



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Niklas Rapp

Untersuchung des Windpark-Wake- Steering unter Berücksichtigung eines Fledermausalgorithmus

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Niklas Rapp
**Untersuchung des Windpark-Wake-
Steering unter Berücksichtigung eines
Fledermausalgorithmus**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff
Zweitprüferin: Prof. Dr.-Ing. Vera Schorbach

Abgabedatum: 03.12.2024

Zusammenfassung

Niklas Rapp

Thema der Bachelorthesis

Untersuchung des Windpark-Wake-Steering unter Berücksichtigung eines Fledermausalgorithmus

Stichworte

Windenergie, Windparkoptimierung, Energieertragsberechnung, Wake-Steering, Gier-Winkel, Nachlaufsimulation, PyWake, TOPFARM, Artenschutz, Fledermausschutz

Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit werden Nachlaufströmungen von Windenergieanlagen untersucht, um den Energieertrag durch die Anwendung von Wake-Steering mittels Anpassung der Gier-Winkel zu maximieren. Hierbei wird zusätzlich ein Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen berücksichtigt. Die Untersuchung bezieht sich auf den Windpark Hamburg-Curslack. Es werden theoretische Grundlagen erläutert und ein Python-basiertes Softwaretool zur Untersuchung von Wake-Steering vorgestellt und angewendet.

Niklas Rapp

Title of the paper

Investigation of wind farm wake steering under consideration of a bat algorithm

Keywords

Wind energy, wind farm optimization, energy production calculation, wake steering, yaw angle, wake simulation, PyWake, TOPFARM, species protection, bat protection

Abstract

In this thesis wake effects of wind turbines are investigated in order to maximize the energy production by applying wake steering through yaw angle misalignment. A shut-down algorithm for the protection of bats is also taken into account. The study relates to the Hamburg-Curslack wind farm. The theoretical principles are explained and a Python-based software tool for investigating wake steering is presented and applied.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VII
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	X
1. Einleitung	1
2. Vorgehen	3
3. Theoretische Grundlagen	5
3.1. Aerodynamische Grundlagen	5
3.1.1. Impulstheorie nach Betz	5
3.1.2. Aerodynamische Beiwerte	8
3.1.3. Induktionsfaktor	10
3.1.4. Turbulenz	11
3.2. Nachlaufmodelle	12
3.2.1. PARK-Modell	13
3.2.2. Bastankhah-Modell	15
3.3. Methoden Wake-Steering	16
3.3.1. Induktionsvariation	17
3.3.2. Einstellung des Gier-Winkels	18
4. Technische Grundlagen	22
4.1. Windpark Hamburg-Curslack	22
4.2. Leistungskurve einer Windenergieanlage	26
4.3. Bedeutung von Wake-Steering	28
4.4. PyWake	33
4.5. TOPFARM	37
4.6. Fledermausschutz	39
5. Untersuchung des IST-Zustands	42
5.1. Ertragsberechnung mittels Anlagendaten	42
5.2. Ermittlung der Abschattungsverluste	44
5.3. Ermittlung der Fledermausverluste	46

6. Untersuchung des Potentials von Wake-Steering	49
6.1. Darstellung von zwei Anlagen in PyWake	49
6.2. Anpassung des Gier-Winkels in PyWake	54
6.3. Optimierung von zwei Anlagen mittels TOPFARM	56
6.4. Optimierung von fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen	60
7. Optimierung anhand der realen Messdaten	64
7.1. Optimierung ohne Berücksichtigung des Fledermaus-Algorithmus	64
7.1.1. Beschreibung der Vorgehensweise	64
7.1.2. Auswertung der Ergebnisse	66
7.2. Optimierung der Fledermaus-Abschaltverluste	76
7.2.1. Beschreibung der Vorgehensweise	76
7.2.2. Auswertung der Ergebnisse	78
8. Diskussion der Ergebnisse	83
9. Zusammenfassung und Fazit	87
Literaturverzeichnis	91
Anhang A	A

Symbolverzeichnis

A	(Rotor-) Fläche
a	Induktionsfaktor
c_p	Leistungsbeiwert
c_t	Schubbeiwert
D	Rotordurchmesser
D_E	Äquivalenter Rotordurchmesser
E_{kin}	Kinetische Energie
F_S	Schubkraft der Anlage
F_{SR}	Schubkraft am Rotor
h	Höhe
I_{amb}	Umgebungsturbulenz
I_{ind}	Induzierte Turbulenz
k	Abklingkonstante
k_{opt}	Optimierte Abklingkonstante
k^*	Expansionsfaktor
L_E	Abstand zur Messeinrichtung
m	Masse
$\dot{m}$	Massenstrom
$\dot{m}_R$	Massendurchsatz durch den Rotor
n_{wt}	Anzahl Windturbinen
P	Mechanische Leistung
P_{Ges}	Windparkleistung
P_{Wind}	Physikalische Leistung
v	Windgeschwindigkeit
v_R	Windgeschwindigkeit in Rotorebene
v_m	Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit

v_w	Windgeschwindigkeit im Nachlauf
v_∞	Ungestörte Windgeschwindigkeit
Δv	Geschwindigkeitsdefizit
z_h	Nabenhöhe
z_0	Bodenrauigkeit
α	Ablenkung der Nachlaufströmung
β	Geschwindigkeitsverhältnis über den Rotor
β_G	Radiale Wachstumsrate
δ	Wake-Aufweitung nach Jiménez-Modell
ϵ	Versatz zur Rotorebene
θ	Gier-Winkel
θ_A	Auszuschließender Messsektor
ρ	Luftdichte
σ	Standardabweichung
σ_v	Turbulenz

Abkürzungsverzeichnis

AEP	<i>Annual Energy Production</i> - Jahresenergieertrag
BGD	Bastankhah-Gauss-Defizit
DTU	Technische Universität Dänemark
WEA	Windenergieanlage
FLM	Fledermaus
NOJ	Nils-Otto-Jensen Modell
LES	Large-Eddy-Simulation
TI	Turbulenzintensität
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Pro- gramme

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Vorgehensweise der Untersuchung	4
Abbildung 3-1 Querschnittserweiterung des Luftstroms (Hau, 2016).....	6
Abbildung 3-2 Verlauf des Leistungsbeiwerts über β	9
Abbildung 3-3 Aufweitung des Nachlaufs nach PARK-Modell (Archer, et al., 2019).....	14
Abbildung 3-4 Aufweitung des Nachlaufs nach Bastankhah-Modell (Archer, et al., 2019)....	16
Abbildung 3-5 Verlauf der Nachlaufströmung bei Veränderung des Gier-Winkels (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009)	18
Abbildung 3-6 Ablenkung des Nachlaufs entsprechend dem Jiménez Deflection Modell (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009).....	19
Abbildung 3-7 Anströmgeschwindigkeit bei Veränderung des Gier-Winkels (Hau, 2016).....	20
Abbildung 3-8 Geschwindigkeitsdreieck gegierte Anlage (eigene Darstellung)	21
Abbildung 4-1 Windpark-Layout Hamburg-Curslack (Bildquelle: Vorlesung KBWind)	23
Abbildung 4-2 Messmast am Standort Hamburg-Curslack.....	24
Abbildung 4-3 Windrose am Standort Curslack 2021 in 115,0m Höhe	25
Abbildung 4-4 Leistungskurven der Generation Delta	27
Abbildung 4-5 Vergleich der Leistungskurven Delta und Gamma	28
Abbildung 4-6 Aerodynamische Beiwerte für verschiedene Induktionsfaktoren.....	30
Abbildung 4-7 Einzelleistungen und Windparkleistung für verschiedene a-Werte	31
Abbildung 4-8 Windparkleistung mit und ohne Induktionsvariation.....	32
Abbildung 5-1 Monatliche Brutto-Energieerträge des Windparks im Jahr 2021	43
Abbildung 5-2 Vergleich der Jahresenergieerträge 2021 bei gestörter und ungestörter Anströmung	45
Abbildung 5-3 Abschattungsverluste der einzelnen Anlagen im Jahr 2021	46
Abbildung 5-4 FLM-Abschaltverluste pro Anlage im Jahr 2021	47
Abbildung 6-1 Vergleich des AEP mit und ohne Berücksichtigung der Wake-Effekte.....	51
Abbildung 6-2 Wake Map für konstante Bedingungen ohne Wake-Steering	52
Abbildung 6-3 Vergleich der AEP-Werte bei unterschiedlichen Nachlaufmodellen.....	53
Abbildung 6-4 Wake Map für zwei Anlagen mit Bastankhah-Gauss-Defizit.....	54
Abbildung 6-5 Verlauf des Wakes bei verschiedenen Gier-Winkeln	55
Abbildung 6-6 Wake Map nach Durchführung der Optimierung	56
Abbildung 6-7 Vergleich der Jahresenergieerträge von zwei Anlagen vor und nach Optimierung der Gier-Winkel.....	57
Abbildung 6-8 Vergleich des AEP mit und ohne Korrektur der Anströmgeschwindigkeit	58
Abbildung 6-9 Wake Map nach Optimierung bei vollständiger Abschattung von WEA 2	59
Abbildung 6-10 Darstellung der Energieerträge von fünf Anlagen vor und nach der Optimierung	61

Abbildung 6-11 Wake Map für fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen ohne Optimierung	62
Abbildung 6-12 Wake Map für fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen mit Optimierung ..	62
Abbildung 7-1 Vergleich der Simulationsergebnisse mit dem IST-Zustand im Januar 2021 ..	67
Abbildung 7-2 Vergleich der Jahresenergieerträge mit und ohne Optimierung	68
Abbildung 7-3 Ertragsdifferenz vor und nach der Optimierung	69
Abbildung 7-4 Monatliche Energieerträge vor und nach der Optimierung	70
Abbildung 7-5 Monatliche Ertragssteigerung in MWh	71
Abbildung 7-6 Prozentuale Ertragssteigerung	71
Abbildung 7-7 Ertragssteigerung pro Windrichtungssektor	73
Abbildung 7-8 Prozentuale Ertragssteigerung pro Windrichtungssektor	74
Abbildung 7-9 Verteilung der Ertragssteigerung je Windrichtungssektor (Sommer)	75
Abbildung 7-10 Verteilung der Ertragssteigerung je Windrichtungssektor (Winter)	75
Abbildung 7-11 Modifizierte Leistungskurven zur Berücksichtigung des FLM-Algorithmus...	77
Abbildung 7-12 Energieerträge pro Anlage zwischen 01. und 19. April	79
Abbildung 7-13 Ertragsdifferenz pro Anlage vor und nach der Optimierung	79
Abbildung 7-14 Energieertrag pro Anlage vor und nach Optimierung im Zeitraum des aktiven Algorithmus	80
Abbildung 7-15 Ertragsdifferenz pro Anlage im FLM-Zeitraum	81
Abbildung 7-16 Vergleich des Potentials von Wake-Steering mit und ohne Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus	82

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1 Anlagenkenndaten	22
Tabelle 4-2 Messektoren nach DIN EN 61400-12-1	26
Tabelle 4-3 Initialparameter für Induktionsvariation	29
Tabelle 4-4 Abschaltbedingungen im Windpark Hamburg-Curslack.....	40
Tabelle 5-1 Brutto-Erträge im Jahr 2021 aus Anlagendaten.....	43
Tabelle 6-1 Initialbedingungen der Untersuchung	50
Tabelle 6-2 Simulationsergebnisse von fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen	60
Tabelle 8-1 Ergebnisse der Untersuchung ohne FLM-Algorithmus	83
Tabelle 8-2 Ergebnisse der FLM-Untersuchung.....	85

1. Einleitung

Am 23. April 2023 trafen sich die neun europäischen Nordsee-Anrainerstaaten in Ostende in Belgien zum 2. Nordsee-Gipfel. Ziel dieses Treffens war das Vorantreiben des Ausbaus von Offshore-Windenergie, der einen entscheidenden Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 leisten soll (Bundesregierung, 2023). Es wurden konkrete Ziele zum Ausbau von Windenergieanlagen in der Nordsee bekanntgegeben. Die neun Länder wollen bis zum Jahr 2030 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 120 Gigawatt (GW) bauen. Bis 2050 sollen es mindestens 300 GW Leistung sein (Bundesregierung, 2023). Auch Deutschland hat sich konkrete Ziele für den Ausbau der Windenergie gesetzt. Bis 2030 sollen Offshore-Windenergieanlagen mit insgesamt 30 GW Leistung installiert sein (MDR Wissen, 2023). Derzeit sind ca. 1600 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 8,9 GW in der deutschen See verbaut (Stand: 30. Juni 2024) (Deutsche WindGuard GmbH, 2024).

Um den Ausbau der Onshore-Windenergie voranzutreiben ist am 01. Februar 2023 das „Wind-an-Land-Gesetz“ in Kraft getreten. Demnach soll jedes Bundesland bis Ende 2032 mindestens 2% seiner Landesfläche für die Windenergie ausweisen. Derzeit sind nur ca. 0,8% der Landesfläche dafür ausgewiesen, wobei lediglich 0,5% tatsächlich verfügbar sind (Bundesregierung, 2023). Um die Ziele zu erreichen, ist also ein massiver Ausbau der Windenergie nötig. Damit einhergehend wird die Anzahl der Anlagen stark ansteigen. Dadurch ergeben sich neben der Planung, Genehmigung und Umsetzung noch weitere Herausforderungen.

Die Flächen der deutschen Seegebiete werden neben der Windenergie auch für Schifffahrt, Naturschutzgebiete und den Abbau von Sand und Kies genutzt (Kühn, 2024). Da nicht unbegrenzt Platz zur Verfügung steht, weder auf See noch an Land, wird die steigende Anzahl der Windparks dazu führen, dass die Anlagen einen gegenseitigen Einfluss aufeinander haben. Dies wird sich dadurch äußern, dass Anlagen im Windschatten benachbarter Windparks stehen. In diesem Fall ist von sogenannten Abschattungs- oder Nachlaufeffekten die Rede (Kühn, 2024). Diese Effekte führen dazu, dass der Energieertrag einer Anlage absinkt, weil die Windgeschwindigkeit von benachbarten Anlagen reduziert wird (Kühn, 2024).

Des Weiteren stellt der weitere Ausbau der Windkraft eine Gefährdung verschiedener Tierarten, wie Vögel und Fledermäuse, dar. Laut dem Naturschutzbund Deutschland liegt die Zahl der jährlich durch Windenergieanlagen getöteten Vögel in Deutschland bei bis zu 100.000 Individuen (Naturschutzbund Deutschland, 2024). Bei Fledermäusen beträgt die Anzahl der an Rotoren umkommenden Tiere bis zu 250.000 (Manfred & Adobe, 2019). Durch den weiteren Ausbau der Windenergie ist ohne wirksame Schutzmaßnahmen mit einem Anstieg dieser Zahlen zu rechnen.

In dieser Arbeit soll eine Methode untersucht werden, die Abschattungseffekte zwischen Windenergieanlagen zu reduzieren. Durch aktive Nachlauf-Steuerung, sogenanntes Wake-Steering, ist es möglich, die Auswirkungen von Nachlaufströmungen auf stromabwärtsliegende Windenergieanlagen zu beeinflussen (King, Fleming, Martinez, Bay, & Churchfield, 2022). Auf diese Weise soll der Energieertrag der Anlagen maximiert werden. Bei den Untersuchungen wird ein Mechanismus zum Schutz von Fledermäusen berücksichtigt. Das Ziel ist eine Steigerung des Energieertrages, ohne eine erhöhte Gefährdung von Fledermäusen zu erreichen. Die Betrachtungen beziehen sich auf den Windpark Hamburg-Curslack. Das gewählte Vorgehen wird so beschrieben, dass es auch auf andere Windparks angewendet werden kann.

2. Vorgehen

In dieser Arbeit soll untersucht werden, ob eine Steigerung des Energieertrags im Windpark Hamburg-Curslack durch die Anwendung von Wake-Steering möglich ist. Hierbei soll nicht nur eine quantitative Aussage zur möglichen Ertragssteigerung gemacht, sondern zuvor das Thema Wake-Steering im Allgemeinen erläutert und untersucht werden. Es werden zunächst theoretische und technische Grundlagen erläutert und der IST-Zustand des Windparks Hamburg-Curslack untersucht. Anschließend erfolgt eine Einführung in das Thema Wake-Steering. Vor der eigentlichen Untersuchung werden die Methoden zur Simulation und das Potential von Wake-Steering dargestellt. Die Vorgehensweise, die für die Durchführung dieser Arbeit gewählt wurde, soll nachvollziehbar und reproduzierbar dargestellt werden, damit sie gegebenenfalls erweitert und in weiteren Untersuchungen wiederverwendet werden kann. Aus diesem Grund wird das gewählte Vorgehen in diesem Kapitel beschrieben und zusammengefasst.

Ein zentraler Punkt dieser Arbeit ist die Darstellung des Potentials von Wake-Steering. Daher werden zunächst mehrere Beispielrechnungen durchgeführt, um zu erklären, wie die aktive Steuerung von Windenergieanlagen dazu beitragen kann, den Energieertrag eines Windparks zu erhöhen. Zu Beginn wird anhand einer solchen Beispielrechnung die Methode der Induktionsvariation erläutert. Anschließend wird ein Softwaretool vorgestellt, mit dem eine weitere Möglichkeit des Wake-Steering untersucht werden kann. Hierbei handelt es sich um die Einstellung des Gier-Winkels einzelner Windenergieanlagen innerhalb des Windparks. Das Potential dieser Methode wird zunächst anhand von zwei, dann von fünf Anlagen bei konstanten Umgebungsbedingungen untersucht und dargestellt. Dieses Beispiel soll veranschaulichen, wie und in welchem Maße die Variation der Gier-Winkel den Energieertrag eines Windparks steigern kann. Hierzu werden die Ertragsverluste, die aufgrund von Nachlaufeffekten entstehen, untersucht und dargestellt. Anschließend werden die Jahresenergieerträge der Anlagen mit und ohne Anwendung des Wake-Steerings miteinander verglichen.

Nachdem die Funktionsweise und das Potential zur Ertragssteigerung durch Wake-Steering anhand dieser vereinfachten Betrachtungsweisen erläutert wurde, wird die eigentliche Untersuchung durchgeführt. Hierfür werden die realen Windmessdaten des Windparks Hamburg-Curslack analysiert. Der Energieertrag des Windparks wird anschließend durch zwei verschiedene Optimierungsansätze untersucht. Zum einen soll der direkte Energieertrag durch die Anwendung von Wake-Steering gesteigert werden. Diese potentielle Steigerung erfolgt aufgrund einer Verringerung der gegenseitigen Abschattungseffekte der Windenergieanlagen. Zum anderen wird eine Optimierung unter Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen der Anlagen durchgeführt und geprüft, ob sich der Energieertrag durch eine Minderung der Abschaltverluste steigern lässt. Beide Optimierungsansätze werden in den entsprechenden Kapiteln näher erläutert, um eine Nachvollziehbarkeit und Reproduzierbarkeit zu gewährleisten. Das Ziel dieser beiden letzten Untersuchungsschritte ist die Quantifizierung

des Potentials von Wake-Steering im Windpark Hamburg-Curslack anhand der realen Windbedingungen.

Diese Vorgehensweise wurde gewählt, um ein Verständnis für die Funktionsweise und das Potential von Wake-Steering zu vermitteln. Die vereinfachten Betrachtungsweisen zu Beginn der Untersuchung sollen dazu dienen, die komplexen Zusammenhänge unter realen Bedingungen nachvollziehen zu können. Die einzelnen Schritte der gewählten Vorgehensweise sind in folgender Grafik chronologisch aufgelistet und dargestellt (Abbildung 2-1).

