727,0	2035,0	1621,3	9

Tabelle 4.27: Leistungskennlinien, Hoher Kölbling

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

Wind [m/s]	Alle WKA				2007 - 2010					Gesamt [kW]	Anzahl Werte zu 10 min
	2007 [kW]	2008 [kW]	2009 [kW]	2010 [kW]	WKA_1 [kW]	WKA_2 [kW]	WKA_3 [kW]	WKA_4 [kW]	WKA_5 [kW]		
2,0	1,81	2,59	2,35	2,36	0,90	1,00	1,34	1,16	1,34	2,41	10856
2,5	6,65	13,99	15,58	15,90	11,73	12,16	14,56	13,78	13,28	13,77	11146
3,0	20,75	33,39	35,00	35,44	29,62	28,95	33,67	32,38	30,95	32,29	9367
3,5	39,68	57,72	60,07	60,25	52,76	51,08	57,77	56,19	53,92	56,03	10191
4,0	68,33	91,11	94,02	93,86	84,23	82,26	91,65	88,94	85,64	88,47	10496
4,5	101,74	130,07	134,42	133,54	121,26	118,82	131,40	128,64	123,05	127,00	10237
5,0	141,93	176,29	185,51	184,88	166,66	164,02	180,04	177,61	169,30	174,26	10133
5,5	198,39	238,23	247,50	248,00	224,94	221,04	240,90	237,15	229,61	234,18	10026
6,0	272,17	317,33	324,83	325,80	302,37	291,49	321,09	311,97	301,33	311,46	8641
6,5	353,29	407,07	416,25	415,58	392,51	377,73	415,19	400,00	386,10	399,56	7744
7,0	454,61	519,22	520,84	518,77	492,63	474,17	515,19	510,84	495,03	505,60	7366
7,5	568,26	648,52	648,70	651,02	624,00	595,55	648,72	636,35	613,05	631,09	6762
8,0	705,12	805,66	809,06	810,81	769,83	744,30	803,79	795,30	761,38	785,79	5841
8,5	847,78	969,88	980,56	984,04	935,06	899,35	972,64	946,12	926,41	948,37	5069
9,0	997,67	1145,16	1169,20	1155,81	1100,40	1064,83	1157,39	1125,03	1084,80	1119,19	4303
9,5	1152,86	1330,68	1372,83	1360,91	1279,60	1240,13	1344,58	1306,86	1264,67	1305,48	3704
10,0	1327,84	1509,76	1557,74	1538,72	1453,86	1400,01	1521,49	1473,94	1438,80	1479,07	2856
10,5	1477,18	1665,85	1714,72	1712,10	1589,72	1538,75	1691,02	1652,42	1597,49	1636,51	2487
11,0	1630,55	1805,44	1850,83	1849,15	1711,41	1714,06	1815,19	1797,42	1699,14	1778,00	2217
11,5	1793,25	1909,06	1951,15	1934,09	1830,43	1831,40	1913,81	1892,03	1838,04	1894,93	2140
12,0	1892,37	1968,81	2004,10	2000,50	1889,12	1921,04	1939,65	1969,80	1912,41	1964,35	1949
12,5	1962,21	2008,68	2030,77	2029,15	1943,55	1944,34	1943,42	2013,13	1996,38	2006,15	1714
13,0	2016,02	2021,24	2042,85	2048,29	1964,86	1980,69	2023,97	2030,53	2014,57	2030,13	1514
13,5	2034,35	2030,06	2049,24	2043,83	1979,14	1980,36	2005,29	2019,23	2041,99	2039,18	1284
14,0	2039,00	2040,40	2051,69	2055,49	2004,08	2024,75	2033,54	2024,95	2051,39	2045,73	997
14,5	2058,45	2026,72	2054,20	2054,16	2038,70	2027,64	1993,72	2033,66	2047,88	2047,35	824
15,0	2049,93	2045,20	2052,43	2044,71	1972,82	2043,49	2020,81	2040,15	2051,37	2048,58	666
15,5	2045,02	2046,23	2045,70	2048,26	1999,43	2053,14	2023,31	2018,97	1985,41	2046,01	499
16,0	2067,44	2039,17	2048,07	2031,63	1989,44	2052,75	2023,12	2057,21	2039,59	2046,73	422
16,5	2061,31	2043,05	2056,88	2046,00	2024,60	2012,63	1828,80	2056,95	2050,82	2051,07	288
17,0	2060,91	2051,23	2056,39	2050,17	2059,12	1961,68	2045,64	2054,87	2057,30	2054,57	248
17,5	2026,43	2038,59	2056,89	2056,07	1985,33	2058,85	2030,65	2052,97	2060,56	2038,21	172
18,0	2064,81	2053,50	1998,41	2056,00	1971,41	1930,61	2053,67	2054,71	2060,10	2050,22	144
18,5	2065,42	2025,16	2057,00	2054,33	1970,44	2007,52	2015,54	2055,87	2051,42	2036,02	134
19,0	2065,50	2025,97	2057,80	1910,67	1907,00	2002,24	2032,55	2013,60	2056,75	2033,91	108
19,5	1980,35	2041,95	-	-	1911,13	2046,50	2043,00	2053,43	1946,31	2020,15	66
20,0	1987,87	2030,13	-	-	2059,13	2052,23	1955,75	1977,57	1995,29	2016,35	46
20,5	2037,95	2028,86	-	-	2054,50	2056,90	1804,00	2058,00	2044,33	2033,29	41
21,0	2056,10	1946,91	2059,00	-	1857,73	2062,56	1968,67	2055,67	2066,10	2001,57	42
21,5	2033,21	1876,33	-	-	1969,78	1951,94	1828,33	2040,50	2062,75	1964,00	34
22,0	1939,63	2032,50	-	-	1676,78	1789,88	1979,50	2044,50	1972,00	1971,66	31
22,5	2034,44	2056,53	-	-	1765,57	2027,75	2060,00	2055,00	2057,86	2048,89	27
23,0	1991,33	1975,60	-	-	2048,00	1994,60	1779,00	2013,50	2017,43	1980,10	21
23,5	1788,75	2033,00	-	-	1995,75	2049,75	2045,00	2043,00	1649,80	1918,06	17
24,0	2052,29	2041,18	-	-	2021,75	2058,86	-	2035,67	2053,25	2045,50	18
24,5	1942,14	2010,33	-	-	2000,00	1982,00	-	2014,50	1841,00	1973,62	13
25,0	1683,20	2038,80	-	-	2014,60	-	-	2034,50	1489,33	1861,00	10