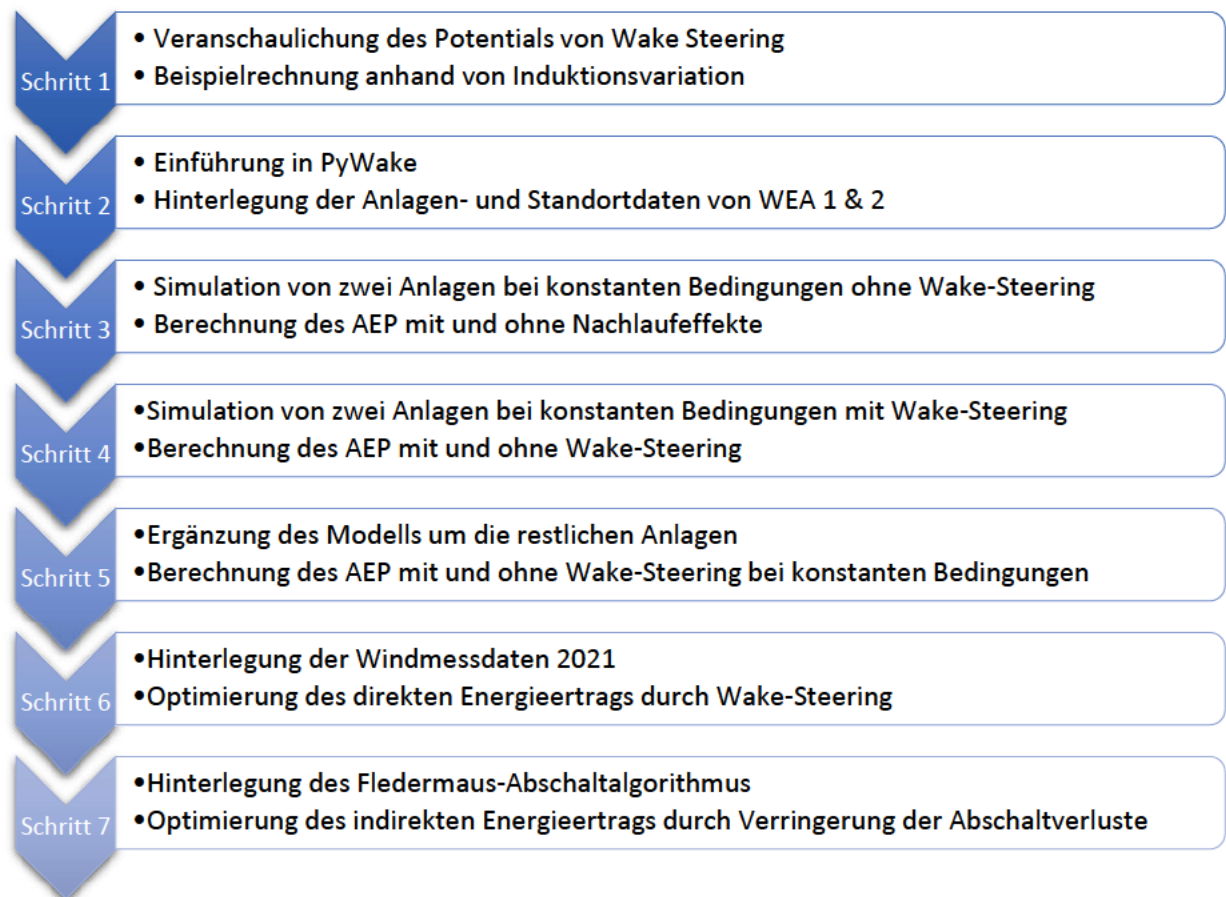


Abbildung 2-1 Vorgehensweise der Untersuchung

3. Theoretische Grundlagen

Die grundlegende Funktion von Windenergieanlagen ist es, die kinetische Energie des Windes in mechanische Arbeit umzusetzen. Man bezeichnet sie daher auch als Energiewandler (Hau, 2016). Um zu verstehen, wie diese Umsetzung der kinetischen Energie in mechanische Arbeit funktioniert, werden im folgenden Unterkapitel die physikalischen und aerodynamischen Grundlagen der Funktionsweise von Windenergieanlagen erläutert.

3.1. Aerodynamische Grundlagen

Als erstes werden die grundlegenden Zusammenhänge der Windenergie dargestellt und erläutert. Anschließend werden die für diese Arbeit relevanten Beiwerte und Begrifflichkeiten beschrieben.

3.1.1. Impulstheorie nach Betz

Die Grundlage für die Generierung von mechanischer Leistung aus einem bewegten Luftstrom ist die in einer Luftmasse m enthaltene kinetische Energie. Bewegt sich diese Luftmasse mit der Geschwindigkeit v , lässt sich die in ihr enthaltene kinetische Energie ausdrücken als (Hau, 2016):

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^2 \quad 3.1$$

Durchströmt die Luft einen Querschnitt A mit einer Geschwindigkeit v , so kann unter Berücksichtigung der Luftdichte ρ der Massenstrom $\dot{m}$ ermittelt werden (Hau, 2016):

$$\dot{m} = \rho v A \quad 3.2$$

Die physikalische Leistung P_{Wind} , welche in einem Luftstrom enthalten ist, ergibt sich aus der kinetischen Energie der bewegten Luft und dem Massenstrom. Die Leistung ist identisch mit der durch den Querschnitt A hindurchfließenden Energiemenge pro Zeit (Hau, 2016):

$$P_{Wind} = \frac{1}{2}\rho v^3 A \quad 3.3$$

Mittels Gleichung 3.3 wird die Leistung beschrieben, die in einem Luftstrom enthalten ist. Diese ist nicht identisch mit der Leistung, die eine Windenergieanlage in mechanische Leistung umsetzen kann. Wenn ein Luftstrom durch den Querschnitt einer Windenergieanlage strömt, wird die Windgeschwindigkeit aufgrund der Energieumwandlung verringert (Hau, 2016). Die Kontinuitätsgleichung besagt, dass der Massenstrom konstant bleibt:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad 3.4$$

Bei gleichbleibender Dichte bedeutet eine Verzögerung der Geschwindigkeit von v_1 auf v_2 daher, eine Erweiterung des Querschnitts der Stromröhre hinter der Windenergieanlage (Abbildung 3-1).

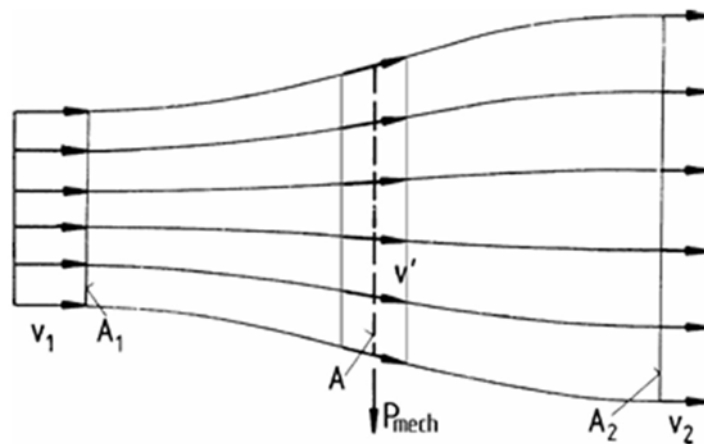


Abbildung 3-1 Querschnittserweiterung des Luftstroms (Hau, 2016)

Um zu ermitteln, welche mechanische Leistung eine Windenergieanlage aus einem Luftstrom generieren kann, müssen die Strömungsverhältnisse vor und hinter der Anlage betrachtet werden. Diese entspricht der Leistungsdifferenz des Luftstroms. Unter Berücksichtigung der Kontinuitätsgleichung ergibt sich für die Leistung $P = P_{mech}$:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_2^2 - v_1^2) \quad 3.5$$

Mathematisch würde die Leistung nach Gleichung 3.5 ihr Maximum erreichen, wenn v_2 gleich Null ist. Physikalisch ist dieses Ergebnis nicht möglich, da es bedeuten würde, dass der Luftstrom hinter der Windenergieanlage zum Stillstand kommt. Wenn dies der Fall wäre, wäre keine Durchströmung der Anlage mehr möglich, und es könnte keine Leistung generiert werden. Das reale Maximum der entziehbaren Leistung liegt bei einem bestimmten Verhältnis der

Luftstromgeschwindigkeiten vor und hinter dem Leistungsentzug. Um dies zu ermitteln, ist eine weitere Betrachtung der mechanischen Leistung eines Energiewandlers notwendig (Hau, 2016).

Mittels des Impulssatzes kann die Schubkraft F_{SR} berechnet werden, welche die Luft auf den Rotor der Anlage ausübt:

$$F_{SR} = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad 3.6$$

Entsprechend dem dritten Newtonschen Axiom „actio gleich reactio“ muss dieser Kraft eine gleich große Kraft von der Anlage auf die Luft entgegenwirken (Hau, 2016). Der Rotor der Anlage verschiebt die Luftmenge mit der Schubkraft $F_S = -F_{SR}$ und der Geschwindigkeit v_R , welche in der Rotorebene herrscht. Die dazu erforderliche Leistung lässt sich berechnen durch:

$$P = F_S v_R = \dot{m}(v_2 - v_1)v_R \quad 3.7$$

Die Leistung lässt sich neben der Leistungsdifferenz vor und hinter der Anlage also auch über die Schubkraft und die Durchströmungsgeschwindigkeit des Rotors ermitteln. Durch Gleichsetzen dieser beiden Ansätze erhält man eine Beziehung für die in der Rotorebene herrschende Windgeschwindigkeit (Hau, 2016):

$$\frac{1}{2}\dot{m}(v_2^2 - v_1^2) = \dot{m}(v_2 - v_1)v_R \quad 3.8$$

Löst man diese Gleichung nach v_R auf, ergibt sich für die Geschwindigkeit in der Rotorebene der Mittelwert aus der Anströmgeschwindigkeit v_1 und der Abströmgeschwindigkeit v_2 :

$$v_R = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad 3.9$$

Dieser Zusammenhang wird als Froude-Theorem bezeichnet (Hau, 2016). Mittels dieser Beziehung lässt sich der Massendurchsatz durch den Rotor wie folgt beschreiben:

$$\dot{m}_R = \frac{1}{2}\rho A(v_1 + v_2) \quad 3.10$$

Die mechanische Leistung der Anlage lässt sich unter Berücksichtigung der letzten beiden Gleichungen ausdrücken als:

$$P = \dot{m}_R(v_2 - v_1)v_R = \frac{1}{2}\rho A(v_1 + v_2)(v_2 - v_1)\frac{v_1 + v_2}{2} \quad 3.11$$

3.1.2. Aerodynamische Beiwerte

Im vorangegangenen Unterkapitel 3.1.1 wurde erläutert, wie die in einem Luftstrom, der durch einen Querschnitt strömt, enthaltene Leistung P_{Wind} bestimmt werden kann. Anschließend wurde eine Formel für die Berechnung der mechanischen Leistung P , die mittels einer Windenergieanlage aus einem Luftstrom generiert werden kann, hergeleitet. Möchte man nun den Anteil der in einem Luftstrom enthaltenen Leistung, die in mechanische Leistung umgesetzt werden kann, bestimmen, muss man diese beiden Gleichungen ins Verhältnis setzen. Diese Beziehung wird als Leistungsbeiwert c_p bezeichnet (Hau, 2016).

$$c_p = \frac{P}{P_{Wind}} = \frac{\frac{1}{2}\rho A(v_1 + v_2)(v_2 - v_1)\frac{v_1 + v_2}{2}}{\frac{1}{2}\rho v_1^3 A} = \frac{1}{2}\left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right)\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \quad 3.12$$

Führt man für das Verhältnis der Windgeschwindigkeit vor und hinter dem Rotor den Faktor $\beta = \frac{v_2}{v_1}$ ein, so ergibt sich für den Leistungsbeiwert c_p :

$$c_p = \frac{P}{P_{Wind}} = \frac{1}{2}(1 - \beta^2)(1 + \beta) \quad 3.13$$

Das Verhältnis der generierbaren Leistung aus einem Luftstrom wird demnach durch das Verhältnis der Windgeschwindigkeiten vor und nach dem Leistungsentzug bestimmt. Die Abhängigkeit des Leistungsbeiwerts vom Verhältnis der Windgeschwindigkeiten ist in Abbildung 3-2 grafisch dargestellt:

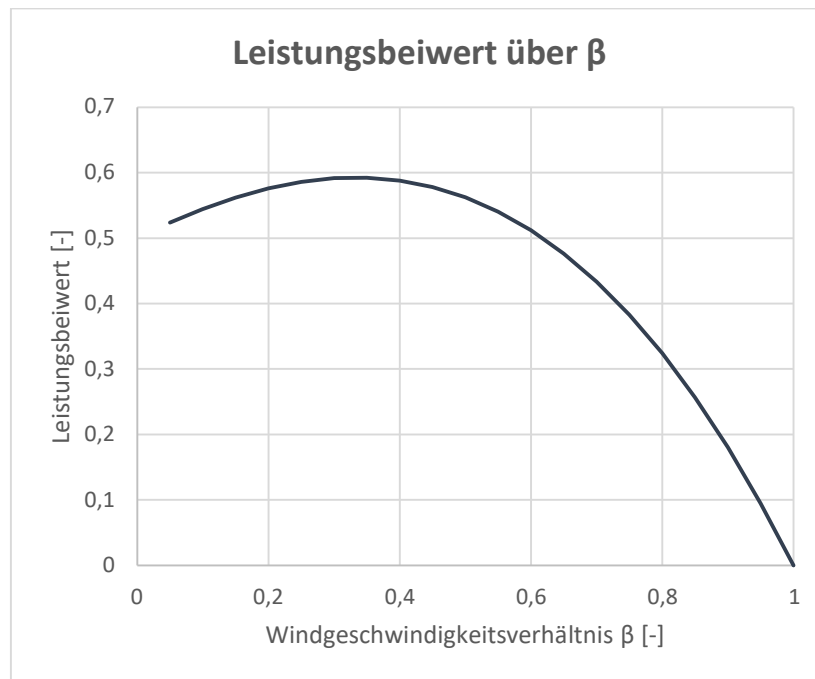


Abbildung 3-2 Verlauf des Leistungsbeiwerts über β

Dem Verlauf des Graphen ist zu entnehmen, dass der Leistungsbeiwert bei einem bestimmten Geschwindigkeitsverhältnis ein Maximum erreicht. Dieses befindet sich bei $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$. Dieser Punkt beschreibt den theoretisch maximalen Anteil der Leistung, die eine Windturbine aus einem Luftstrom generieren kann. Es handelt sich hierbei um einen rein theoretischen Wert, da in der Realität auftretende Drall- und Reibungsverluste vernachlässigt werden. Dieses Maximum wird daher auch als idealer Leistungsbeiwert bezeichnet (Hau, 2016). Setzt man das optimale Geschwindigkeitsverhältnis in Gleichung 3.13 ein, ergibt sich der maximale Leistungsbeiwert zu $c_{p,max} = \frac{16}{27}$. Daraus folgt, dass eine Windenergieanlage unter idealen Bedingungen und unter Vernachlässigung von Verlusten maximal ca. 59% der im Wind enthaltenen Leistung in mechanische Leistung umsetzen kann. Einen Rotor mit dem maximalen Leistungsbeiwert, bezeichnet man als idealen Betz-Rotor (Hau, 2016).

Durch Verwendung des Leistungsbeiwertes lässt sich die aus einem Luftstrom generierbare mechanische Leistung berechnen durch:

$$P = c_p \frac{\rho}{2} v_1^3 A \quad 3.14$$

Analog zu dieser Betrachtungsweise kann ein weiterer Beiwert berechnet werden. Der Schubbeiwert c_t wird durch das Verhältnis der Schubkraft in der Rotorebene und der Schubkraft der ungestörten Strömung beschrieben (Hau, 2016):

$$c_t = \frac{F_s}{\frac{\rho}{2} v_1^2 A} = \frac{\rho v_R A (v_2 - v_1)}{\frac{\rho}{2} v_1^2 A} = \frac{2 v_R (v_2 - v_1)}{v_1} \quad 3.15$$

Setzt man in Gleichung 3.15 das Geschwindigkeitsverhältnis des maximalen Leistungsbeiwerts $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$ ein, erhält man einen Leistungsbeiwert von $c_{t,Betz} = \frac{8}{9}$.

3.1.3. Induktionsfaktor

Zur Beschreibung der Verzögerung eines Luftstroms durch einen Rotor wird in der Windenergie die durch den Rotor induzierte Windgeschwindigkeit verwendet. Hierbei wird die Windgeschwindigkeit in eine axiale und eine tangentielle Komponente zerlegt. Axial bedeutet entgegen der Windrichtung. Die tangentielle Geschwindigkeit ist entgegengesetzt zur Rotordrehung definiert und wird hier nicht weiter erläutert. Um die induzierten Geschwindigkeiten zu ermitteln, werden Induktionsfaktoren definiert. Der axiale Induktionsfaktor a berücksichtigt das Verhältnis der Strömungsgeschwindigkeit in der Rotorebene v_R zu der ungestörten Anströmung v_1 . Der axiale Induktionsfaktor ist durch folgende Gleichung definiert (Heinzelmann, 2011):

$$a = 1 - \frac{v_R}{v_1} \quad 3.16$$

Die in der Rotorebene herrschende Windgeschwindigkeit ergibt sich unter Berücksichtigung des Induktionsfaktors:

$$v_R = v_1(1 - a) \quad 3.17$$

Wobei der Term $v_1 a$ die induzierte Windgeschwindigkeit beschreibt (Heinzelmann, 2011).

Das Froude-Theorem ist auch für induzierte Windgeschwindigkeiten gültig, daher ergibt sich für die Strömungsgeschwindigkeit hinter dem Rotor entsprechend Gl. 3.9:

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad 3.18$$

Durch diesen Induktionsfaktor wird die axiale Verzögerung der Strömungsgeschwindigkeit in der Rotorebene ausgedrückt, es handelt sich hierbei um eine Beschreibung des Wirkungsgrades des Rotors. In der Windenergiebranche ist es üblich, den Wirkungsgrad nicht über den

Induktionsfaktor, sondern über den bereits beschriebenen Leistungsbeiwert c_p zu definieren (Heinzelmann, 2011). Entsprechend der Impuls-Theorie ergibt sich der Leistungsbeiwert unter Berücksichtigung der induzierten Windgeschwindigkeit zu:

$$c_p = 4a(1 - a)^2 \quad 3.19$$

Analog dazu kann auch der Schubbeiwert über den Induktionsfaktor beschrieben werden:

$$c_t = 4a(1 - a) \quad 3.20$$

Für einen idealen Betz-Rotor ergibt sich der maximale Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ und der zugehörige Schubbeiwert $c_{t,Betz}$ aus dieser Beziehung bei einem Induktionsfaktor von $a = \frac{1}{3}$.

3.1.4. Turbulenz

Wind ist zeitlich nicht homogen, sondern variabel. Misst man die Windgeschwindigkeit über eine gewisse Dauer, erkennt man, dass diese schwankt. Schwankungen mit einer langen Periodendauer über Tage oder Wochen werden als Wetter bezeichnet. Schwankungen mit kurzer Periodendauer treten stärker auf und werden als Turbulenz bezeichnet. Dabei wird zwischen der natürlichen Umgebungsturbulenz und der anlagenspezifischen Turbulenz unterschieden. Die Umgebungsturbulenz I_{amb} ist abhängig von der Bodenrauigkeit z_0 und der Höhe h und kann in erster Näherung durch Gl. 3.25 beschrieben werden (Schaffarczyk, 2016).

$$I_{amb} = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad 3.21$$

Der Faktor h bezeichnet hierbei die Höhe über dem Boden in Metern. Der Faktor z_0 , ebenfalls in Metern, ist die Rauigkeitslänge der Geländeoberfläche und ist standortspezifisch. Die Rauigkeitslänge, auch als Bodenrauigkeit bezeichnet, hängt von der Beschaffenheit des Geländebodens ab. Diese hat einen Einfluss auf die Strömungsgeschwindigkeit des Windes. Durch die Bodenrauigkeit wird der Strömung Energie entzogen, und es entsteht ein vertikaler Windgradient. Liegen Windmessungen in verschiedenen Höhen vor, so kann die Rauigkeitslänge entsprechend des logarithmischen Windprofils mit folgender Formel berechnet werden (Gasch & Twele, 2011):

$$z_0 = e^{\left(\frac{v_2 \ln z_1 - v_1 \ln z_2}{v_2 - v_1}\right)} \quad 3.22$$

Hierbei bezeichnen z_1 und z_2 zwei unterschiedliche Höhen und v_1 und v_2 die in der jeweiligen Höhe gemessene Windgeschwindigkeit.

Wegen der Schwankungen der Windgeschwindigkeit aufgrund der Bodenrauigkeit wird die horizontale Windgeschwindigkeit über 10 Minuten gemessen (Schaffarczyk, 2016). Aus diesem 10-Minuten-Intervall wird der Mittelwert der Windgeschwindigkeit v_m und die Standardabweichung $\sigma = \sigma_v$ als Turbulenz ermittelt. Der Quotient dieser beiden Werte ergibt die Turbulenzintensität TI , welche entweder einheitenlos oder in Prozent angegeben wird (Schaffarczyk, 2016).

$$TI = \frac{\sigma_v}{v_m} \quad 3.23$$

Durch die Turbulenz des Windes werden an einer Windenergieanlage Wechsellasten erzeugt. Diese können technisch durch Wöhlerkurven beschrieben werden. Stehen zwei Windenergieanlagen in Windrichtung hintereinander, erfährt die hintere Anlage neben der Umgebungsturbulenz eine durch die vordere Anlage induzierte Turbulenz I_{ind} . Die induzierte Turbulenz ist hierbei abhängig vom Rotordurchmesser, der Blattanzahl, dem Schubbeiwert und der Schnelllaufzahl der vorderen Anlage sowie der Umgebungsturbulenz. Die Gesamtturbulenz der hinteren Anlage lässt sich durch Gl. 3.24 beschreiben (Schaffarczyk, 2016).

$$TI = \sqrt{I_{amb}^2 + I_{ind}^2} \quad 3.24$$

3.2. Nachlaufmodelle

In der Windenergiebranche werden Ingenieurmodelle verwendet, um die Nachlaufströmungen innerhalb eines Windparks zu untersuchen. Diese Modelle dienen dazu, die Wake-Effekte, die innerhalb eines Windparks entstehen, darzustellen. Auf diese Weise kann der gegenseitige Einfluss der Windenergieanlagen untersucht werden. Dies ist notwendig, um die Leistungsgenerierung der einzelnen Anlagen und somit den Jahresenergieertrag des Windparks ermitteln zu können. Es gibt verschiedene Nachlaufmodelle, die sich in ihrer Komplexität unterscheiden (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020). Zwei einfache, analytische Modelle sollen in dieser Arbeit beschrieben und verwendet werden. Die Modelle beruhen auf vereinfachenden Annahmen und

sind dadurch weniger komplex als numerische Modelle (Reinwardt, 2021). Auf diese Weise können mit geringem Rechenaufwand Aussagen zum Energieertrag innerhalb eines Windparks getroffen werden. Beide hier vorgestellten Modelle sind nur im „Far-Wake“ gültig und berücksichtigen keine „Near-Wake“ Effekte (Pedersen, et al., 2023). Als „Near-Wake“ wird der Bereich unmittelbar hinter der Anlage bis ca. die Länge eines Rotordurchmessers stromabwärts bezeichnet. In diesem Bereich wird die Form der Nachlaufströmung von der Geometrie der Anlage bestimmt. Der dahinterliegende Bereich wird als „Far-Wake“ bezeichnet. Hier verliert die Rotorgeometrie an Bedeutung und die Form des Wakes wird durch den Modellierungsansatz, Wechselwirkungen der Nachlaufströmung und die Topographie der Umgebung bestimmt (Sanderse, 2009). Je größer der axiale Abstand zur Rotorebene ist, desto genauer werden die Berechnungsergebnisse der Nachlaufgeschwindigkeit anhand der beiden hier vorgestellten Modelle (Archer, et al., 2019).