Tabelle 4.28: Leistungskennlinien, Kleinhain

Sind in den Tabellen 4.26, 4.27 und 4.28 keine Einträge zu einer Windgeschwindigkeit vorhanden, so gab es auch im SCADA-System keinen Eintrag zu dieser Geschwindigkeit. Da dies vermehrt in den Jahren 2009 und 2010 bei Windgeschwindigkeiten über 19 m/s der Fall ist, ist dies ein weiteres Indiz dafür, dass der Wind in den Jahren 2009 und 2010 schwächer war als im Jahr 2007 und 2008.

4.2.6 Elektrische Übertragungsverluste

Da in der WKA ein Zähler mit Genauigkeitsklasse 1 (1%) angebracht ist und über das ZFA-System ausgelesen wird, ist es möglich die elektrischen Übertragungsverluste festzustellen. Nach dem Einzelzähler in den WKA wird die Spannung transformiert und über eine Leitung am gemeinsamen Netzeinspeisepunkt, Umspannwerk Zagging, zusammengefasst. Hier wird die Komplettleistung aller Teilparks gemeinsam gemessen und ins Stromnetz eingespeist.

Jahr	Summe Einzelzähler [kWh]	Gesamt [kWh]	Ges / Einzel [%]	Verluste Absolut [kWh]
2007	45.804.539,50	45.825.843,80	100,05%	-21.304,30
2008	48.648.209,70	48.287.711,30	99,26%	360.498,40
2009	47.396.777,40	47.014.132,50	99,19%	382.644,90
2010	46.646.268,10	46.301.797,50	99,26%	344.470,60
2011	30.867.701,70	30.634.818,80	99,25%	232.882,90
Mittelwert	43.872.699,28	43.612.860,78	99,41%	259.838,50
MW ab 2008	43.389.739,23	43.059.615,03	99,24%	330.124,20

Tabelle 4.29: Übertragungsverluste ermittelt durch ZFA-Werte, Obritzberg Statzendorf

Die Summe der 13 Einzelzähler der WKA ist in Spalte "Summe Einzelzähler" in Tabelle 4.29 eingetragen. In der Spalte "Gesamt" ist der Gesamtertrag, gemessen vom Zähler im Umspannwerk Zagging, eingetragen. Setzt man die beiden Werte wie in Formel 3.15 ins Verhältnis erhält man Ergebnisse in Spalte "Ges / Einzel". Anhand dieser Ergebnisse lässt sich ablesen welcher Anteil der von den WKA produzierten kWh endgültig ins Netz eingespeist wird. In der Spalte "Verluste absolut" ist die Differenz zwischen "Summe Einzelzähler" und "Gesamt" eingetragen.

Da nicht mehr kWh in Netz eingespeist werden können als von den WKA produziert wurden, ist der Eintrag in der Spalte "Ges / Einzel" im Jahr 2007 nicht korrekt. Dieses Ergebnis kommt vermutlich dadurch zu Stande, dass einer oder mehrere der Zähler in den WKA in diesem Jahr

4. Analyse Windpark Obritzberg Statzendorf

nicht korrekt funktioniert haben bzw. kalibriert waren.

Betrachtet man also nur die Jahr 2008 bis 2011, so gehen 0,76% (100% - 99,24%) oder 330.124 kWh des Jahresertrages durch Übertragungsverlust von den WKA zum Umspannwerk verloren.

5 Zusammenfassung der Analysen

Das Ziel dieser Arbeit war die Gründe für die Minderleistung der Windparks zu finden. Zum Einen kann es technische Gründe haben, also an der WKA selbst liegen. Zum Anderen könnten Umweltbedingungen wie die Windgeschwindigkeit, der Grund sein. Eine weitere Möglichkeit wäre auch, dass die im Windgutachten kalkulierten Erträge zu hoch angesetzt waren.

5.1 SOLL/IST-Vergleich Leistung (Minderleistung)

Die Kapitel 3.2.3 und 4.2.3 behandeln jeweils die Abweichung der tatsächlichen Jahreserträge von den kalkulierten.

		2007	2008	2009	2010	2007-2010	Gutachten
Gänsersdorf Nord	[kWh]	17.842.667	18.307.263	16.383.830	17.755.686	17.572.362	20.888.700
	[%]	85,42%	87,64%	78,43%	85,00%	84,12%	
Obritzberg Statzendorf	[kWh]	45.825.844	48.287.711	47.014.133	46.301.798	46.857.372	57.012.700
	[%]	80,38%	84,70%	82,46%	81,21%	82,19%	

Abbildung 5.1: SOLL/ IST Vergleich Zusammenfassung

In Tabelle 5.1 sind die Ergebniss noch einmal kurz zusammengefasst. Der Windpark Gänsersdorf hat über den betrachteten Zeitraum 2007-2010 84,12% der kalkulierten Leistung geliefert, beim Windpark Obritzberg Statzendorf waren es nur 82,19 %.

5.2 Zeitliche Verfügbarkeit

Ein möglicher Verlustfaktor ist die zu geringe technische Verfügbarkeit der Windkraftanlagen. Anders ausgedrückt, die WKA hätten Leistung produzieren sollen, konnten dies aber aufgrund von Wartungsarbeiten, technischen Gebrechen oder anderen Gründen nicht. Diese Verluste wurden in den Kapiteln "zeitliche Verfügbarkeit" (Kapitel 3.2.4 und 4.2.4) analysiert.

5. Zusammenfassung der Analysen

zeitliche Verfügbarkeit	2007	2008	2009	2010	2007-2010	Ohne 07
Gänsersdorf N. Verl. durch Stillstand [kWh]	259.098	312.285	451.634	117.931	285.237	293.950
zeitliche Verfügbarkeit	96,26%	96,93%	96,60%	98,60%	97,09%	97,38%
Obritzberg Statz. Verl. durch Stillstand [kWh]	1.188.878	855.678	731.876	321.296	774.432	636.284
zeitliche Verfügbarkeit	93,97%	97,13%	97,94%	98,10%	96,79%	97,72 %

Abbildung 5.2: zeitliche Verfügbarkeit

Die Ergebnisse aus dem Kapitel "zeitliche Verluste" sind in Tabelle 5.2 noch einmal kurz zusammengefasst. Die Zeile "Gänsersdorf zeitl. Verfügbarkeit" bzw. "Obritzberg Statzendorf zeitl. Verfügbarkeit" beinhalten jeweils, zu wieviel Prozent zu der Zeit in der Betriebsbedingungen für die Anlage herrschten die WKA wirklich Leistung produziert hat. In den Zeilen "Verluste durch Stillstand" ist der Verlust an Ertrag in kWh der durch diesen Stillstand verursacht wurde eingetragen.

5.3 Wind

Eine quantitative Analyse des Windes anhand der SCADA-Daten ist aufgrund der abweichenden Windmessung der WKA nicht möglich.

Die Tabelle 5.3 enthält die Windmittel der Jahre 2007-2010 für alle Windparks und Teilparks. Hier ist erkennbar, dass die Windgeschwindigkeit im Vergleich zu 2007 eine Tendenz nach unten hat. Dies lässt sich auch in den Jahreserträgen Tabelle 5.1 erkennen. Der Sprung bei den Jahreserträgen zwischen 2007 und 2008 nach oben trotz eines schlechteren Windmittels, ist auf eine Optimierung der Leistungskennlinien aller Windparks im Laufe des Jahres 2007 zurückzuführen.

Windmittel	2007 [m/s]	2008 [m/s]	2009 [m/s]	2010 [m/s]	2007-2010 [m/s]	Gutachten [m/s]
Gänsersdorf Nord	5,861	5,418	5,251	5,383	5,478	6,200
Schauerberg	6,016	5,292	5,100	5,110	5,4185	6,584
Hoher Kölbling	5,946	5,379	5,181	5,142	5,451	6,296
Kleinhain	6,001	5,772	5,568	5,514	5,772	6,336

Abbildung 5.3: Jährliche Windmittel

Eine detaillierte Analyse der Windgegebenheiten ist in den Kapiteln 3.2.1 und 4.2.1 erfolgt.

5.4 Leistungskennlinien

In der Ertragskalkulation wird davon ausgegangen, dass die WKA die vom Hersteller garantierte Leistungskennlinie erfüllen. Sollte eine oder mehrere WKA eine schlechtere Kennlinie als diese vorweisen, wäre dies ein weiterer Grund für die Minderleistung der Windparks. Die Analyse der Leistungskennlinien erfolgte in den Kapiteln 3.2.5 und 4.2.5.