Die hier beschriebenen Ansätze werden wegen ihrer geringen Auflösung als „low-fidelity“-Modelle bezeichnet. Komplexere Modelle, welche die Windbedingungen akkurater abbilden, werden in dieser Arbeit aufgrund des erhöhten Rechenaufwands nicht verwendet. Diese Modelle werden in „medium-fidelity“ (gültig für 2D) und „high-fidelity“ (gültig für 3D) unterteilt (Boersma, et al., 2017). Die Modelle mit höherer Auflösung basieren im Gegensatz zu den hier vorgestellten Modellen auf den Navier-Stokes-Gleichungen (Boersma, et al., 2017). Für eine weitergehende Untersuchung ist die Verwendung eines höher auflösenden Nachlaufmodells möglicherweise sinnvoll. Für diese erste Abschätzung des Potentials von Wake-Steering werden die Ergebnisse unter vereinfachenden Annahmen als ausreichend genau betrachtet.

3.2.1. PARK-Modell

Das PARK-Modell, in der Literatur auch als Jensen- oder NOJ-Modell bezeichnet, dient dazu, die Windgeschwindigkeit des Nachlaufs einer Windenergieanlage zu berechnen. Das Windgeschwindigkeitsdefizit wird bei diesem Modell anhand von zwei Parametern bestimmt. Diese sind der Schubbeiwert c_t der betrachteten Anlage und die Abklingkonstante k des Nachlaufs (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020). Das PARK-Modell beruht auf idealisierten Bedingungen. Es wird eine konstante Geschwindigkeitsreduktion im Nachlaufgebiet angenommen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der Nachlauf direkt an der Anlage dem Rotordurchmesser entspricht und sich von dort linear ausbreitet (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020). Unter Berücksichtigung dieser Annahmen wird das Nachlaufmodell durch folgende Formel beschrieben (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020):

$$v_w = v_\infty \left[1 - (1 - \sqrt{1 - c_t}) \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \right] \quad 3.25$$

Hierbei bezeichnet v_w die Geschwindigkeit der Nachlaufströmung in Abhängigkeit der Entfernung x stromabwärts zur Anlage. Die Geschwindigkeit der ungestörten Anströmung wird durch v_∞ beschrieben und D ist der Rotordurchmesser der Anlage. Die Abklingkonstante k des Nachlaufs ist abhängig von der Geländeoberfläche. Eine Möglichkeit der Berechnung durch einen empirischen Ansatz ist anhand der Turbulenzintensität (Pena Diaz, Réthoré, & van der Laan, 2016):

$$k = 0,4 * TI \quad 3.26$$

Dieser Ansatz wurde weiterentwickelt und anhand von Variation des Schubbeiwerts optimiert. Diese Optimierung ergab eine alternative Berechnungsmethode der Abklingkonstante k_{opt} , welche auf das PARK-Modell angepasst ist (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020):

$$k_{opt} = 0,48 * TI - 0,01 \quad 3.27$$

Neben der Berechnung ist es auch möglich, näherungsweise einen Erfahrungswert für die Abklingkonstante zu verwenden. In der Literatur wird bei der Betrachtung von Onshore-Windparks ein Wert von 0,075 für die Abklingkonstante verwendet (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020), (Reinwardt, 2021), (Pena Diaz, Réthoré, & van der Laan, 2016).

Abbildung 3-3 zeigt die lineare Aufweitung des Nachlaufs entsprechend dem PARK-Modell (Archer, et al., 2019):

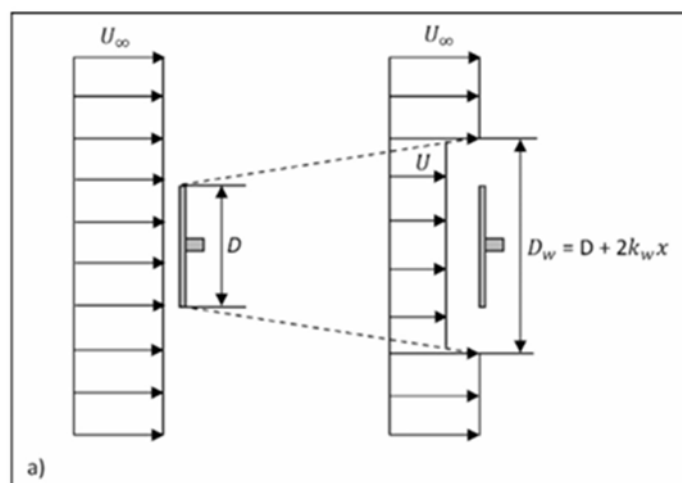


Abbildung 3-3 Aufweitung des Nachlaufs nach PARK-Modell (Archer, et al., 2019)

Weitere analytische Nachlaufmodelle, die ähnliche Ansätze wie das PARK-Modell verwenden, sind das Larsen-Modell (Larsen, 2009) und das Frandsen-Modell (Frandsen, et al., 2006). Diese werden in dieser Arbeit nicht näher beschrieben.

3.2.2. Bastankhah-Modell

Das zweite in dieser Arbeit verwendete Nachlaufmodell ist das Bastankhah-Modell. Dieses wird auch als Bastankhah-Gauss-Defizit (BGD) bezeichnet (Pedersen, et al., 2023). Hierbei wird nicht, wie beim PARK-Modell, von einer konstanten Geschwindigkeitsreduktion über den Rotor ausgegangen. Dieses Modell verwendet eine glockenförmige Kurve, um den Verlauf des Geschwindigkeitsdefizits zu beschreiben. Zur Ermittlung der Nachlaufgeschwindigkeit wird ein Gauß-Profil verwendet. Die Breite des Nachlaufs entspricht hierbei der Standardabweichung σ des Gauß'schen Geschwindigkeitsprofils. Die lineare Aufweitung des Nachlaufs kann durch folgende Formel beschrieben werden (Bastankhah & Porté-Agel, 2014):

$$\frac{\sigma}{D} = k^* \frac{x}{D} + \varepsilon \quad 3.28$$

Der Faktor k^* bezeichnet die Wachstumsrate der Gauß'schen Standardabweichung und ε ist deren Versatz zur Rotorebene (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020). Dieser Versatz ist ausschließlich abhängig vom Schubbeiwert c_t und kann durch folgende Formel berechnet werden (Bastankhah & Porté-Agel, 2014):

$$\varepsilon = 0,25 \sqrt{\frac{1}{2} \frac{1 + \sqrt{1 - c_t}}{\sqrt{1 - c_t}}} \quad 3.29$$

Der optimierte Expansionsfaktor k_{opt}^* ist eine Funktion der Turbulenzintensität und kann mittels folgender Gleichung ermittelt werden (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020):

$$k_{opt}^* = 0,34 * TI - 0,013 \quad 3.30$$

Das Geschwindigkeitsdefizit Δv bezogen auf die ungestörte Windgeschwindigkeit v_∞ kann durch folgende Gleichung beschrieben werden (Bastankhah & Porté-Agel, 2014):

$$\frac{\Delta v}{v_\infty} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{c_t}{8 \left(\frac{k^* x}{D} + \varepsilon \right)^2}} \right) \times \exp \left\{ -\frac{1}{2 \left(\frac{k^* x}{D} + \varepsilon \right)^2} \left[\left(\frac{z - z_h}{D} \right)^2 + \left(\frac{y}{D} \right)^2 \right] \right\} \quad 3.31$$

Hierbei ist x der Abstand stromabwärts zur Rotorebene, y der Abstand horizontal zur Rotormitte und z der Abstand vertikal zum Boden. Der Faktor z_h ist die Nabenhöhe und D der Rotordurchmesser der Anlage.

In Abbildung 3-4 ist die glockenförmige Aufweitung des Nachlaufs entsprechend dem Bastankhah-Modell dargestellt (Archer, et al., 2019):

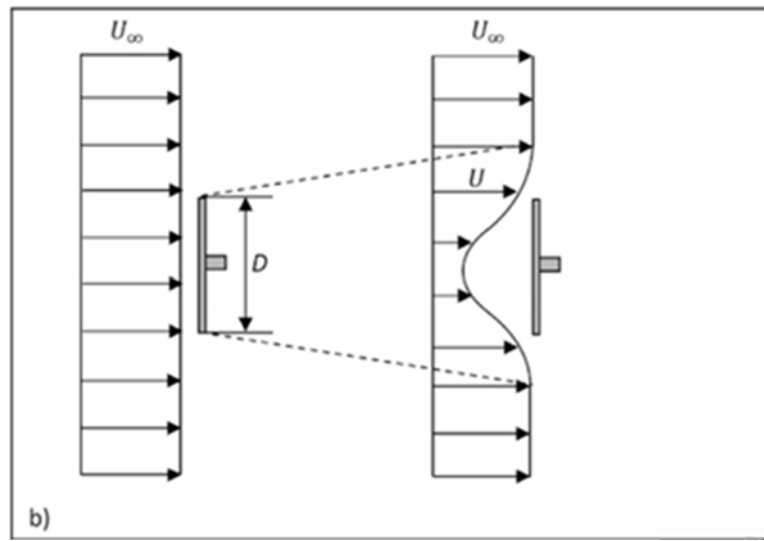


Abbildung 3-4 Aufweitung des Nachlaufs nach Bastankhah-Modell (Archer, et al., 2019)

Neben dem Bastankhah-Modell gibt es noch weitere Ansätze die Nachlaufströmung einer Windenergieanlage unter der Annahme einer Gauß'schen Geschwindigkeitsverteilung zu beschreiben. Einige Beispiele hierfür sind das Niayifar-Gauss-Defizit (Niayifar & Porté-Angel, 2016), das Xie und Archer Modell (Xie & Archer, 2014) und das Zong-Gauss-Defizit (Zong & Porté-Angel, 2020).

3.3. Methoden Wake-Steering

Wie bereits in Kapitel 3.2 erläutert, haben Windenergieanlagen durch ihre Nachlaufströmungen einen gegenseitigen Einfluss aufeinander. Dieser Einfluss hat negative Folgen für den Energieertrag der stromabwärts liegenden Anlagen. Die Strömungsgeschwindigkeit wird durch den Rotor verzögert. Dadurch erfährt eine stromabwärtsliegende Anlage eine geringere Windgeschwindigkeit, was zu einem verringerten Energieertrag führt. Zusätzlich erfährt ein Rotor, der sich in einem Strömungsnachlauf befindet, eine erhöhte induzierte Turbulenz und dadurch

eine höhere dynamische Belastung (Gebraad, et al., 2014). Dieser Effekt wird bei größer werdenden Anlagen mit steigenden Rotordurchmessern verstärkt. Es gibt verschiedene Methoden, die Gesamteffizienz eines Windparks zu steigern, indem die gegenseitige Abschattung der Anlagen verringert wird. Diese Methoden beruhen auf unterschiedlichen Steuerungsmöglichkeiten der Anlagen, die im Folgenden beschrieben werden. Die aktive Steuerung der Anlagen zur Veränderung der Nachlaufströmung wird als Wake-Steering bezeichnet. Im Folgenden werden zwei Möglichkeiten erläutert, diese Wake-Steering-Methoden zu untersuchen und darzustellen.

3.3.1. Induktionsvariation

Eine Möglichkeit besteht darin, den axialen Induktionsfaktor einer Anlage zu regulieren. Hierzu wird der Pitch-Winkel der Anlage verändert, sodass die Strömung durch den Rotor weniger stark verzögert wird. Dazu wird das Rotorblatt über aktiv geregelte Motoren um seine Längsachse gedreht (Hau, 2016). Wird der Pitch-Winkel einer Anlage erhöht, in deren Nachlauf sich weitere Anlagen befinden, wird der Abschattungseffekt verringert und die stromabwärtsliegenden Windturbinen erfahren eine höhere Windgeschwindigkeit. Das Konzept dieser Nachlaufregulierung existiert seit den späten 1980er Jahre und wurde bereits in mehreren Arbeiten auf verschiedene Arten untersucht (Gebraad, et al., 2014). Es ist hierbei möglich, durch Berechnungen parametrisierter Modelle Optimierungen durchzuführen. Hierbei kann mit einigen Vereinfachungen und den in Kapitel 3.1 dargestellten Formeln der Einfluss verschiedener Induktionsfaktoren auf die Windparkleistung ermittelt werden. Ein solches Berechnungsbeispiel wird auch in dieser Arbeit durchgeführt.

Neben der in dieser Arbeit dargestellten festen Einstellung des Pitch-Winkels bei bestimmten Strömungsbedingungen gibt es ein weiteres Konzept zur Variation des Induktionsfaktors. Dieses beruht auf einer dynamischen Einstellung des Pitch-Winkels. Die Rotorblätter werden hierbei zyklisch um ihre Längsachse gedreht, um den Anstellwinkel während einer Rotordrehung dynamisch zu verändern. Diese Art der Induktionsvariation führt dazu, dass die Windgeschwindigkeit innerhalb der Nachlaufströmung früher wieder das Niveau der ungestörten Anströmgeschwindigkeit erreicht. Der Nachteil dieser Art des Wake-Steerings besteht darin, dass die Beanspruchungen auf die Struktur steigen (Wang, Wang, Campagnolo, & Bottasso, 2019).

Eine weitere Möglichkeit der Induktionsvariation ist der drehzahlvariable Rotorbetrieb. Dieser ist bei Anlagen die über einen Synchrongenerator und Frequenzumrichter verfügen möglich (Heier, 2022). Hierbei kann die Blattumfangsgeschwindigkeit und somit der Anströmwinkel durch eine gezielte Einstellung der Generatordrehzahl beeinflusst werden. Auf diese Weise ist eine Regelung der Anlagen auch ohne Blattverstellung möglich. Durch die Anpassung der Generatordrehzahl kann erreicht werden, dass dem Wind nur ein Teil der enthaltenen Leistung entnommen wird (Heier, 2022). Dies resultiert aus einer variablen Verzögerung der Windge-

schwindigkeit, welche sich entsprechend Gleichung 3.16 durch den axialen Induktionsfaktor beschreiben lässt.

3.3.2. Einstellung des Gier-Winkels

Eine weitere Möglichkeit die Wake-Effekte innerhalb eines Windparks zu reduzieren, besteht darin, den Gier-Winkel einer Anlage anzupassen. Dies ist durch die motorische Drehung der Gondel über das Azimutverstellsystem möglich. Dieses befindet sich zwischen dem Turmkopf und der Gondel. Bei modernen Anlagen dient das Azimutverstellsystem zur automatischen Windrichtungsnachführung des Rotors, sodass dieser korrekt zur Windrichtung ausgerichtet ist (Hau, 2016). Durch eine aktive Steuerung des Azimutverstellsystems kann der Gier-Winkel aber auch so eingestellt werden, dass sich ein Versatz zwischen der Anströmung und der Rotorachse ergibt. Durch das Gieren einer stromaufwärtsliegenden Anlage kann die Nachlaufströmung umgeleitet werden. Dadurch besteht die Möglichkeit die Wake-Strömung einer Anlage um dahinterliegende Windturbinen herumzuleiten (Abbildung 3-5). Auf diese Weise wird die Anströmung der stromabwärtsliegenden Anlagen weniger von Nachlaufeffekten stromaufwärtsliegender Anlagen beeinflusst (Gebraad, et al., 2014).

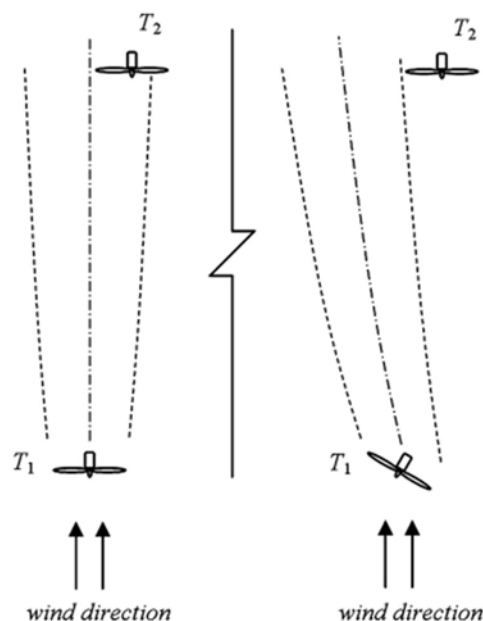


Abbildung 3-5 Verlauf der Nachlaufströmung bei Veränderung des Gier-Winkels (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009)

Um den Verlauf der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage bei verschiedenen Gier-Winkeln zu beschreiben, reichen die zuvor vorgestellten Nachlaufmodelle nicht aus. Diese Modelle dienen der Berechnung der Windgeschwindigkeit an einem bestimmten Punkt in der Nachlaufströmung. Es gibt mehrere Studien, in denen der Verlauf des Wakes analytisch und experimentell untersucht wurde. In einer dieser Arbeiten wurde von den Autoren eine Large-Eddy-

Simulation (LES) durchgeführt, um die Ablenkung der Nachlaufströmung bei verschiedenen Gier-Winkeln zu untersuchen (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009). Die Simulation ergab, dass die Nachlaufströmung hinter einer gegierten Anlage, wie in Abbildung 3-5 zu sehen, einen kurvenförmigen Verlauf beschreibt. Das Gieren des Rotors bewirkt, dass die Schubkraft, die der Rotor auf die Strömung ausübt, so gedreht wird, dass eine Seitenwindkomponente induziert wird. Diese bewirkt eine Ablenkung der Nachlaufströmung in die der Rotordrehung entgegengesetzten Richtung (Gebraad, et al., 2014). Um den Verlauf des Wakes einer gegierten Anlage zu beschreiben, wird in dieser Arbeit ein Ablenkungsmodell verwendet, welches aus der Arbeit von Jiménez, Crespo und Migoya resultierte und als Jiménez Deflection Modell bezeichnet wird (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009), (Pedersen, et al., 2023).

Hierbei wird die Ablenkung α der Nachlaufströmung im Far-Wake bei einem Abstand x stromabwärts der gegierten Anlage in Abhängigkeit des Gier-Winkels θ und der Aufweitung δ des Wakes berechnet (siehe Abbildung 3-6). Weitere Größen, die in die Berechnung einfließen sind der Schubbeiwert c_t und der Rotordurchmesser D der gegierten Anlage.

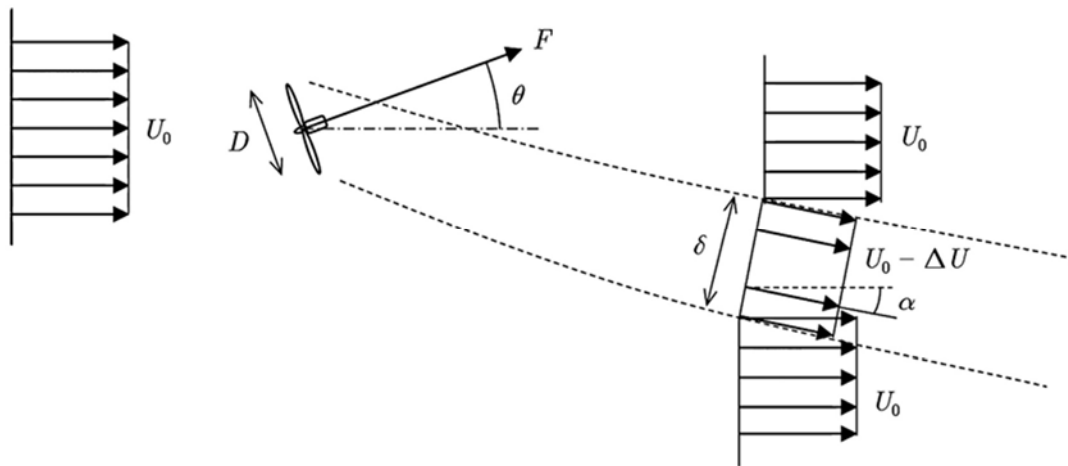


Abbildung 3-6 Ablenkung des Nachlaufs entsprechend dem Jiménez Deflection Modell (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009)

Wird eine lineare Aufweitung des Nachlaufs stromabwärts mit einer radialen Wachstumsrate β_G angenommen, entspricht die Aufweitung des Wakes $\delta = D + \beta_G x$ (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009). In diesem Fall kann die Ablenkung α durch folgende Formel berechnet werden (Jiménez, Crespo, & Migoya, 2009):

$$\alpha = \frac{\cos^2(\theta) \sin(\theta) \frac{c_t}{2}}{\left(1 + \beta_G \frac{x}{D}\right)^2} \quad 3.32$$

Für die radiale Wachstumsrate β_G wird für kleine Gier-Winkel bis 20° ein Wert von 0,1 empfohlen. Bei größeren Gier-Winkeln liegt die Empfehlung bei $\beta_G = 0,125$ (Nash, Nouri, & Vassel-Be-Hagh, 2021). Dieser Wert ist in der Software, welche in Kapitel 4.4 vorgestellt wird, bereits hinterlegt und wird automatisch eingestellt.