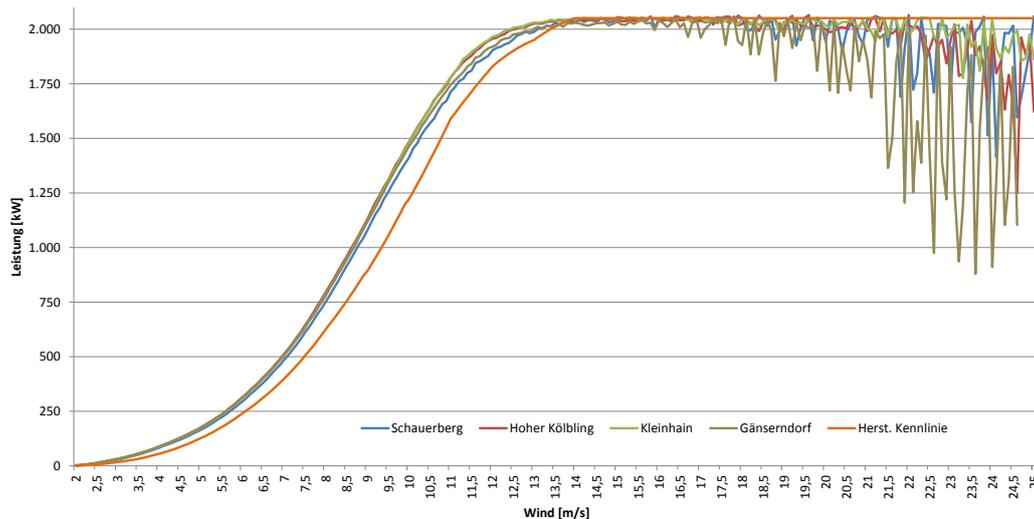


Abbildung 5.4: Leistungskennlinien Gegenüberstellung

Abbildung 5.4 zeigt eine Gegenüberstellung der Leistungskennlinien aller vier Windparks sowie die vom Hersteller angegebene Leistungskennlinie. Die Kennlinien der Windparks Schauerberg, Hoher Kölbling, Kleinhain wurden über den Zeitraum von 01.01.2007 bis 29.06.2010 erstellt, wogegen die Kennlinie des Windparks Gänserndorf Nord über den Zeitraum von 01.01.2007 bis 01.01.2011 berechnet wurde. Die Werte zu diesen Abbildungen sind in den Tabellen 4.26, 4.27, 4.28, 3.13 und 3.13 zu finden.

Auf Basis dieser Leistungskennlinien würde der Windpark Obritzberg Statzendorf (Schauerberg, Hoher Kölbling, Kleinhain zusammengefasst) um 14% mehr Ertrag produzieren als mit der Hersteller Kennlinie und er Windpark Gänserndorf Nord ca. 17%.

Der Vergleich der Windparks kennlinien mit der Herstellerkennlinie ist nur von geringer Aussagekraft, da wie in Kapitel 2.3.2 beschrieben wird, die Windgeschwindigkeitsmessung der WKA nicht der tatsächlichen Windgeschwindigkeit entspricht und somit die Leistungskennlinien der Windparks im Diagramm vermutlich weiter links einzuordnen wären.

Da die Messabweichung der Windgeschwindigkeitsmessung für alle Windparks annähernd gleich ist, ist ein Vergleich der Leistungskennlinie untereinander durchaus sinnvoll. Hier lässt

sich feststellen, dass der Teilpark Schauerberg eine schlechtere Leistungskennlinie hat als die anderen Windparks.

5.5 Elektrische Übertragungsverluste

Ein weiterer Verlustfaktor sind die elektrischen Übertragungsverluste von den WKA zu den Umspannwerken. Die elektrischen Verluste wurden in den Kapitel 3.2.6 und 4.2.6 erarbeitet.

el.Verluste		2007	2008	2009	2010	2011	2008-2011
Gänsersdorf Nord	[kWh]	-38.083	144.558	134.467	136.155	76.325	122.876
	[%]	100,21%	99,21%	99,18%	99,23%	99,29%	99,22%
Obritzberg Statzendorf	[kWh]	-21.304	360.498	382.644	344.470	232.882	330.124
	[%]	100,05%	99,26%	99,19%	99,26%	99,25%	99,24%

Tabelle 5.1: Elektrische Übertragungsverluste Zusammenfassung

Eine Zusammenfassung der elektrischen Übertragungsverluste ist in Tabelle 5.1 zu finden. Die Übertragungsverluste für Windpark Gänsersdorf Nord betragen durchschnittlich in den Jahren 2008 bis 2011 0,78% oder 122.876 kWh, beim Windpark Obritzberg Statzendorf 0,76% oder 330.124 kWh.