Das aktive Gieren von Windenergieanlagen hat neben der potentiellen Ertragssteigerung auch negative Folgen. In einer Studie wurde herausgefunden, dass durch die Veränderung des Gier-Winkels einer Anlage die Ermüdungslasten der Rotorblätter stromabwärtsliegender Anlagen erhöht werden können (Bernardoni, Rotea, & Leonardi, 2024). Insbesondere wenn die Turbulenzintensität stromaufwärts des Windparks niedrig ist, steigen die Lasten der stromabwärts einer gegierten Anlage liegenden Rotoren. Bei einer hohen Turbulenzintensität stromaufwärts des Windparks tritt dieser Effekt weniger stark auf (Bernardoni, Rotea, & Leonardi, 2024). Des Weiteren treten bei der Nachführung eines laufenden Rotors Kreiselkräfte auf, welche sich als Nickmomente an der Rotorachse äußern. Diese zusätzlichen Belastungen sind bei niedrigen Verstellgeschwindigkeiten gering, sollten aber dennoch nicht vernachlässigt werden, da sie einen Einfluss auf die Lebensdauer der Struktur haben (Hau, 2016). Neben den Kreiselkräften ergeben sich bei der Windrichtungsnachführung bei laufendem Rotor auch zusätzliche aerodynamische Momente sowie Reibmomente am Azimutdrehlager und den Azimutbremsen (Hau, 2016). Diese bedeuten zusätzliche Beanspruchungen der Struktur und können die Lebensdauer einzelner Komponenten verringern. Die zusätzlichen Ermüdungslasten an Rotorblättern und erhöhten Beanspruchungen der Komponenten des Azimutsystems durch Wake-Steering werden in dieser Arbeit nicht untersucht, sollten aber bei einer Optimierung von Windenergieanlagen durch aktives Gieren berücksichtigt werden.

Neben der Erhöhung der Strukturbeanspruchungen hat diese Art des Wake-Steerings einen negativen Einfluss auf den Energieertrag der gegierten Anlage. Die Drehung des Rotors hat zur Folge, dass eine geringere Rotorkreisfläche effektiv angeströmt wird. Dies lässt sich anhand der senkrecht auf die Anlage wirkenden Windgeschwindigkeit beschreiben. Wenn die Anströmung nicht orthogonal auf den Rotor wirkt, wird die senkrecht wirkende Geschwindigkeitskomponente mit Erhöhung des Gier-Winkels verkleinert (Hau, 2016). Dieser Effekt ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

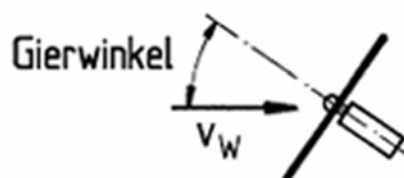


Abbildung 3-7 Anströmgeschwindigkeit bei Veränderung des Gier-Winkels (Hau, 2016)

In welchem Maß die normal auf die Rotorfläche wirkende Geschwindigkeit in Abhängigkeit des Gier-Winkels sinkt, lässt sich mithilfe des Geschwindigkeitsdreiecks darstellen (Abbildung 3-8).

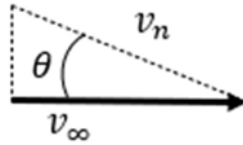


Abbildung 3-8 Geschwindigkeitsdreieck gegierte Anlage (eigene Darstellung)

Die orthogonal auf den Rotor wirkende Geschwindigkeitskomponente v_n kann in Abhängigkeit der ungestörten Anströmung v_∞ und des Gier-Winkels θ mittels Gl. 3.33 berechnet werden.

$$v_n = v_\infty \cos \theta \quad 3.33$$

Die Verringerung der effektiven Anströmgeschwindigkeit mit Vergrößerung des Gier-Winkels hat im Teillastbetrieb eine Senkung der Leistungsaufnahme des Rotors zur Folge. Die Leistung der Anlage lässt sich durch Einsetzen der orthogonal auf die Rotorfläche wirkenden Windgeschwindigkeit in Gleichung 3.14 in Abhängigkeit des Gier-Winkels wie folgt beschreiben:

$$P = c_p \frac{\rho}{2} (v_\infty \cos(\theta))^3 A \quad 3.34$$

Zusätzlich zur Leistungsreduktion führt die Schräganströmung einer Anlage bei großen Gier-Winkeln zu einem verfrühten Abreißen der Strömung, was eine weitere Leistungsminderung zur Folge hat (Hau, 2016).

Diese Art des Wake-Steerings zu untersuchen und darzustellen ist komplexer als die der Induktionsvariation. Eine Möglichkeit dazu bietet das Python-basierte Softwaretool PyWake, welches im folgenden Kapitel vorgestellt wird. In diesem Software-Paket sind bereits Nachlauf- und Ablenkungsmodelle hinterlegt und können direkt angewendet werden.

4. Technische Grundlagen

Nachdem die theoretischen Grundlagen erläutert wurden, werden in diesem Kapitel technische Grundlagen dargestellt. Zunächst wird der Windpark Hamburg-Curslack und die dort verbauten Windenergieanlagen, sowie der Messmast vorgestellt. Es werden Kenndaten der Anlagen und das Layout des Windparks gezeigt. Daraufgehend werden die Leistungskurven der Modelle dargestellt. Anschließend werden die wichtigsten Eigenschaften der Software-Tools PyWake und TOPFARM erklärt. Als letztes wird das Thema Fledermausschutz in Windparks erläutert.

4.1. Windpark Hamburg-Curslack

Der Windpark Hamburg-Curslack besteht aus fünf Windenergieanlagen vom Typ Nordex N117. Der Windpark wird unter einer Beteiligung der CC4E Windenergie GmbH, dem Planungsbüro für Umwelttechnik Dr. Ole Augustin und der Hamburger Energiewerke GmbH betrieben. Der Windpark dient unter anderem zu Forschungszwecken des Technologiezentrums Energie-Campus der HAW Hamburg und wurde im September 2017 in Betrieb genommen (HAW-Hamburg, 2024).

Im Windpark sind zwei verschiedene Generationen des genannten Anlagentyps installiert. Bei WEA 1 handelt es sich um eine Nordex N117/3000 Generation Delta. Diese wurde am 01. Januar 2021 mit einem Leistungsboost versehen, welcher die Leistung der Anlage von 3,0 MW auf 3,15 MW erhöht. Die Anlagen 2 bis 5 sind vom Typ Nordex N117/2400 der Generation Gamma mit einer Nennleistung von 2,4 MW. Weitere Kenndaten sind in folgender Tabelle aufgelistet:

Tabelle 4-1 Anlagenkenndaten

Anlage	Nennleistung [MW]	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Cut-In $\left[\frac{m}{s}\right]$	Cut-Out $\left[\frac{m}{s}\right]$
WEA 1 (mit Boost)	3,15	120	116,8	3,0	25,0
WEA 2-5	2,4	120	116,8	3,0	20,0

Die schematische Anordnung der Windenergieanlagen im Windpark Hamburg-Curslack ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

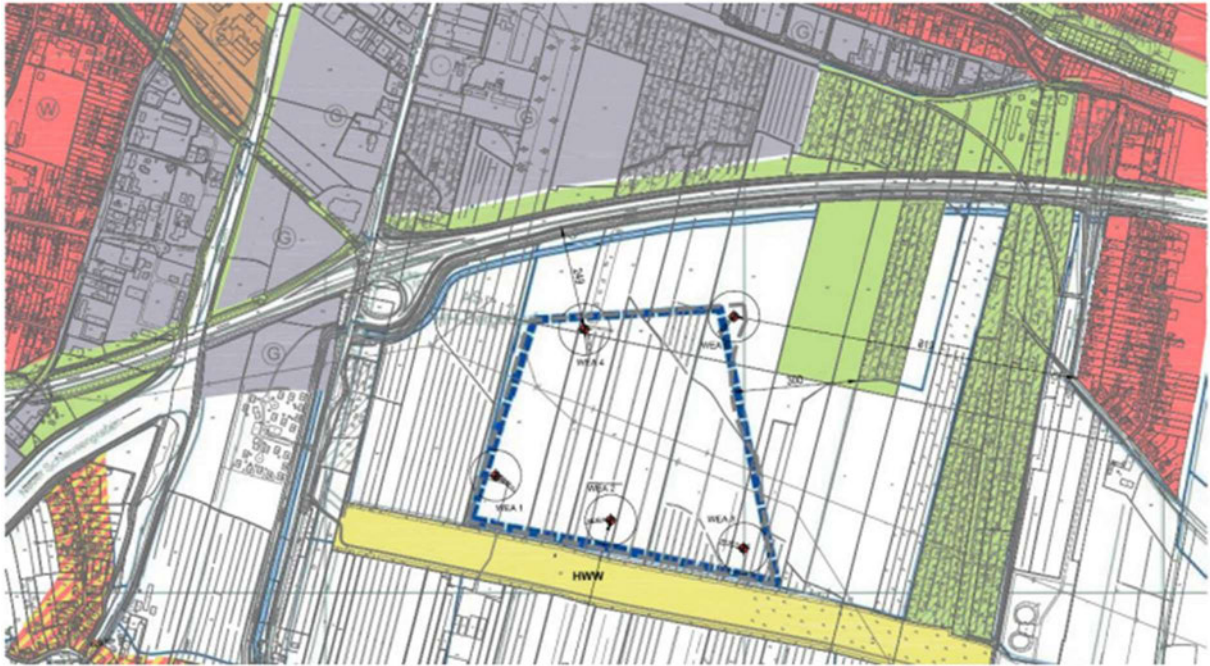


Abbildung 4-1 Windpark-Layout Hamburg-Curslack (Bildquelle: Vorlesung KBWind)

Neben den Windenergieanlagen befindet sich zusätzlich ein Messmast am Standort. Dieser ist mit mehreren Anemometern und Windfahnen auf unterschiedlichen Höhen ausgestattet. Zusätzlich sind am Messmast Sensoren für die Temperatur, die Luftfeuchtigkeit und den Luftdruck angebracht. Die Höhen und Bezeichnungen der Sensoren, sowie weitere Informationen zum Messmast sind folgender Abbildung zu entnehmen, die vom betreuenden Professor Peter Dalhoff und dem Laborleiter Sven Störtenbecker bereitgestellt wurde (Abbildung 4-2).

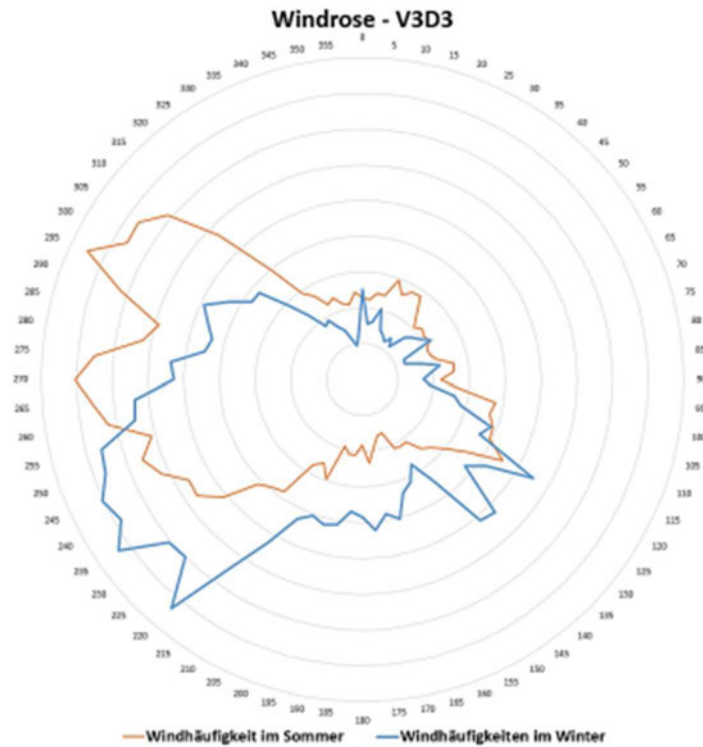


Abbildung 4-3 Windrose am Standort Curslack 2021 in 115,0m Höhe

Diese Häufigkeitsverteilung zeigt, dass die Hauptwindrichtung am Standort Westen ist. Es bestehen leichte Unterschiede zwischen den Sommer- und Wintermonaten. Im Sommer kommt der Wind verstärkt aus nordwestlicher Richtung, während die Hauptwindrichtung in den Wintermonaten eine südwestliche Tendenz zeigt.

Bei Verwendung der Daten des Messmasts muss berücksichtigt werden, dass der Messmast selbst von Abschattungseffekten betroffen ist. Einen Einfluss auf die am Messmast gemessenen Werte haben am Standort Curslack vor allem die Windenergieanlagen. Da die Messergebnisse aufgrund von Abschattungseffekten verfälscht werden, muss laut DIN EN 61400-12-1 ein Messsektor festgelegt werden, welcher Richtungen mit erheblichen Hindernissen, in diesem Fall den Windenergieanlagen, ausschließt. Hierbei wird ein Bereich θ_A um die Windrichtung der direkten Anströmung zwischen einem Hindernis und der Messeinrichtung festgelegt, welcher als verfälscht eingestuft wird. Im Anhang A der Norm ist eine Berechnungsmethode für auszuschließende Sektoren angegeben (DIN EN 61400-12-1):

$$\theta_A = 1,3 * \arctan\left(2,5 * \frac{D_E}{L_E} + 0,15\right) + 10 \quad 4.1$$

D_E bezeichnet den äquivalenten Rotordurchmesser, im Fall von Windenergieanlagen als Hindernissen entspricht dies dem Rotordurchmesser der Anlagen. L_E ist der direkte Abstand des

Hindernisses zur Messeinrichtung. Die Ermittlung des Messsektors wurde für den Windpark Hamburg-Curslack unter Berücksichtigung der Windenergieanlagen als Hindernisse durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-2 dargestellt.

Tabelle 4-2 Messektoren nach DIN EN 61400-12-1

Auszuschließende Sektoren					
	L_E [m]	(Wind-)Richtung [°]	θ_A [°]	Von [°]	Bis [°]
WEA 1	235,73	78,50	80,51	38,24	118,76
WEA 2	499,63	100,03	57,18	71,44	128,62
WEA 3	805,03	102,48	45,29	79,84	125,13
WEA 4	601,76	51,82	52,15	25,74	77,89
WEA 5	784,57	71,26	45,84	48,34	94,19

Der auszuschließende Sektor liegt entsprechend dieser Untersuchung zwischen 25,74° und 128,62°. Messdaten aus diesem Sektor sind verfälscht und müssen für exakte Untersuchungen aussortiert werden. Da es sich in dieser Arbeit um eine erste Abschätzung des Potentials von Wake-Steering handelt, werden die Messmastdaten nicht korrigiert und aus allen Sektoren verwendet.

4.2. Leistungskurve einer Windenergieanlage

Anlagenhersteller geben für jede Windenergieanlage eine spezifische Leistungskurve an. Hierbei wird die elektrische Abgabeleistung der Anlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in einem Diagramm aufgetragen. Mittels der Leistungskurve kann somit für jede Windgeschwindigkeit an der Anlage bestimmt werden, welche Leistung bei diesem Zustand generiert wird. Um gesetzliche Vorgaben zu Schallimmissionen einzuhalten, gibt es bei den Anlagen des Windparks Hamburg-Curslack verschiedene Modi. Der Modus „0“ bezeichnet hierbei den Tagbetrieb, während der Modus „7“ bei der Generation Delta bzw. Modus „5“ bei der Generation Gamma den schallgedrosselten Nachtbetrieb angeben. Ist der Nachtmodus aktiv, erzeugen die Anlagen bei gleicher Windgeschwindigkeit weniger Schallimmissionen als im Tagbetrieb. Dafür wird aber auch weniger Leistung generiert. Dieser gedrosselte Modus ist bei den Anlagen im Windpark Hamburg Curslack zwischen 22:00 Uhr und 6:00 Uhr aktiv.

Abbildung 4-4 zeigt die Leistungskurven der Windenergieanlage Nordex N117/3.000, Generation Delta. Der Modus „0.a3“ steht für den Betrieb mit dem seit dem 01.01.2021 implementierten Leistungsboost auf 3.15 MW. Die Daten wurden vom Laborleiter Sven Störtenbecker bereitgestellt.

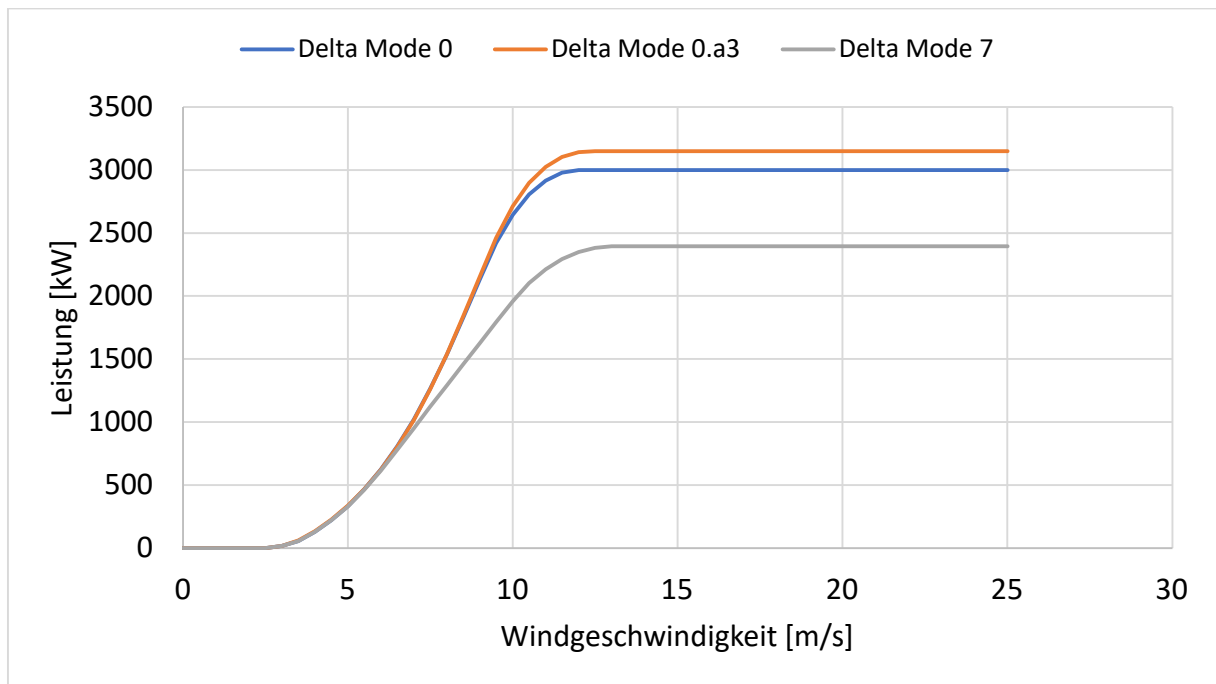


Abbildung 4-4 Leistungskurven der Generation Delta

In Abbildung 4-4 ist zu sehen, dass bis zur Cut-In-Windgeschwindigkeit von $3 \frac{m}{s}$ keine Leistung generiert wird. Ab dort steigt die Leistung mit der Windgeschwindigkeit, bis die Nennleistung erreicht wird. Dieser Bereich wird als Teillast bezeichnet. Ab Erreichen der Nennleistung befindet sich die Anlage im Volllastbereich. Bei einer Windgeschwindigkeit von $25 \frac{m}{s}$ endet die Kurve, da dort die Cut-Out-Windgeschwindigkeit der Anlage erreicht wird. Das Diagramm zeigt, dass die Nennleistung im Nachtbetrieb niedriger ist.

Ein Vergleich der Leistungskurven der beiden im Windpark Hamburg-Curslack installierten Anlagentypen bei verschiedenen Schallmodi wird in Abbildung 4-5 dargestellt.

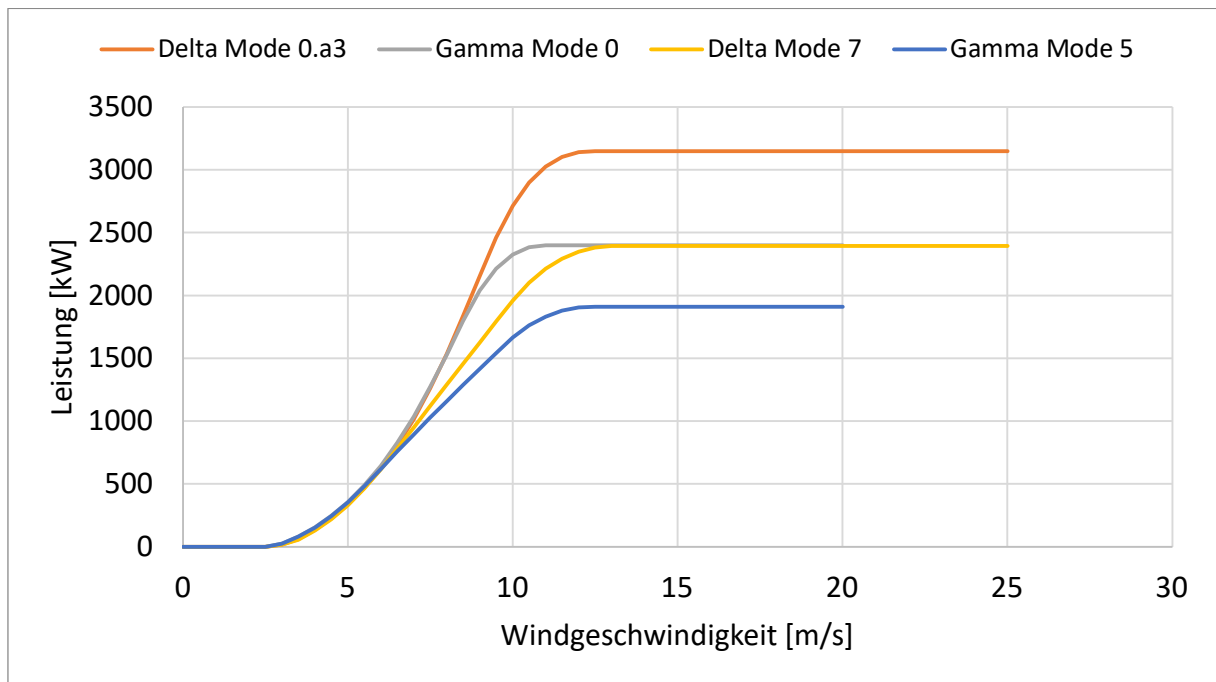


Abbildung 4-5 Vergleich der Leistungskurven Delta und Gamma

4.3. Bedeutung von Wake-Steering

Die Bedeutung von Wake-Steering für die Gesamtleistung eines Windparks soll hier anhand der Methode der Induktionsvariation dargestellt werden. Wie in Kapitel 3.3.1 erläutert, bezieht sich die Induktionsvariation auf die Anpassung des Pitch-Winkels einer stromaufwärtsliegenden Windenergieanlage. Hierbei wird der axiale Induktionsfaktor der Anlage variiert, um auf diese Weise ein globales Optimum für den Energieertrag eines Windparks zu erhalten.

Um mit geringem Rechenaufwand die Effekte der Induktionsvariation darzustellen, werden in diesem Beispiel nur die WEA 1 und WEA 2 des Windparks Hamburg-Curslack betrachtet. Da es sich hier um eine reine Veranschaulichung handelt, werden einige vereinfachende Annahmen getroffen. Es wird von einer konstanten Windgeschwindigkeit ausgegangen. Hierzu wird die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit des Jahres 2021 verwendet. Der Messsensor V1 des Messmastes am Standort Curslack befindet sich in 120 Metern Höhe, also 0,5 Meter oberhalb der Nabenhöhe der Windenergieanlagen. Die Verwendung dieser Windgeschwindigkeit bedeutet daher eine leichte Abweichung zur tatsächlich auf Nabenhöhe herrschenden Strömungsgeschwindigkeit. Dieser Fehler wird aufgrund der Einfachheit dieser Beispielrechnung vernachlässigt. Entsprechend der Sensormessdaten des Jahres 2021 wird eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von $5,82 \frac{m}{s}$ für die Berechnung verwendet. Wie in Kapitel 4.1 erläutert, sind die Messmastdaten aufgrund der Abschattung bei Ostwind verfälscht. Die tatsächliche Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ist daher etwas höher. Da es sich hierbei um ein Beispiel zur Veranschaulichung handelt, wird der fehlerhafte Wert von $5,82 \frac{m}{s}$ ohne Korrektur verwendet. Zusätzlich wird vereinfachend angenommen, dass der Wind nur aus einer Richtung

kommt. Dadurch kann für die Berechnung der direkte Abstand der beiden Anlagen verwendet werden. Dieser beträgt 293,39 Meter. Weitere Eingangsparameter sind die Luftdichte ρ , welche auf $1,225 \frac{kg}{m^3}$ festgelegt wird. Als Wert für die Abklingkonstante wird der Richtwert für Onshore-Anlagen aus der Literatur $k = 0,075$ definiert (Zhan, Letizia, & Iungo, 2020). Im ersten Schritt wird angenommen, dass es sich bei beiden Anlagen um ideale Betz-Rotoren handelt. Der Leistungsbeiwert c_p beträgt demnach $\frac{16}{27}$ und der zugehörige Schubbeiwert c_t beträgt $\frac{8}{9}$. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass keine Anpassung des axialen Induktionsfaktors vorgenommen wird. Die initialen Werte sind in Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3 Initialparameter für Induktionsvariation

	Wert	Einheit
Windgeschwindigkeit	5,82	$\frac{m}{s}$
Anlagenabstand	293,39	$^{\circ}C$
Luftdichte	1,225	$\frac{kg}{m^3}$
Abklingkonstante	0,075	-
Leistungsbeiwert c_p	$\frac{16}{27}$	-
Schubbeiwert c_t	$\frac{8}{9}$	-

Mit diesen Parametern kann das Berechnungsbeispiel durchgeführt werden.

WEA 1 liegt in diesem Beispiel in Hauptwindrichtung und erfährt daher die ungestörte Anströmgeschwindigkeit v_1 . Mit den zuvor festgelegten Annahmen kann mittels Gleichung 3.14 die Anlagenleistung P_1 bestimmt werden. Diese beträgt 766,67 kW.

Um die Leistung der abgeschatteten WEA 2 zu bestimmen, muss zunächst die Windgeschwindigkeit der Nachlaufströmung v_w ermittelt werden. Diese beträgt entsprechend Gleichung 3.25 unter den festgelegten Werten $3,77 \frac{m}{s}$. WEA 2 erfährt demnach gegenüber der Umgebungswindgeschwindigkeit eine um $2,05 \frac{m}{s}$ verzögerte Anströmung. Entsprechend der Gleichung 3.14 ergibt sich die Leistung P_2 der Anlage zu 208,89 kW. Die Leistung dieser Anlage beträgt nach dieser Berechnung also weniger als ein Drittel der Leistung der Anlage in der ungestörten Anströmung. Die Gesamtleistung der beiden Anlagen P_{Ges} liegt in diesem Beispiel bei 975,56 kW.

Nachdem auf diese Weise ein Referenzwert für die Gesamtleistung der zwei Anlagen ermittelt wurde, soll nun untersucht werden, ob durch eine Variation des Induktionsfaktors von WEA 1 eine Steigerung der Gesamtleistung erreicht werden kann. Hierzu wird nur noch WEA 2 als

idealer Betz-Rotor betrachtet. Die aerodynamischen Beiwerte und die Leistung von WEA 1 werden entsprechend der Impulstheorie nach Betz ermittelt und die Werte für verschiedene axiale Induktionsfaktoren berechnet. Um ein Optimum zu finden, wird der Induktionsfaktor in 0,05-Schritten zwischen 0 und 1 variiert. Die restlichen Parameter bleiben unverändert. Zunächst werden für die aerodynamischen Beiwerte c_p und c_t für die verschiedenen a -Werte ermittelt. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 4-6 graphisch dargestellt.

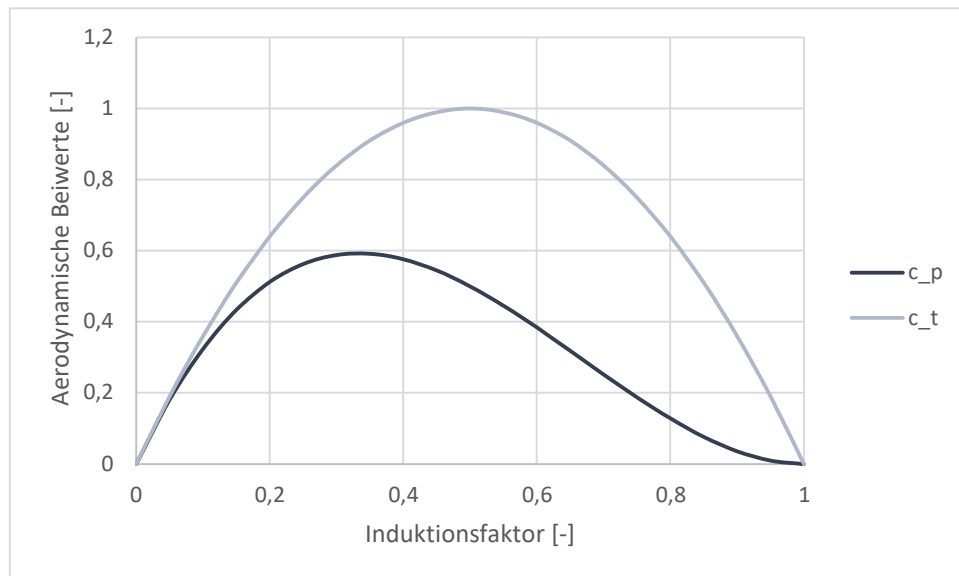


Abbildung 4-6 Aerodynamische Beiwerte für verschiedene Induktionsfaktoren

Die Abbildung zeigt den Verlauf des Leistungs- und Schubbeiwertes in Abhängigkeit des Induktionsfaktors. Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass die Beiwerte für einen axialen Induktionsfaktor von $a = 0$ ebenfalls den Wert 0 annehmen. Dieser Wert für den Induktionsfaktor bedeutet, dass die Strömung ungehindert durch die Anlage zieht, daher kann keine Leistung generiert werden. Dasselbe gilt für den Wert $a = 1$. Hierbei wird die Strömung komplett abgebremst, wodurch die Strömungsgeschwindigkeit in der Rotorebene $0 \frac{m}{s}$ beträgt. Auch in diesem Fall kann keine Leistung generiert werden. Der maximale Leistungsbeiwert liegt bei einem axialen Induktionsfaktor von $a = \frac{1}{3}$. In diesem Fall liegt ein idealer Betz-Rotor vor und der c_p -Wert erreicht sein Maximum von $\frac{16}{27}$. Mittels Gleichung 3.14 können nun die Leistungen für die unterschiedlichen Leistungsbeiwerte ermittelt werden.

Im nächsten Schritt werden mit Gleichung 3.25 unter Berücksichtigung der verschiedenen Schubbeiwerte die Anströmwindgeschwindigkeiten für WEA 2 ermittelt. Anschließend wird für jede dieser Windgeschwindigkeiten die zugehörige Leistung bestimmt. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 4-7 graphisch dargestellt.

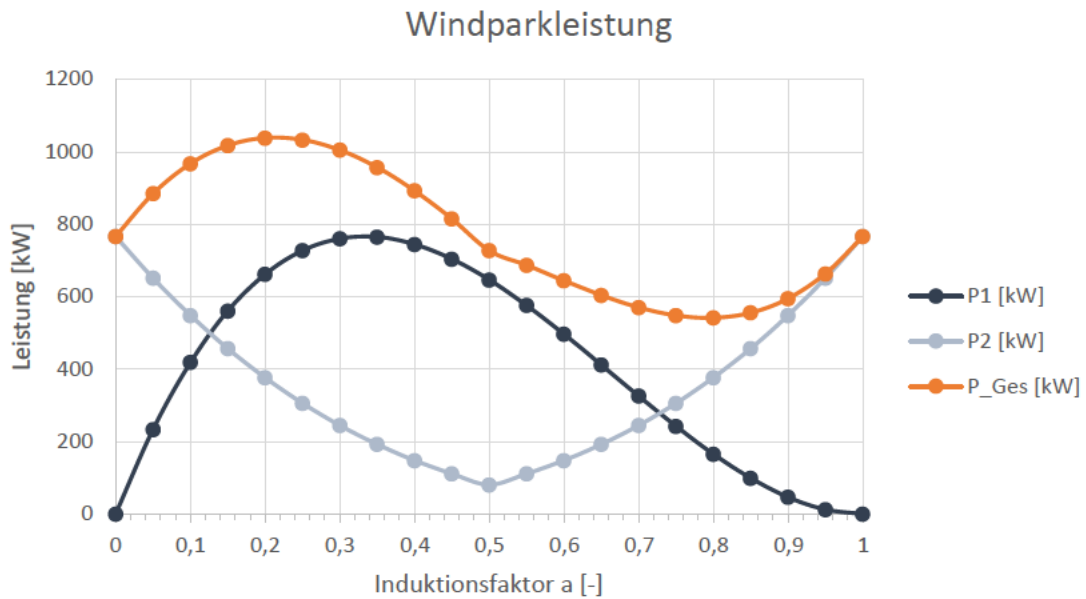


Abbildung 4-7 Einzelleistungen und Windparkleistung für verschiedene a -Werte

In Abbildung 4-7 sind die Verläufe der Leistung der beiden Anlagen und deren Summe in Abhängigkeit des Induktionsfaktors dargestellt. Der Kurvenverlauf der Leistung für WEA 1 entspricht dem des Leistungsbeiwerts. Das Maximum liegt bei $a = \frac{1}{3}$, also der Betrachtung als idealer Betz-Rotor. Wird die Strömung überhaupt nicht oder komplett verzögert, wird keine Leistung generiert. In diesem Fall erreicht die Leistung von WEA 2 ihr Maximum, weil die Anlage in diesem Fall die ungestörte Anströmung erfährt. Betrachtet man den Kurvenverlauf der Windparkleistung, wird deutlich, dass das Parkoptimum weder bei der maximalen Leistung von WEA 1 noch von WEA 2 liegt. Die höchste Gesamtleistung des Windparks liegt bei einem axialen Induktionsfaktor von $a = 0,2$. In diesem Fall beträgt die Leistung von WEA 1 662,40 kW, die von WEA 2 376,53 kW und die Parkleistung P_{Ges} somit 1038,93 kW. Ein Vergleich der Windparkleistungen mit und ohne die Variation des Induktionsfaktors ist in Abbildung 4-8 dargestellt.

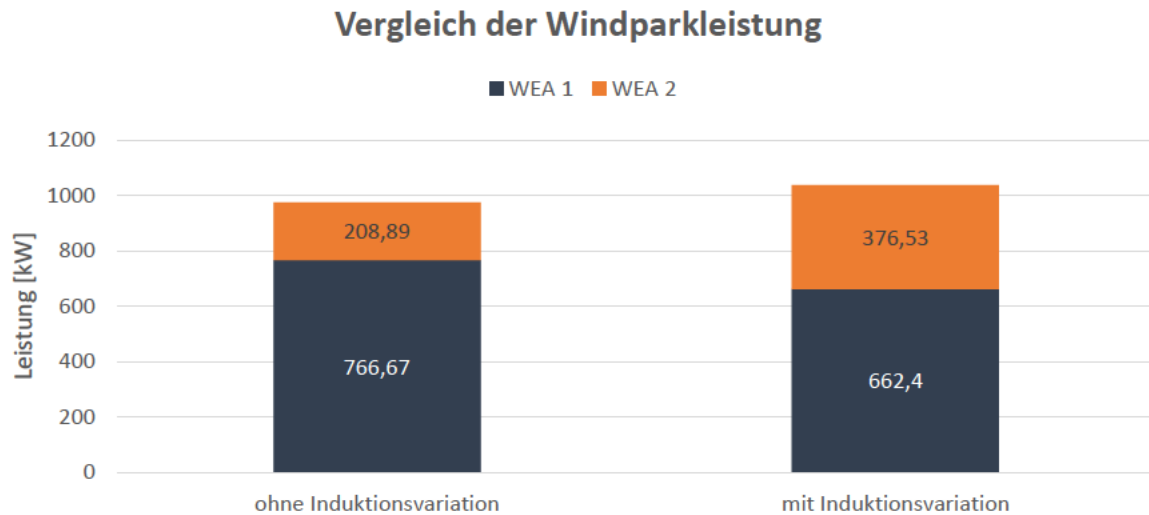


Abbildung 4-8 Windparkleistung mit und ohne Induktionsvariation

Der linke Balken zeigt die Gesamtleistung des Windparks ohne Einstellung des Induktionsfaktors. Rechts wird der optimale Induktionsfaktor in der Leistungsberechnung verwendet. Es ist zu sehen, dass die Leistung von WEA 1 abnimmt. Durch die Steigerung der Leistung von WEA 2 nimmt die Gesamtleistung des Windparks aber dennoch zu. Verglichen mit den Ergebnissen der vorherigen Untersuchung ohne Induktionsvariation bedeutet die Verwendung des optimalen Induktionsfaktors eine Leistungssteigerung von 63,37 kW. Bezogen auf die Gesamtleistung ohne Induktionsvariation entspricht dies einer Steigerung von ca. 6,5%.

Es muss berücksichtigt werden, dass es sich hierbei um eine rein theoretische Betrachtung mit vielen vereinfachenden Annahmen handelt. Dennoch verdeutlicht dieses Beispiel, dass die maximale Windparkleistung nicht zwangsläufig erreicht wird, wenn jede Anlage nach ihrem individuellen Optimum strebt. Beachtet man, dass es im Windpark Hamburg-Curslack mehrere Anlagen gibt, kann diese Leistungssteigerung noch weiter erhöht werden. Die Nachlaufströmung einer Windenergieanlage, die in Hauptwindrichtung steht, kann die Anströmgeschwindigkeit mehrerer stromabwärtsliegender Anlagen beeinflussen. Das Berechnungsbeispiel macht deutlich, dass die Optimierung der Parkleistung durch eine ganzheitliche Betrachtung des Windparks erfolgen sollte und nicht durch eine individuelle Optimierung der einzelnen Anlagen.

Eine weitere Erkenntnis dieser Untersuchung ist, dass die Anströmgeschwindigkeit der WEA 2 für einen Induktionsfaktor von $\alpha = 0,5$ bei $2,75 \frac{m}{s}$ liegt. Die Geschwindigkeit ist also niedriger als die Einschaltgeschwindigkeit der Anlage. In Abbildung 4-7 erreicht die Kurve hier ihren niedrigsten Wert von 80,85 kW. In der Realität würde sich die Anlage bei dieser Windgeschwindigkeit im Trudel-Betrieb befinden und keine Leistung generieren. Auch diesen Effekt gilt es bei der Parkauslegung zu berücksichtigen. Insbesondere an einem Schwachwind-Standort wie Hamburg-Curslack führt die gegenseitige Abschattung der Anlagen dazu, dass die Cut-In-

Windgeschwindigkeit stromabwärts liegender Anlagen unterschritten wird. In diesem Fall würden diese Anlagen anstelle einer geringen Leistung gar keine Leistung mehr produzieren, und der Jahresenergieertrag des Windparks würde noch stärker sinken.

4.4. PyWake

Die Variation der Induktionsfaktoren ist eine gute Möglichkeit, die grundsätzlichen Effekte von Wake-Steering darzustellen. Um realitätsnahe Ergebnisse bei der Simulation von Nachlaufströmungen und der Berechnung der Energieproduktion von Windparks zu erhalten, sind komplexere Untersuchungen notwendig. Aus diesem Grund wurde an Dänemarks Technischer Universität (DTU) das Windpark-Simulationswerkzeug PyWake entwickelt. Hierbei handelt es sich um ein Python-basiertes Open-Source-Programm. Die Hauptaufgabe von PyWake besteht darin, die Interaktion von Nachlaufströmungen einzelner Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks zu simulieren. Durch Verwendung des Programmes können verschiedene Windparkkonfigurationen im Hinblick auf die jährliche Energieproduktion miteinander verglichen werden, um die maximale Stromproduktion der Anlagen zu erreichen. PyWake bietet hierbei die Möglichkeit, verschiedene Nachlaufmodelle wie beispielsweise das PARK- und Bastankhah-Modell zu verwenden (Pedersen, et al., 2023). Außerdem können durch Verwendung der Software verschiedene Standorte sowie unterschiedliche Anlagentypen miteinander verglichen werden. In der Software sind bereits einige Arten von Windenergieanlagen vordefiniert. Es gibt aber auch die Möglichkeit, durch die Spezifizierung von Leistungskurven und Beiwerten weitere Anlagen zu untersuchen.

Die Berechnungen und Simulationen können hierbei in erster Näherung durch vereinfachte Betrachtungsweisen wie zum Beispiel einer der Weibullverteilung entsprechenden Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung einer vom Benutzer spezifizierten Sektorenverteilung der Windrichtung durchgeführt werden. Das Programm bietet aber auch die Möglichkeit, reale Winddaten in die Simulation einzufügen, um individuelle und realitätsnahe Ergebnisse zu erhalten (Pedersen, et al., 2023).

Einige der in PyWake hinterlegten und in dieser Arbeit verwendeten Objekte und Modelle werden im Folgenden vorgestellt.