5.6 Auswertung der Verluste

Durch die Zusammenfassung aller bekannten Verluste sollte sich nun erheben lassen was der Grund für die Minderleistung der Windparks ist. In den Tabellen 5.3 und 5.2 werden von den kalkulierten Jahreserträgen aus dem Gutachten die bekannten technischen Verluste abgezogen.

5. Zusammenfassung der Analysen

Gänserndorf Nord		2008	2009	
		[kWh]	[kWh]	
Jahresertrag lt. Gutachten	100%	20.888.700	20.888.700	
Leitungsverluste	0,69%	144.558	0,64%	134.467
Verluste durch Stillstand	2,19%	312.285	2,81%	451.634
Jahresertrag nach Abzug aller technisch bedingten Verluste	97,81%	20.431.857	97,19%	20.302.599

Tabelle 5.2: Gegenüberstellung technisch bedingter Verluste, Gänserndorf Nord

Obritzberg Statzendorf		2008	2009	
		[kWh]	[kWh]	
Jahresertrag lt. Gutachten	100%	57.012.700	100%	57.012.700
Leitungsverluste	0,63%	360.498	0,67%	382.645
Verluste durch Stillstand	2,13%	855.679	1,95%	731.877
Jahresertrag nach Abzug aller technisch bedingten Verluste	97,87%	55.796.523	98,05%	55.898.178

Tabelle 5.3: Gegenüberstellung technisch bedingter Verluste, Obritzberg Statzendorf

Betrachtet wurden jeweils die Jahre 2008 und 2009, da für diese Jahre bei beiden Windparks vollständige repräsentative Daten vorhanden sind.

So lässt sich feststellen, dass der Windpark Gänserndorf aufgrund der Leitungsverluste und durch Stillstand verursachte Verluste nur ca. 97,5 % des Jahresertrages aus dem Windgutachten liefert. Beim Windpark Obritzberg Statzendorf sind es 97,96%. Dies entspricht in etwa den 98% die in der Ertragskalkulation des Windparkbetreibers veranschlagt wurden. Weitere Informationen dazu können in den Kapiteln 4.1.3 und 4.1.3 gefunden werden.

Die restlichen 13,34% der Ertragsdifferenz für den Windpark Gänserndorf Nord und 15,77% für den Windpark Obritzberg Statzendorf dürften auf eine geringere Windgeschwindigkeit als im Gutachten veranschlagt war, zurückzuführen sein. Da allerdings die Windgeschwindigkeitsmessung der WKA unter der tatsächlichen Windgeschwindigkeit liegt, ist keine genaue Bestätigung dieser Aussage möglich.

Es gibt allerdings einige Anhaltspunkte dafür.

Als technische Beeinträchtigung des Jahresertrages käme nur noch eine schlechte Leistungskennlinie der WKA in Frage. Würde man mit der mittleren IST-Windverteilung des Windparks Gänserndorf und der Herstellerkennlinie einen neuen Jahresertrag berechnen, so würde dieser nur 72% des kalkulierten Jahresertrags aus dem Gutachten ausmachen. Auch beim Vergleich aller Windparkleistungskennlinien mit der Herstellerkennlinie wie in Abbildung 5.4, liegen die gemessenen Parkkennlinien deutlich über der Herstellerkennlinie. Daher sind die Verluste aufgrund einer schlechten Leistungskennlinie der WKA eher unwahrscheinlich.