Wind Turbine Object

In PyWake sind bereits einige Windenergieanlagen vordefiniert. Im Wind Turbine Object werden die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und die Beiwerte einer Anlage hinterlegt. Das Wind Turbine Object ordnet für einen gegebenen Anlagentypen und einer definierten effektiven Windgeschwindigkeit die Leistungs- und Schubbeiwerte zu. Neben den bereits in der Software hinterlegten Turbinenarten bietet PyWake die Möglichkeit, Anlagendaten aus dem Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) in das Programm einzufügen. Des Weiteren können benutzerspezifische Windenergieanlagen in PyWake erstellt werden, hierzu müssen

die Kenndaten der Anlage vom Anwender in der Software hinterlegt werden. Durch Angabe der Leistungs- und Schubbeiwerte, der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers ist es möglich, jede beliebige Anlage in PyWake zu simulieren (Pedersen, et al., 2023).

Diese dritte Möglichkeit der Erstellung benutzerspezifischer Anlagen wird in dieser Arbeit verwendet, um den Windpark Hamburg-Curslack realitätsnah abzubilden. Damit das Simulationsmodell nachvollzogen werden kann, wird die Erstellung der Windturbinen-Objekte für den Windpark Hamburg-Curslack anhand des Python-Skriptes erläutert.

Zunächst müssen die Anlagenkenndaten der Windenergieanlagen in PyWake hinterlegt werden. Hierzu wird für jeden Anlagentyp die zugehörige Leistungskurve mit den entsprechenden Schubbeiwerten an das Softwaretool übergeben. Die Anlagenkenndaten liegen als CSV-Dateien vor und werden in demselben Ordner wie das Python Skript abgespeichert. Da es sich um eine Untersuchung des Jahres 2021 handelt, wird in der Leistungskurve von WEA 1 der Generation Delta der Leistungsboost berücksichtigt. PyWake benötigt hierzu die Information, in welcher Form die Daten vorliegen. Außerdem muss zugeordnet werden, in welcher Spalte welcher Kennwert hinterlegt ist.

```
# Hinterlegung der Anlagenkenndaten
# Nordex N117/3000 Delta (mit Leistungsboost)
infilename = os.path.join(current_directory,
"NordeXN117_3000_power_curve_boost.csv")
power_curve = np.array(pd.read_csv(infilename, delimiter=';',
header=None)).astype(float)
u3000 = power_curve[:,0]
ct3000 = power_curve[:,2]
power3000 = power_curve[:,1]

# Nordex N117/2400 Gamma
infilename = os.path.join(current_directory,
"NordeXN117_2400_power_curve.csv")
power_curve = np.array(pd.read_csv(infilename, delimiter=';',
header=None)).astype(float)
u2400 = power_curve[:,0]
ct2400 = power_curve[:,3]
power2400 = power_curve[:,1]
```

Python-Code 1 Hinterlegung der Anlagenkenndaten

Nun können die Windturbinen als Objekte erstellt und benannt werden. Hierzu müssen der Rotordurchmesser und die Nabenhöhe hinterlegt werden. Anschließend werden die zuvor hinterlegten Anlagenkenndaten den Windturbinen-Objekten zugeordnet.

```
#Erstellung der Windturbinen-Objekte
Wind_Turbines = WindTurbines(
    names=['WEA1', 'WEA2', 'WEA3', 'WEA4', 'WEA5'],
    diameters=[117, 117, 117, 117, 117],
    hub_heights=[120, 120, 120, 120, 120],
    powerCtFunctions=[
        PowerCtTabular(u3000, power3000, 'kW', ct3000), # WEA1
        PowerCtTabular(u2400, power2400, 'kW', ct2400), # WEA2
        PowerCtTabular(u2400, power2400, 'kW', ct2400), # WEA3
        PowerCtTabular(u2400, power2400, 'kW', ct2400), # WEA4
        PowerCtTabular(u2400, power2400, 'kW', ct2400) # WEA5
    ])

```

Python-Code 2 Erstellung der Windturbinen-Objekte

Somit sind alle Informationen und Parameter, die PyWake zur Darstellung der Windenergieanlagen benötigt, hinterlegt und die Windturbinen-Objekte wurden erstellt.

Site Object

Das Site-Objekt liefert die lokalen Windbedingungen in Form von Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Turbulenzintensität und die Wahrscheinlichkeit von Kombinationen verschiedener Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten für einen gegebenen Standort. Die Daten werden anhand der gewählten Betrachtungsweise ermittelt, zum Beispiel über eine Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit.

Hierbei muss eine Referenzwindgeschwindigkeit und -windrichtung im Programm hinterlegt werden. In der Software ist bereits eine Reihe vordefinierter Beispiele integriert. Es gibt aber auch die Möglichkeit benutzerspezifische Standorte zu definieren. Hierzu bietet PyWake drei Optionen an:

- UniformWeibullSite: Definition eines Standorts mit einheitlicher sektorabhängiger Weibull-verteilter Windgeschwindigkeit.
- WaspGridSite: Definition eines Standorts mit gerastertem, ungleichmäßigem Zustrom auf der Grundlage von *.grd-Dateien, die aus der Software WAsP exportiert wurden.
- XRSite: Die flexible, allgemeine Basisklasse hinter allen Sites.

Durch das Hinterlegen von Standortdaten können mit dem Site Objekt die Abwinde und Seitenwinde innerhalb eines Windparks berechnet und graphisch dargestellt werden (Pedersen, et al., 2023).

Die anschaulichste Möglichkeit der Untersuchung eines Windparks ist bei konstanten Umgebungsbedingungen. Dies soll im ersten Schritt dieser Arbeit durchgeführt werden, um die in PyWake untersuchten Effekte bestmöglich nachvollziehen zu können. Zur Darstellung von Standorten mit konstanten Umgebungsbedingungen gibt es eine Unterklasse der XRSite na-

mens UniformSite. Auf Grundlage dieser UniformSite wird die erste Untersuchung vorgenommen, daher wird die Erstellung des UniformSite-Objekts anhand des Python-Skriptes erläutert. Um ein UniformSite-Objekt zu erstellen, muss angegeben werden, dass die Windgeschwindigkeit und -richtung konstant ist. Außerdem muss der Wert der konstanten Turbulenzintensität angegeben werden. Es werden beispielhafte Werte für die Windgeschwindigkeit und -richtung angenommen. Zusätzlich wird eine konstante Turbulenzintensität von 0,1 festgelegt. Dies ist der in PyWake verwendete Standardwert, wenn keine individuelle Turbulenzintensität angegeben wird (Pedersen, et al., 2023).

```
# Standort mit konstanten Windbedingungen und konstanter TI
wind_speed = 10 # in m/s
wind_direction = 280 # in Grad

# Erstellung des site-Objektes
site = UniformSite(p_wd=[1], ti=0.1, ws=wind_speed)
```

Python-Code 3 Hinterlegung konstanter Umgebungsbedingungen

Dadurch sind alle essenziellen Parameter für das Site-Objekt festgelegt und der Standort kann abgespeichert werden.

Engineering Windfarm Models Object

In PyWake sind verschiedene Engineering-Windfarm-Modelle, oder Windparkmodelle, vordefiniert, die häufig verwendete Modelle und Modellkombinationen aus der Literatur beinhalten. Dabei kann ein grundlegendes Windparkmodell mit verschiedenen Nachlaufdefiziten, Überlagerungs- oder Turbulenzmodellen kombiniert werden. Auf diese Weise ist es möglich, die Auswirkungen verschiedener Modelle, beispielsweise dem PARK- oder Bastankhah-Modell, auf die Ergebnisse einer Simulation zu untersuchen (Pedersen, et al., 2023). Die Erstellung des Windfarm-Modell-Objektes ist der letzte Schritt bei der Abbildung eines Windparks in PyWake. Im Windfarm-Modell werden die Daten des Windturbinen- und Site-Objektes hinterlegt. Außerdem wird das Modell festgelegt, mit welchem die Nachlaufeffekte berechnet werden sollen. Auf diese Weise sind alle Informationen zu den Windenergieanlagen, den Standortbedingungen und die gewählte Berechnungsmethode in einem Modell gespeichert.

Um das Windfarm-Modell für den Windpark Hamburg-Curslack fertigzustellen, müssen noch die Koordinaten der Windenergieanlagen an PyWake übergeben werden. Diese werden in einer CSV-Datei in Form von Gauß-Krüger-Koordinaten hinterlegt.

```
# Hinterlegung der WEA-Koordinaten
infilename = os.path.join(current_directory, "WEA_coord.csv")
WEA_coord = np.array(pd.read_csv(infilename, delimiter=';',
header=None)).astype(float)
WEA_coord_x = WEA_coord[:, 0] - min(WEA_coord[:, 0])
WEA_coord_y = WEA_coord[:, 1] - min(WEA_coord[:, 1])

wt_x = WEA_coord_x
wt_y = WEA_coord_y
Python-Code 4 Hinterlegung der WEA-Koordinaten
```

Nun kann das Windfarm-Modell erstellt werden. Hierbei wird das Wake-Defizit-Modell festgelegt, auf dessen Grundlage die Berechnung der Nachlaufeffekte erfolgen soll. Hier wird das PARK-Modell angegeben, welches in PyWake als NOJ-Deficit (Niels Otto Jensen Defizit) bezeichnet wird.

```
# Erstellung des Windfarm-Modells
wf_model = NOJ(site, Wind_Turbines)
```

Damit sind alle Informationen hinterlegt, um den Windpark Hamburg-Curslack in PyWake darzustellen. Auf Grundlage des hier beschriebenen Modells werden die Untersuchungen dieser Arbeit durchgeführt. Je nach durchgeführter Betrachtung kann das Skript verändert werden, um es auf die jeweilige Untersuchung anzupassen.

4.5. TOPFARM

Als Erweiterung der einfachen Energieproduktionsberechnung durch PyWake wurde an der DTU das Python-Paket TOPFARM entwickelt. Dieses dient der Optimierung von Windparks. Zu Beginn wurde TOPFARM als Werkzeug zur Lösung von Layout-Optimierungsproblemen eingesetzt. Es wurde stetig weiterentwickelt, sodass es nun zur Optimierung in mehreren Bereichen genutzt werden kann. Eine Möglichkeit der Nutzung ist zur Optimierung des Wake-Steerings innerhalb eines bestehenden Windparks (Riva, et al., 2018). Zu diesem Zwecke wird TOPFARM im Rahmen dieser Arbeit verwendet.

Um eine Optimierung in TOPFARM durchführen zu können, muss ein TopFarmProblem-Objekt in Python erstellt werden. Die essentiellen Bestandteile dieses Objektes sind die Designvariablen und die Kostenmodellkomponente. Die Designvariablen sind hierbei die Parameter, durch deren Veränderung optimiert wird. Dies können die Positionen der Anlagen, deren Nabenhöhe oder der Gier-Winkel der Anlagen sein. Die Kostenmodellkomponente ist die Zielfunktion für die Optimierung, beispielsweise die Verringerung von Ermüdungslasten oder die Maximierung des Jahresenergieertrags (Riva, et al., 2018). In dieser Arbeit wird die Designvariable „Gier-Winkel“ verändert, um die Zielfunktion „Jahresenergieertrag“ zu maximieren. Im

Folgendes wird erläutert, wie das TopFarmProblem-Objekt für diese Untersuchung erstellt wird.

Die Optimierung verfolgt einen iterativen Ansatz. Hierbei wird der Jahresenergieertrag (*Annual Energy Production* – AEP) für verschiedene Gier-Winkel berechnet. Um die Optimierung zu starten, werden zunächst die initialen Gier-Winkel hinterlegt. Da die Einstellung der Gier-Winkel von den Positionen und der Anzahl der Anlagen, sowie den Windbedingungen abhängt, werden diese hinterlegt. Anschließend wird die Funktion zur Berechnung des AEP unter den gegebenen Bedingungen definiert.

```
# Initiale Positionen und Setup für die Optimierung
n_wt = 5
yaw_zero = np.zeros((n_wt, 1, 1)) # Initiale Gier-Winkel

def aep_func(yaw_ilk):
    simres = wf_model(wt_x, wt_y, type=np.arange(n_wt), ws=wind_speed,
wd=wind_direction, yaw=yaw_ilk.flatten(), tilt=0)
    aep = simres.aep().sum().data
    return aep
```

Python-Code 5 Erstellung des initialen Optimierungs-Setups

Nun muss festgelegt werden, was optimiert werden soll. Hierzu wird die Kostenmodellkomponente erstellt. In diesem Fall wird eine Optimierung des Jahresenergieertrages durch Einstellung der Gier-Winkel und unter Berücksichtigung der gegebenen Bedingungen durchgeführt. Ein Optimierungsdurchgang bezieht sich jeweils auf eine spezifische Kombination aus Windgeschwindigkeit, -richtung und Turbulenzintensität. Ändert sich eine der Umgebungsbedingungen, muss eine neue Optimierung durchgeführt werden. Die Anzahl der Windturbinen n_{wt} beträgt fünf und die Gier-Winkel werden mit 0 Grad initialisiert. Die Kostenfunktion entspricht der AEP-Funktion und das Ziel ist es, den Jahresenergieertrag zu maximieren. Zusätzlich muss die maximale Anzahl an Iterationen festgelegt werden. Diese beträgt in diesem Beispiel maximal 100 Iterationsschritte. Außerdem wird festgelegt, bei welchem Toleranzwert die Iteration beendet wird, wenn die Verbesserung der Zielgröße kleiner als dieser Wert ist. Hier wird ein Parameter von 10^{-4} hinterlegt, da dies eine ausreichende Genauigkeit für diese Untersuchung darstellt. Anschließend wird das TOPFARM-Problem erstellt. Hierbei wird festgelegt, in welchem Bereich die Gier-Winkel variiert werden sollen. In diesem Fall wird eine Einstellung von -30 Grad bis 30 Grad untersucht.

```

cost_comp = CostModelComponent(input_keys=[('yaw_ilk', np.zeros((n_wt, 1,
1)))),

                                n_wt=n_wt,
                                cost_function=aep_func,
                                objective=True,
                                maximize=True,
                                output_keys=[('AEP', 0)])

# Optimierungssetup
maxiter = 100
tol = 1e-4
ec = 1e-4

problem = TopFarmProblem(design_vars={'yaw_ilk': (yaw_zero, -30, 30)},
# Initale Gier-Winkel und Grenzwerte
                        n_wt=n_wt,
                        cost_comp=cost_comp,
                        driver=EasyScipyOptimizeDriver(optimizer='SLSQP',
maxiter=maxiter, tol=tol),
                        plot_comp=NoPlot(),
                        expected_cost=ec)

```

Python-Code 6 Spezifikation des Optimierungs-Setups

Damit sind alle nötigen Informationen zur Erstellung des TopFarmProblem-Objektes hinterlegt und die Optimierung kann durchgeführt werden. Als Ausgabe werden die finalen Werte der Designvariablen, also die Gier-Winkel, erstellt. Außerdem wird der Jahresenergieertrag, welcher unter Berücksichtigung dieser Gier-Winkel berechnet wird, ausgegeben.

4.6. Fledermausschutz

Windenergieanlagen stellen eine Gefahr für Fledermäuse dar. In Deutschland gibt es daher bundeslandspezifische Regelungen zum Betrieb von Windenergieanlagen, welche dem Schutz von Fledermäusen dienen. Hierbei werden maximale Schlagopferzahlen festgelegt, also eine Höchstmenge an Fledermäusen, die aufgrund einer Windenergieanlagen pro Jahr zu Tode kommen dürfen. Die zulässige Schlagopferzahl variiert je nach Bundesland. In der Regel ist ein jährlicher Schwellwert von ein bis zwei Fledermäusen pro Anlage festgelegt (ProBat, 2024). In einigen Bundesländern wird bei der zulässigen Schlagopferzahl zusätzlich zwischen den jeweiligen Fledermausarten unterschieden. In Brandenburg liegt der Schwellwert für die Zwergfledermaus beispielsweise bei 2 Individuen pro Jahr, während er für die Zweifarbfledermaus nur 0,5 beträgt (Tucci, 2020). Die Betreiber von Windparks und Windenergieanlagen sind dazu verpflichtet, diese Vorgaben einzuhalten. Um dies zu gewährleisten, werden Windenergieanlagen abgeschaltet, wenn die Wahrscheinlichkeit von Fledermausaktivitäten als hoch eingeschätzt wird. Diese Einschätzung erfolgt anhand von meteorologischen Gegebenheiten und Zeiten, in denen Fledermäuse bevorzugt aktiv sind. Die relevanten Zeiten

und Bedingungen, bei denen Anlagen abgeschaltet werden müssen, werden von den Bundesländern festgelegt (KNE, 2020). Diese Vorgaben können für die gesamte Betriebslaufzeit eines Windparks als pauschale Abschaltung übernommen werden. Alternativ kann ein betriebsbegleitendes Gondelmonitoring an den relevanten Anlagen durchgeführt werden. Dieses zeichnet über einen gewissen Zeitraum, in der Regel über zwei Jahre, durch akustische Höherfassung die reale Fledermausaktivität am jeweiligen Standort auf. Auf Grundlage des Gondelmonitorings können anlagenspezifische Abschaltzeiten festgelegt werden. Diese können ab dem zweiten Betriebsjahr für den Rest der Laufzeit in die Anlagensteuerung implementiert werden (KNE, 2020). Dadurch können die Abschaltverluste gegenüber der pauschalen Abschaltung potentiell verringert werden, ohne die zulässige Schlagopferzahl an den Anlagen zu überschreiten.

Im Windpark Hamburg-Curslack ist der Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen laut Genehmigung anlagenspezifisch festgelegt. Bei den Anlagen 1, 2, 4 und 5 ist der Algorithmus zwischen dem 20. April und 20. Mai, sowie vom 15. Juli bis zum 15. Oktober aktiv. Bei Anlage 3 vom 01. April bis zum 15. Oktober. Der relevante Zeitraum für die Abschaltung beginnt bei allen Anlagen 30 Minuten vor Sonnenuntergang und endet bei Sonnenaufgang. Die meteorologischen Bedingungen, bei denen die Anlagen abgeschaltet werden müssen, sind in Tabelle 4-4 aufgelistet.

Tabelle 4-4 Abschaltbedingungen im Windpark Hamburg-Curslack

	Wert	Einheit
Windgeschwindigkeit	<6	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$
Lufttemperatur	>8	°C
Niederschlag	<0,1	$\frac{\text{mm}}{\text{min}}$

Treffen alle drei Bedingungen an einer Anlage zu, so muss diese Anlage abgeschaltet werden. In der aktuellen Betriebsweise werden laut Genehmigung die meteorologischen Bedingungen ab Beginn des relevanten Zeitraums vom Algorithmus geprüft. Diese Prüfung erfolgt alle 10 Minuten. Wenn in drei 10-Minuten-Intervallen in Folge günstige Bedingungen für Fledermausaktivität vorliegen, wird die betreffende Anlage abgeschaltet und erst dann wieder eingeschaltet, wenn in drei 10-Minuten-Intervallen in Folge keine günstigen Bedingungen mehr vorliegen. Diese Betriebsweise verhindert, dass die Anlagen bei schnell wechselnden Bedingungen alle 10 Minuten hoch- bzw. runtergefahren werden. Allerdings hat dies zur Folge, dass die Anlagen potentiell in Zeiträumen mit ungünstigen meteorologischen Bedingungen abgeschaltet sind, wodurch die Ertragsverluste höher als nötig ausfallen können. Gleichzeitig werden die Anlagen potentiell bis zu 30 Minuten bei günstigen Fledermausbedingungen betrieben, wodurch das

Risiko für Fledermausschlag in diesen Zeiträumen erhöht ist. Es gibt insoweit keinen optimalen Ansatz für den Betrieb. Diese Betriebsweise stellt vielmehr einen Kompromiss zwischen Ertragsverlusten und Schlagopferzahlen dar.

5. Untersuchung des IST-Zustands

In diesem Kapitel soll der IST-Zustand am Windpark Hamburg-Curslack untersucht werden. Hierzu werden die Messdaten der Windenergieanlagen und des Messmastes verwendet, um den Energieertrag des Windparks bei der derzeitigen Betriebsführung zu ermitteln. Außerdem werden die Ertragsverluste, die durch Abschattung und Fledermausabschaltung entstehen, berechnet. Die in diesem Kapitel ermittelten Werte sollen später als Referenz dienen, um die Optimierung zu quantifizieren und mit der Ausgangssituation vergleichen zu können.

5.1. Ertragsberechnung mittels Anlagendaten

Jede Windenergieanlage gibt alle 10 Minuten verschiedene Messwerte aus. Hierzu gehört die Windgeschwindigkeit, Windrichtung, die Drehzahl des Rotors, sowie weitere Daten. Zudem wird die Leistung der Anlage innerhalb des 10-Minuten-Intervalls angegeben. Anhand dieser Leistung lässt sich der reale Energieertrag einer Anlage bestimmen, der sich für die hier durchgeführte Betrachtung allerdings nicht als Referenzwert eignet. Es werden Einflussfaktoren berücksichtigt, die sich in einer theoretischen Betrachtung und der hier angestrebten Optimierung mit PyWake nicht abbilden lassen. Beispielsweise werden Einflüsse wie Stillstände durch geplante und ungeplante Wartungen berücksichtigt. Aus diesem Grund wird anhand der an den Anlagen gemessenen Windgeschwindigkeiten ein Brutto-Energieertrag berechnet, welcher Ertragsverluste durch weitere Faktoren vernachlässigt. Dieser Brutto-Ertrag bildet nicht die Realität ab, aber entspricht der Berechnungsmethode von PyWake, wodurch die Ergebnisse besser miteinander verglichen werden können.

Um den Energieertrag zu ermitteln, wird die Windgeschwindigkeit in sogenannte „Windgeschwindigkeits-Bins“ der Breite $0,5 \frac{m}{s}$ unterteilt. Dazu werden die gemessenen Werte auf halbe Einheiten gerundet, um sie anschließend mit den zugehörigen Leistungswerten der Leistungskurve verrechnen zu können. Bei dieser Berechnungsmethode entsteht neben der Rundung eine weitere Abweichung zu Realität, da die Trägheit der Anlagen vernachlässigt wird. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit sofort die in der Leistungskurve angegebene Leistung generieren. In der Realität benötigen die Anlagen jedoch Zeit zum Anlaufen. Macht die Windgeschwindigkeit zwischen zwei 10-Minuten-Intervallen einen Sprung nach oben, dauert es etwas, bis die Anlage tatsächlich die angegebene Leistung generiert. Dasselbe gilt, wenn die Windgeschwindigkeit abnimmt. Durch die Trägheit der Anlage wird der Rotor nicht schlagartig gebremst, sondern die Drehzahl nimmt langsam ab. Da dieser Effekt sowohl bei Erhöhung als auch bei Verzögerung der Windgeschwindigkeit auftritt, sollten sich die Effekte statistisch gegenseitig ausgleichen, wodurch diese Abweichung in der Betrachtung vernachlässigt wird.

Um die verschiedenen Schallmodi der Anlagen zu berücksichtigen, werden die Windgeschwindigkeiten in den Zeiten zwischen 22:00 Uhr und 6:00 Uhr mit der gedrosselten Leistungskurve verrechnet. In den übrigen Zeiten wird die ungedrosselte Leistungskurve verwendet. Da hier die Winddaten aus dem Jahr 2021 untersucht werden, wird für WEA 1 der Modus „0.a3“ verwendet, um den Leistungsboost zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Tabelle 5-1 dargestellt:

Tabelle 5-1 Brutto-Erträge im Jahr 2021 aus Anlagendaten

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Park
Brutto-Ertrag [MWh]	6712,23	5572,55	5291,86	5316,32	4930,69	27823,65

Die Untersuchung ergibt, dass der Jahresenergieertrag des gesamten Windparks im Jahr 2021 bei 27.823,65 MWh liegt. Der höchste Energieertrag wird von WEA 1 generiert. Dies ist durch die höhere Nennleistung der Anlage zu erklären. Anlage 5 hat den geringsten Energieertrag. Dies ist vermutlich auf die Position der Anlage im Windpark zurückzuführen. Betrachtet man die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen am Standort sieht man, dass WEA 5 häufig von anderen Anlagen abgeschattet wird. Diese Anlage sollte daher besonders von Wake-Steering profitieren.

In Abbildung 5-1 sind die monatlichen Energieerträge der Anlagen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Energieertrag in der Zeit von Juni bis September geringer ausfällt als in den restlichen Monaten. Dies ist auf geringere Windgeschwindigkeiten während der Sommermonate zurückzuführen.

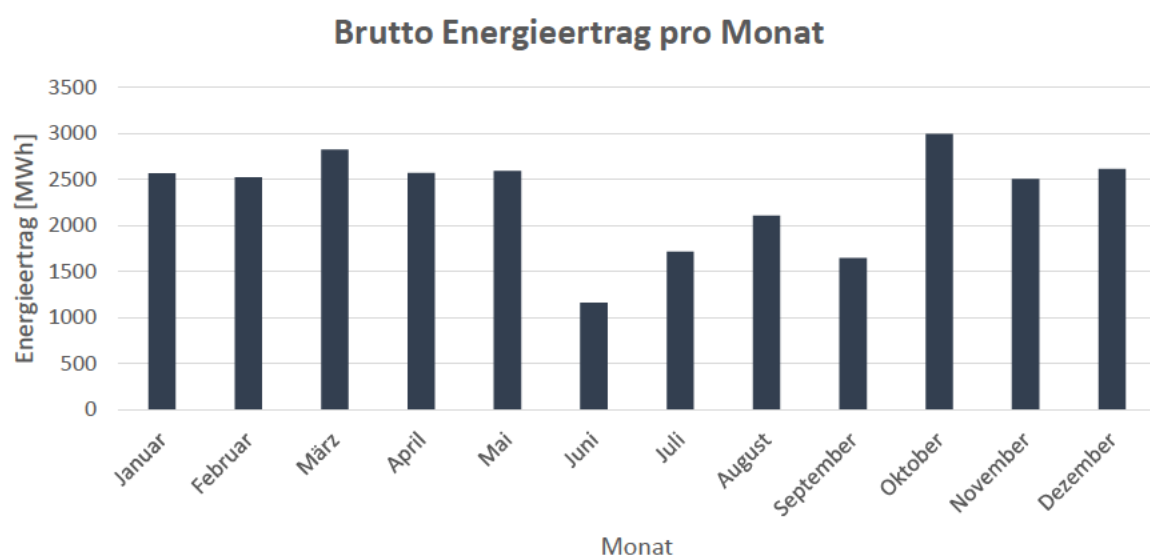


Abbildung 5-1 Monatliche Brutto-Energieerträge des Windparks im Jahr 2021

5.2. Ermittlung der Abschattungsverluste

Um zu ermitteln, wie hoch das Potential der Ertragssteigerung durch Wake-Steering im Windpark Hamburg-Curslack ist, werden in diesem Kapitel die Abschattungsverluste ermittelt. Der genaue Wert des Ertragsverlusts aufgrund von Abschattungseffekten lässt sich nicht bestimmen, weil an den Anlagen nur die bereits gestörte Anströmgeschwindigkeit gemessen wird. Um die Abschattungsverluste näherungsweise bestimmen zu können, werden die Messdaten des Messmastes verwendet. Es wird hierbei davon ausgegangen, dass am Messmast die ungestörte Windgeschwindigkeit gemessen wird. Auf Grundlage dieser Messwerte kann mittels der Leistungskurven der Anlagen berechnet werden, wie hoch der Energieertrag einer Anlage wäre, wenn sie jederzeit die ungestörte Windgeschwindigkeit erfahren würde. Die Differenz aus dem so ermittelten Energieertrag bei ungestörter Anströmung und dem zuvor berechneten Brutto-Ertrag einer Anlage entspricht näherungsweise dem Ertragsverlust, der aufgrund von Abschattungseffekten entsteht. Diese Methode liefert zur Abschätzung der Abschattungsverluste realitätsnahe Ergebnisse, wobei durch mehrere Faktoren Abweichungen entstehen. Wie Kapitel 4.1 erläutert, erfährt der Messmast bei Wind aus nordöstlicher und östlicher Richtung eine Abschattung durch die Windenergieanlagen. Der auszuschließende Sektor liegt nach der Berechnungsmethode der DIN EN 61400-12-1 im Bereich zwischen $25,74^\circ$ und $128,62^\circ$. Messdaten bei Wind aus dieser Richtung sind verfälscht und dürfen für exakte Untersuchungen nicht verwendet werden. Da es sich bei dieser Betrachtung um eine näherungsweise Ermittlung der Abschattungsverluste handelt, wird dies vernachlässigt. Des Weiteren wird die Windgeschwindigkeit an den Anlagen hinter dem Rotor gemessen. Dadurch hat der Rotor einen Einfluss auf die in den Anlagendaten angegebene Anströmgeschwindigkeit. Es wird eine Korrektur der gemessenen Windgeschwindigkeit vorgenommen, dennoch entstehen Abweichungen zur tatsächlichen Anströmgeschwindigkeit. Die Windgeschwindigkeit variiert zudem auch auf kurze Distanzen. Daher entspricht die am Messmast gemessene Windgeschwindigkeit nicht exakt der Windgeschwindigkeit an einer Anlage. Durch die Nähe der Anlagen zum Messmast wird diese Abweichung ebenfalls vernachlässigt. Als ungestörte Windgeschwindigkeit werden in dieser Berechnung die Daten des Messsensors V1 verwendet. Dieser befindet sich auf einer Höhe von 120,5 Metern also einen halben Meter über Nabenhöhe. Es gibt Möglichkeiten diesen Höhenunterschied mathematisch zu korrigieren, beispielsweise mithilfe des logarithmischen Höhenprofils. Bei dieser Methode wird die am Standort vorliegende Bodenrauigkeit verwendet. Diese kann berechnet werden, es entstehen allerdings Abweichungen zur Realität. Aus diesem Grund wird der Höhenunterschied zwischen der Nabenhöhe und dem Messsensor vernachlässigt und als identisch angenommen. Da es sich um eine Abschätzung der Abschattungsverluste handelt, sollte die eben beschriebene Vorgehensweise ausreichend genaue Ergebnisse liefern.

Die Ermittlung des Jahresenergieertrags bei ungestörter Anströmung erfolgt analog zum Vorgehen in Kapitel 5.1. Die am Messmast gemessene Windgeschwindigkeit wird erneut in Windgeschwindigkeits-Bins unterteilt. Diese werden mit den Leistungskurven der Anlagen verrechnet, um einen Energieertrag für jedes 10-Minuten-Intervall zu bestimmen. Hierbei wird anhand der Uhrzeit berücksichtigt, ob die Anlage schallgedrosselt ist oder nicht. Die Summe der 10-Minuten-Energieerträge über das gesamte Jahr ergibt den Jahresenergieertrag. Die auf diese Weise ermittelten Jahresenergieerträge jeder Anlage werden mit den Brutto-Energieerträgen aus den Anlagen verglichen. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 5-2 dargestellt.

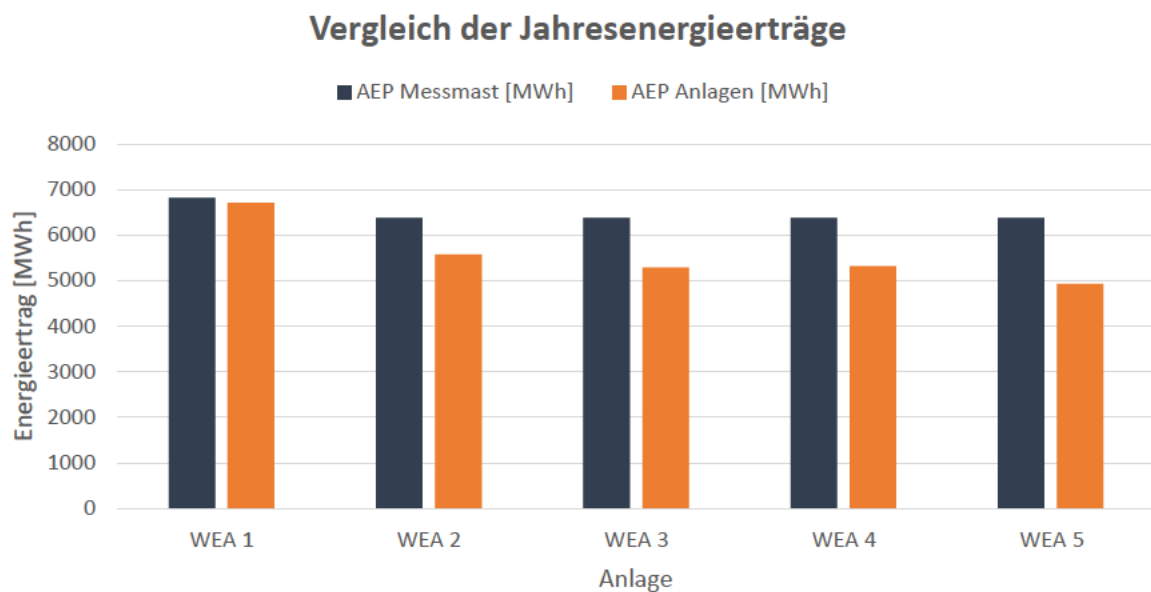


Abbildung 5-2 Vergleich der Jahresenergieerträge 2021 bei gestörter und ungestörter Anströmung

Das Diagramm zeigt die Jahresenergieerträge der einzelnen Anlagen, die sich aus den Winddaten des Messmastes ergeben, in blau. In orange sind die aus den Anlagendaten ermittelten Brutto-Energieerträge dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Abweichungen zwischen ermittelten Energieerträgen pro Anlage variieren. Bei WEA 1 entsteht eine geringere Abweichung als bei den übrigen Anlagen. Bei WEA 5 sind die größten Abweichungen zu erkennen. Diese Abweichung entspricht näherungsweise dem Ertragsverlust einer Anlage, der aufgrund von Abschattungseffekten entsteht und wird als Abschattungsverlust bezeichnet. Die Abschattungsverluste jeder Anlage sind in Abbildung 5-3 dargestellt.

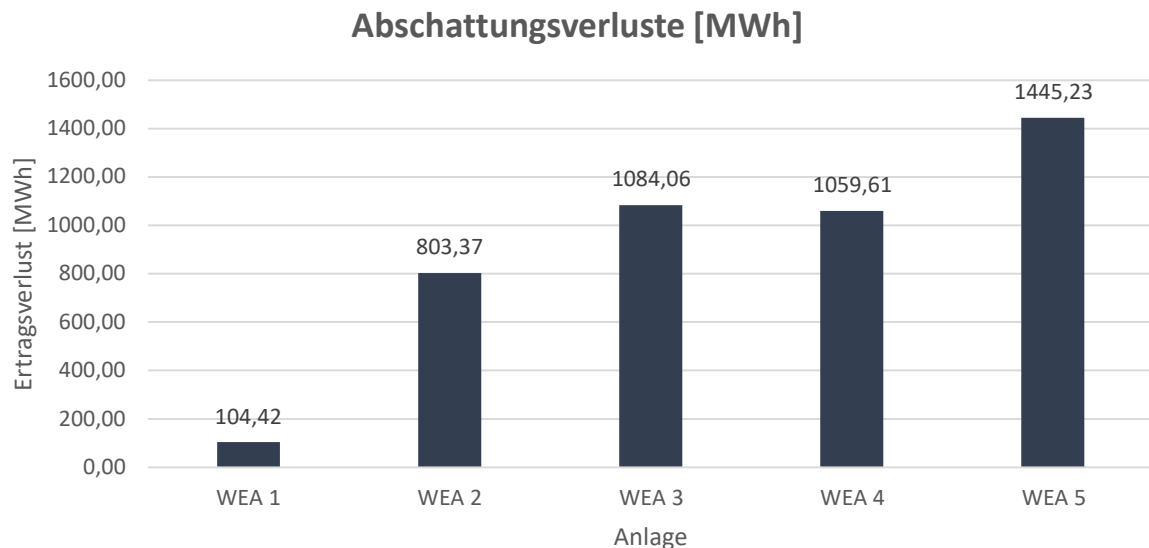


Abbildung 5-3 Abschattungsverluste der einzelnen Anlagen im Jahr 2021

Die Abbildung zeigt die Differenz des Energieertrags bei gestörter und ungestörter Anströmung jeder Anlage. Es ist zu erkennen, dass an WEA 1 der geringste Ertragsverlust aufgrund einer gestörten Anströmung entsteht. Betrachtet man das Windparklayout (Abbildung 4-1) und die am Standort herrschenden Hauptwindrichtungen (Abbildung 4-3) ist dieses Ergebnis realistisch. Die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung zeigt, dass sich WEA 1 nur selten im Strömungsnachlauf anderer Anlagen befindet. Aus diesem Grund ist hier mit den geringsten Abschattungsverlusten zu rechnen. Die restlichen Anlagen sind häufiger von Nachlaufeffekten betroffen, wodurch die Abschattungsverluste höher ausfallen. Insgesamt ergibt diese Untersuchung für das Jahr 2021 einen Ertragsverlust von 4496,68 MWh im Windpark. Wie bereits erläutert entstehen bei dieser Vorgehensweise Abweichungen zur Realität, dennoch zeigt die Untersuchung, dass der Jahresenergieertrag aufgrund von Abschattungseffekten stark beeinflusst wird. Diese Erkenntnis bedeutet ein hohes Potential für die Anwendung von Wake-Steering. Eine aktive Steuerung der Anlagen könnte zu verringerten Nachlaufeffekten führen und dazu beitragen, die Abschattungsverluste innerhalb des Windparks zu reduzieren und den Jahresenergieertrag zu steigern.

5.3. Ermittlung der Fledermausverluste

Wie in Kapitel 4.6 erläutert, werden die Windenergieanlagen bei bestimmten meteorologischen Bedingungen in den für Fledermausaktivitäten relevanten Zeiträumen abgeschaltet. Wenn die Windgeschwindigkeit in diesem Zeitraum über der Cut-In-Windgeschwindigkeit der jeweiligen Anlage liegt, hätte die Anlage ohne den Abschaltalgorithmus Leistung generiert. Diese nicht generierte Leistung wird als Fledermausverlust bezeichnet. Die Fledermausverluste wurden in einer vorhergehenden Untersuchung im Zuge eines Masterprojekts ermittelt (Rapp &

Reimann, 2024). Das Vorgehen und die Ergebnisse sollen hier erläutert und dargestellt werden.

In den Ausgabedaten der Windenergieanlagen wird für jedes 10-Minuten-Intervall der Betriebsstatus angegeben. Wenn eine Anlage aufgrund des Fledermausalgorithmus abgeschaltet war, wird die Statusnummer „768“ ausgegeben. Um zu ermitteln, welche Leistung aufgrund des Abschaltalgorithmus nicht generiert wurde, wurden alle 10-Minuten-Intervalle, in denen dieser Status angezeigt wird, herausgefiltert. An der Anlage wird trotz der Abschaltung die Windgeschwindigkeit gemessen und für das jeweilige Intervall angegeben. Anhand dieser gemessenen Windgeschwindigkeiten kann mittels der Leistungskurve der Windenergieanlage berechnet werden, welche Leistung in diesem Intervall generiert worden wäre. Da der Abschaltalgorithmus zum Schutz für Fledermäuse nur von der Abenddämmerung bis zum Sonnenaufgang aktiv ist, wurden für die Berechnung der Ertragsverluste die schallgedrosselten Leistungskurven der Anlagen verwendet. Aufgrund der Vorgaben zu den relevanten Umgebungsbedingungen für die Abschaltung sind nur niedrige Windgeschwindigkeiten unterhalb von $6 \frac{m}{s}$ relevant. In diesem Bereich sind die Leistungskurven der beiden Schallmodi fast identisch, die Verwendung der schallgedrosselten Leistungskurve verursacht daher nur einen minimalen Fehler.

Die Auswertung der Betriebsdaten ergab, dass der Ertragsverlust aufgrund von Fledermausabschaltung im Jahr 2021 insgesamt 990,97 MWh betrug.

Die ermittelten Ertragsverluste pro Anlage sind in Abbildung 5-4 grafisch dargestellt:

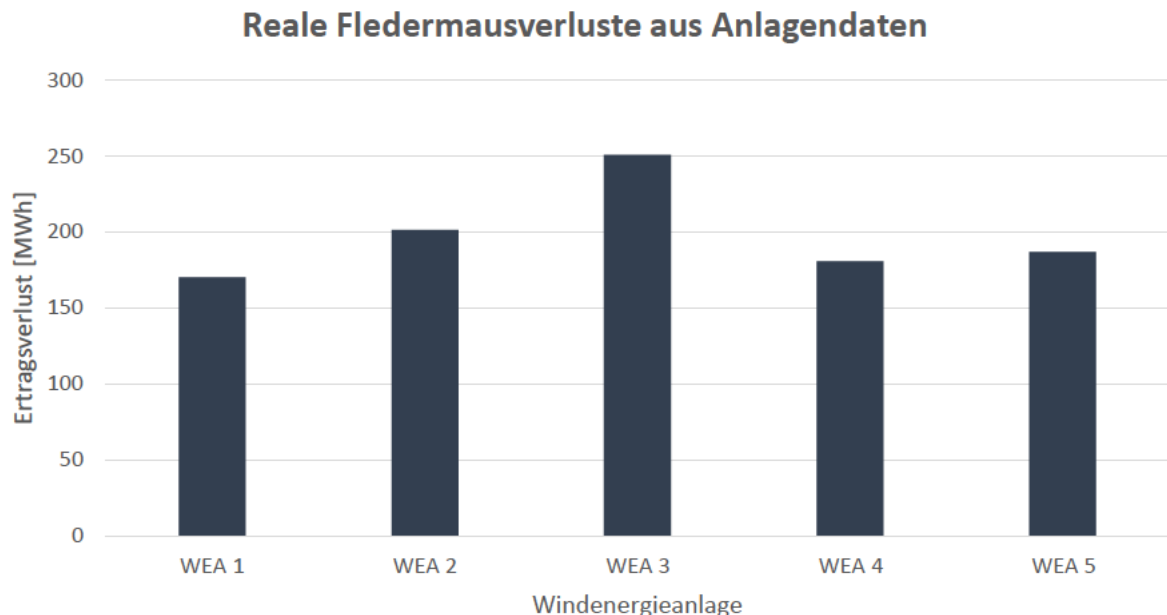


Abbildung 5-4 FLM-Abschaltverluste pro Anlage im Jahr 2021

Das Diagramm zeigt, dass die Ertragsverluste bei Anlage 3 deutlich höher ausfallen als bei den restlichen Anlagen. Dies ist dadurch zu erklären, dass der Abschaltalgorithmus bei dieser Anlage über einen längeren Zeitraum aktiv ist. Die geringsten Ertragsverluste ergeben sich bei WEA 1. Da dies eine Anlage der Generation Delta ist, wird für die Berechnung der Ertragsverluste eine andere Leistungskurve verwendet als bei den übrigen Anlagen. Vergleicht man die Leistungskurven der beiden Generationen sieht man, dass die Generation Delta in dem niedrigen Teillastbereich, der für diese Untersuchung relevant ist, etwas weniger Leistung generiert. Die Abweichungen sind allerdings gering. Eine weitere Erklärung für die niedrigeren Ertragsverluste ergibt sich durch Betrachtung des Windpark-Layouts und der am Standort herrschenden Windrichtungsverteilung. Anlage 1 wird demnach nur selten von anderen Windenergieanlagen abgeschattet. Da für den Fledermausalgorithmus die an der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit entscheidend ist, profitiert die Anlage in zweierlei Hinsicht von ihrer Position. Durch die geringe Abschattung erfährt die Anlage grundsätzlich häufiger eine ungestörte Anströmung, wodurch im Normalbetrieb mehr Leistung generiert werden kann. Berücksichtigt man zusätzlich den Fledermausalgorithmus, führt die geringe Abschattung dazu, dass die an der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit seltener den Schwellwert von $6 \frac{m}{s}$ unterschreitet. Aus diesem Grund wird die Anlage seltener abgeschaltet als beispielsweise WEA 2, welche sich, insbesondere im Sommer, häufiger im Nachlauf von WEA 1 befindet. Dieses Erkenntnis steigert das Potential von Wake-Steering. Durch eine aktive Steuerung der Anlagen kann möglicherweise gewährleistet werden, dass der Schwellwert von $6 \frac{m}{s}$ seltener unterschritten wird. Auf diese Weise müssten die Anlagen seltener zum Schutz von Fledermäusen abgeschaltet werden, wodurch eine weitere Ertragssteigerung erreicht werden könnte.