Die Windgeschwindigkeitswerte entsprechen zwar absolut gesehen nicht der tatsächlichen Windgeschwindigkeit, relativ bezogen auf das Jahr 2007 wurde die Windgeschwindigkeit mit den Jahren eindeutig geringer, wie in Tabelle 5.3 zu erkennen ist. Auch bei der Betrachtung der Numbis Daten in Tabelle 3.3 kann man definitiv feststellen, dass die Windgeschwindigkeit in der Betriebszeit des Windparks geringer war als in den Jahren vor Inbetriebnahme.

Betrachtet man die Leistungskennlinien 4.26, 4.27, 4.28, 3.13 und 3.13 lässt sich ein weiteres Indiz finden, auf das man auf einen tatsächlich schwächeren Wind schließen kann. In den Jahren 2009 und 2010 sind bei höheren Windgeschwindigkeiten größer 19 m/s einige leere Einträge in den Tabellen, da im SCADA-System keine Leistungswerte und Windgeschwindigkeiten eingetragen waren. Anders ausgedrückt kam es in diesen Jahren nie zu so hohen Windgeschwindigkeiten, was bei der Betrachtung der Windstundenverteilung (Diagramm 3.4 4.3, 4.4 und 4.5) darauf schließen lässt, dass sich das Windmittel nach unten verschoben haben muss. Somit ist auch der Jahresertrag geringer.

5.7 Ausblick auf mögliche weitere Arbeiten

Natürlich ist es möglich eine ähnliche Analyse mit anderen Windparks durchzuführen, um noch mehr aussagekräftige Daten zu erhalten. Auf Basis dieser Daten wäre es zielführend ein Konzept zur Ertragskalkulation für zukünftige Windparkplanungen zu erarbeiten.

Die abweichenden Windgeschwindigkeitsmessungen des Anemometers auf der Gondel der WKA, war der Grund dafür, dass in dieser Arbeit gewisse Vergleiche nicht oder nur unzureichend möglich waren. Eine detaillierte Betrachtung und Analyse dieser Messabweichung ist durchaus sinnvoll.

Literaturverzeichnis

- [1] Georg Kury ENAIRGY. Meteorologisches Gutachten Windpark Gänserndorf Nord. Technical report, 2007.
- [2] Enercon. *Technische Daten E-70 2.000 kW*, volume 1. www.enercon.de, 2006.
- [3] Bundesverband Wind Energie E.V. *Funktionsprinzip Windergiewandler*. [Http://www.windenergie.de/infocenter/technik/funktionsweise](http://www.windenergie.de/infocenter/technik/funktionsweise), 2012.
- [4] EVN-Naturkraft. *Von der EVN-Naturkraft zur Verfügung gestellt*.
- [5] EVN-Naturkraft. *Windpark Gänserndorf Informationsblatt*. www.evn-Naturkraft.at.
- [6] EVN-Naturkraft. *Windpark Obritzberg-Statzendorf Infomationsblatt*. www.evn-Naturkraft.at.
- [7] EVN-Naturkraft. *EVN-Naturkraft*. <http://www.evn-naturkraft.at/>, 2012.
- [8] Erich Hau. *Windkraftanlagen*. 2008.
- [9] IEC Committee. IEC 61400-12-1 Power performance measurments of electricity producing wind turbins, 2005.
- [10] IEC Committee. IEC TS 61400-26-1 Wind Turbines- Time based availability für wind turbines, 2010.
- [11] Adolf Thies GmbH & Co. KG. Datenblatt Anemometer. http://www.thiesclima.com/ultrasonic_anemometer.html, 2012.
- [12] Niederösterreichische Landesregierung. NUMBIS Messwerte Station Gänserndorf. Technical report, 2011.
- [13] ENERCON Gesellschaft mit beschränkter Haftung. *Enercon*. Enercon www.enercon.de/de-de/enercon.htm, 2006.

- [14] L. Sachs. *Angewandte Statistik*. Springer-Verlag, 1983.