6. Untersuchung des Potentials von Wake-Steering

In diesem Kapitel soll das Potential von Wake-Steering durch Anpassung der Gier-Winkel zur Steigerung des Jahresenergieertrags des Windparks mittels der Software PyWake untersucht werden. Um die Funktionsweise von PyWake möglichst anschaulich darzustellen, werden zunächst nur zwei Anlagen des Windparks betrachtet. Für die Anlagen WEA 1 und WEA 2 wird im ersten Schritt der Jahresenergieertrag für eine konstante Windgeschwindigkeit und Windrichtung errechnet. Anschließend wird eine Optimierung durch die Anpassung der Gier-Winkel der Anlagen durchgeführt.

Nachdem die von PyWake angewendeten Methoden zum Wake-Steering anhand dieser vereinfachten Anschauung verdeutlicht wurden, wird die Untersuchung um die restlichen Anlagen ergänzt. Anschließend wird der Jahresenergieertrag bei konstanten Bedingungen für den gesamten Windpark Hamburg-Curslack berechnet. Darauf folgend wird eine Optimierung für alle fünf Anlagen durchgeführt.

6.1. Darstellung von zwei Anlagen in PyWake

Zur Einführung und Veranschaulichung des Softwaretools PyWake werden im ersten Schritt dieser Untersuchung zwei Anlagen bei konstanten Windbedingungen dargestellt. Die Untersuchung erfolgt anhand der Anlagen WEA 1 und WEA 2 des Windparks Hamburg-Curslack. Die Hinterlegung der Anlagendaten erfolgt wie in Kapitel 4.4 beschrieben. Bei der Erstellung der Windturbinen-Objekte werden nur WEA 1 und WEA 2 berücksichtigt.

```
Wind_Turbines = WindTurbines(  
    names=['WEA1', 'WEA2'],  
    diameters=[117, 117],  
    hub_heights=[120, 120],  
    powerCtFunctions=[  
        PowerCtTabular(u3000, power3000, 'kW', ct3000),  
        PowerCtTabular(u2400, power2400, 'kW', ct2400)  
    ])
```

Python-Code 7 Anpassung der Kenndaten auf zwei Anlagen

Im nächsten Schritt wird das Site-Objekt, also der Standort und die Umgebungsbedingungen definiert. Da in dieser vereinfachten Anschauung eine konstante Windgeschwindigkeit und -richtung angenommen wird, wird ein UniformSite-Objekt erstellt. Zunächst werden die initialen konstanten Windbedingungen hinterlegt. Diese werden so gewählt, dass sich WEA 2 teilweise im Nachlauf von WEA 1 befindet. Die festgelegten Werte sind in Tabelle 6-1 aufgelistet.

Tabelle 6-1 Initialbedingungen der Untersuchung

	Wert	Einheit
Windgeschwindigkeit	10	$\frac{m}{s}$
Windrichtung	280	Grad
Turbulenzintensität	0,1	—

Zur Fertigstellung des Windparks müssen noch die Koordinaten der Windenergieanlagen an PyWake übergeben werden. Die in Kapitel 4.4 hinterlegte CSV-Datei beinhaltet die Koordinaten aller Anlagen des Windparks Hamburg-Curslack. Für diese Betrachtung werden nur die Koordinaten von WEA 1 und WEA 2 berücksichtigt.

```
# Berücksichtigung von WEA1 und WEA2
WEA_coord_x = WEA_coord[:, 0] - min(WEA_coord[:, 0])
WEA_coord_y = WEA_coord[:, 1] - min(WEA_coord[:, 1])

wt_x = WEA_coord_x
wt_y = WEA_coord_y
```

Python-Code 8 Anpassung der WEA-Koordinaten für zwei Anlagen

Nun kann das Windfarm-Modell erstellt werden. In dieser ersten Betrachtung wird das NOJ-Defizit verwendet.

Somit ist die Definition des vereinfachten Windparks abgeschlossen und die Simulation kann beginnen. PyWake ist in der Lage, verschiedene Outputs zu erstellen.

Die Jahresenergieerträge können für den gesamten Windpark, sowie die einzelnen Windenergieanlagen jeweils unter Berücksichtigung oder Vernachlässigung der Wake-Verluste ausgegeben werden. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Abbildung 6-1 dargestellt.

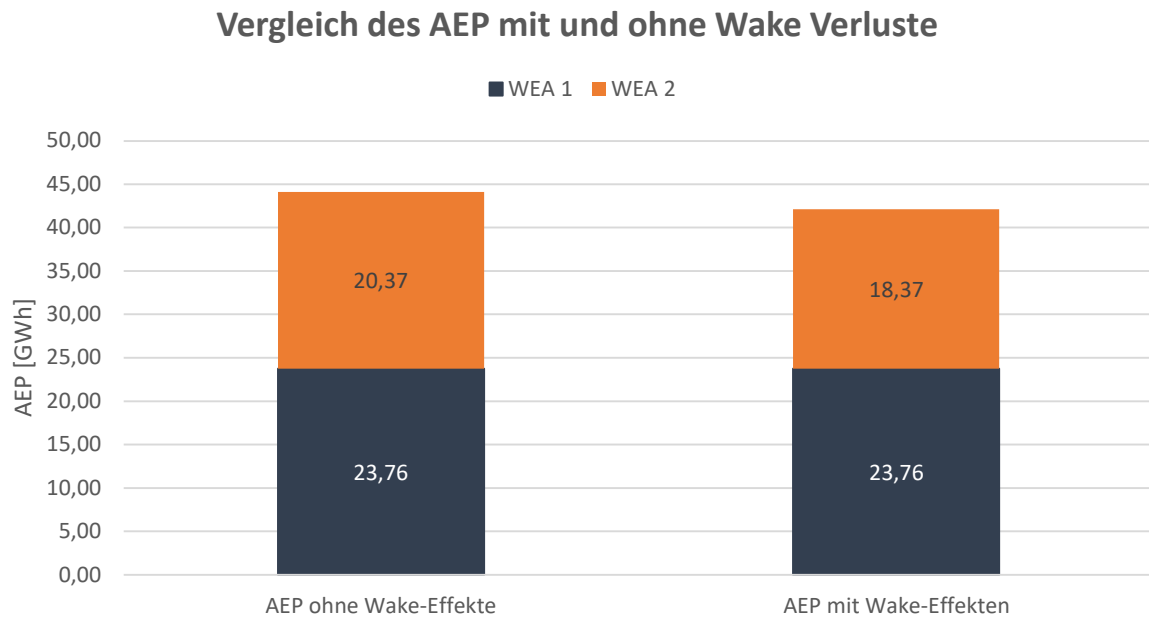


Abbildung 6-1 Vergleich des AEP mit und ohne Berücksichtigung der Wake-Effekte

Das Diagramm zeigt die jährlichen Energieerträge beider Anlagen unter Vernachlässigung der Nachlaufeffekte auf der linken Seite. Rechts sind die Jahresenergieerträge unter Berücksichtigung der Wake-Effekte dargestellt. Diese Betrachtungsweise ergibt unter den festgelegten Bedingungen einen jährlichen Ertragsverlust von 2 GWh aufgrund von Nachlaufeffekten. Diese Verluste treten durch die definierte konstante Windrichtung ausschließlich bei Anlage 2 auf, da diese sich im Nachlauf von WEA 1 befindet. PyWake ist in der Lage, die Abschattungseffekte graphisch in einer sogenannten Wake Map darzustellen (Abbildung 6-2).

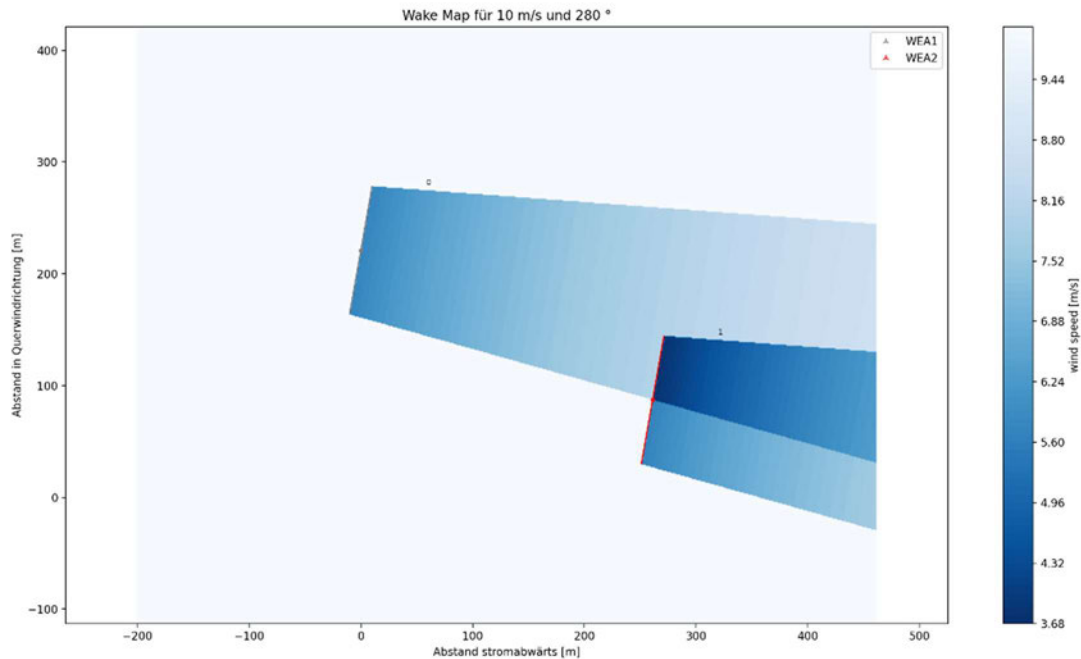


Abbildung 6-2 Wake Map für konstante Bedingungen ohne Wake-Steering

Aufgrund der Python Nomenklatur werden an den Nachläufen automatisch die Ziffern 0 und 1 angezeigt, diese bezeichnen nicht die Windenergieanlagen. Deren Benennung sind der Legende im oberen, rechten Teil der Darstellung zu entnehmen. Dies gilt für alle folgenden Wake Maps.

In der Wake Map ist zu sehen, dass sich etwa die Hälfte des Rotordurchmessers von WEA 2 in der Nachlaufströmung von WEA 1 befindet. Dadurch erfährt dieser Teil der hinteren Anlage eine verringerte Anströmgeschwindigkeit, was sich negativ auf den Jahresenergieertrag auswirkt. Diese verringerte Anströmgeschwindigkeit ist durch die farbliche Darstellung visualisiert. Es ist erkennbar, dass die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor von WEA 2 teilweise auf unter $5 \frac{m}{s}$ fällt. Dieser Wert gilt nicht für den gesamten Nachlauf, sondern nur für den abgeschatteten Teil.

PyWake berechnet auf Grundlage des Anteils der abgeschatteten Rotorfläche eine Windgeschwindigkeit, die zur Berechnung des AEP dient. Diese Windgeschwindigkeit entspricht der Anströmgeschwindigkeit der abgeschatteten Anlage und wird als effektive Windgeschwindigkeit bezeichnet. In dem hier untersuchten Beispiel beträgt diese für WEA 2 $9,17 \frac{m}{s}$. Im Vergleich zur ungestörten Anströmung erfährt die Anlage demnach eine Windgeschwindigkeit, die um $0,83 \frac{m}{s}$ verzögert wurde.

Die Berechnung der effektiven Windgeschwindigkeit an der abgeschatteten Anlage ist abhängig vom verwendeten Nachlaufmodell. Um einen Vergleich zu erhalten, wie sich der Jahresenergieertrag unter Verwendung eines anderen Modells verändert, wird die Simulation erneut durchgeführt. Nun wird anstelle des PARK-Modells das Bastankhah-Gauss-Defizit (BGD) zur

Untersuchung des Nachlaufs verwendet. Die Umgebungsbedingungen bleiben dabei unverändert. Um das verwendete Nachlaufmodell zu ändern, ist in PyWake eine Anpassung des Windpark-Modells nötig. Die Daten der Turbinen-Objekte und des Site-Objektes können übernommen werden.

```
# Anpassung des Windfarm-Modells
wf_model = BastankhahGaussian(site, Wind_Turbines)
Python-Code 9 Hinterlegung des Bastankhah-Gauss-Defizits
```

Abbildung 6-3 zeigt die Ergebnisse der Wake-Verlustberechnung bei der Verwendung unterschiedlicher Nachlaufmodelle.

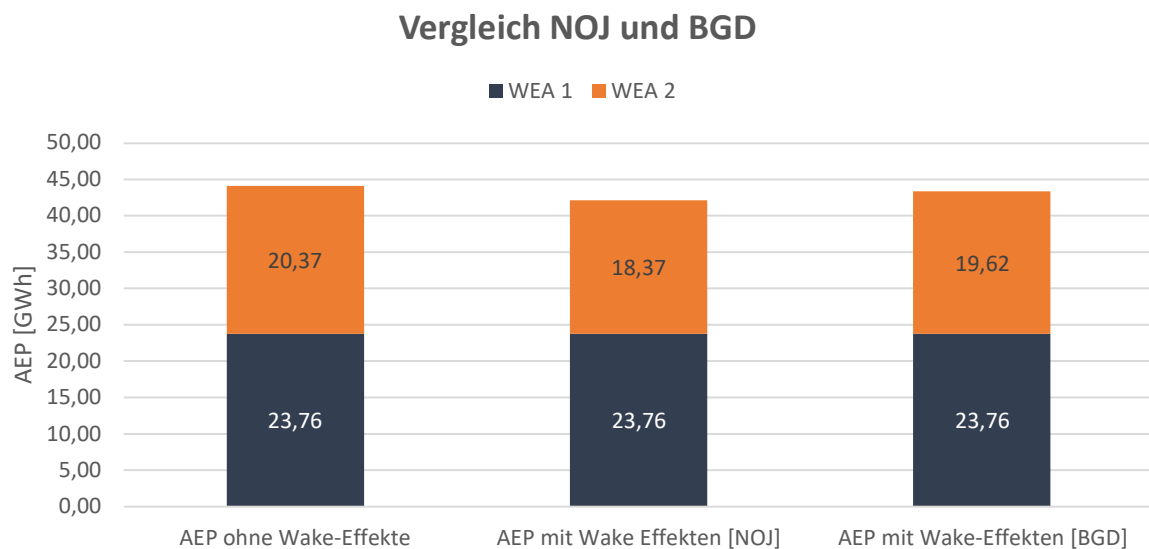


Abbildung 6-3 Vergleich der AEP-Werte bei unterschiedlichen Nachlaufmodellen

In dem Diagramm sind links als Referenz die Jahresenergieerträge ohne Berücksichtigung der Wake-Effekte dargestellt. Der mittlere Balken zeigt die Energieerträge der Anlagen unter Verwendung des NOJ-Modells zu Berechnung der Nachlaufeffekte. Rechts sind die Werte unter Verwendung des Bastankhah-Modells dargestellt. Der Vergleich ergibt, dass die Abschätzungsverluste bei Verwendung des Bastankhah-Gauss-Modells geringer ausfallen als beim PARK-Modell. Dies ist auf die unterschiedlichen Annahmen zur Ausbreitung der Nachlaufströmung zurückzuführen. Betrachtet man die Wake Map dieser zweiten Untersuchung, erkennt man, dass sich ein geringerer Anteil der Rotorfläche von WEA 2 in der Nachlaufströmung von WEA 1 befindet (Abbildung 6-4).

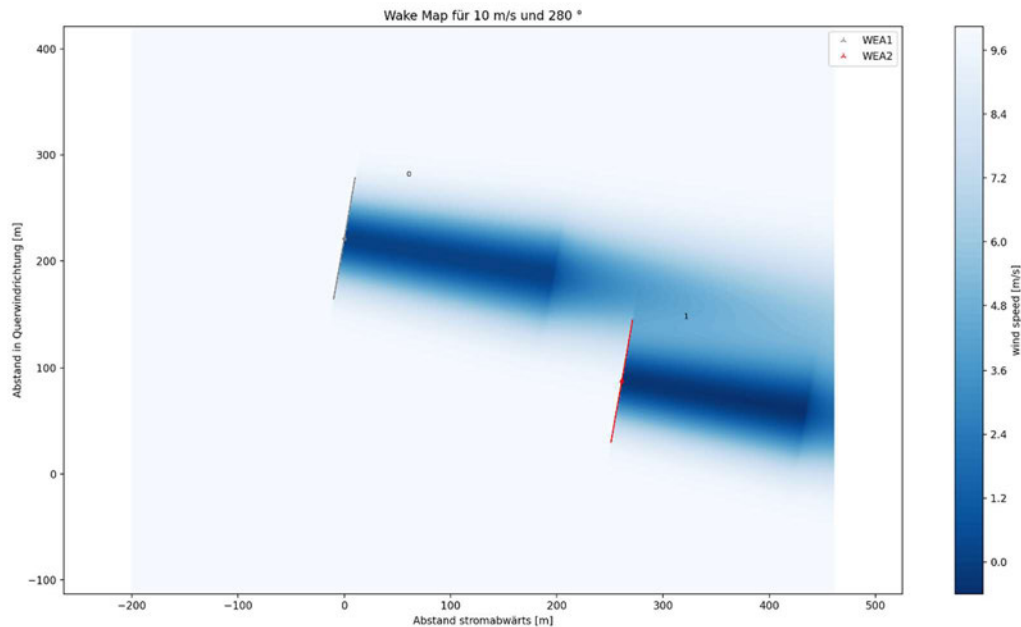


Abbildung 6-4 Wake Map für zwei Anlagen mit Bastankhah-Gauss-Defizit

Unter Verwendung des Bastankhah-Gauss-Defizits ergibt sich die effektive Windgeschwindigkeit an WEA 2 in dieser Betrachtung zu $9,62 \frac{m}{s}$. Die ungestörte Strömung wird also weniger stark verzögert, was zu einem höheren Jahresenergieertrag führt.

In PyWake sind eine Reihe weiterer Nachlaufmodelle hinterlegt, die zur Untersuchung der Wake-Effekte verwendet werden können. Unter anderem das Larsen-Modell, das Niayifar-Gauss-Defizit und das Zong-Gauss-Defizit (Pedersen, et al., 2023). Diese Modelle beruhen auf unterschiedlichen Annahmen zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf. Im PARK-Modell ist das Geschwindigkeitsdefizit der Nachlaufströmung aufgrund der zugrundeliegenden Annahmen nur eine Funktion des Abstands zum Rotor. Das Modell ist laut einer Studie, in der verschiedene Nachlaufmodelle verglichen wurden, trotz der Vereinfachungen für Optimierungen mit dem jährlichen Energieertrag als Zielfunktion geeignet (Archer, et al., 2019). Aus diesem Grund wird für alle nachfolgenden Untersuchungen das PARK-Modell als Wake-Defizit-Modell verwendet.

6.2. Anpassung des Gier-Winkels in PyWake

Die zuvor beschriebene Untersuchung diente der Ermittlung der Ertragsverluste, wenn kein Wake-Steering angewendet wird. Nun wird eine Optimierung durch Variation der Gier-Winkel durchgeführt. Um den Verlauf der Nachlaufströmung bei Änderung des Gier-Winkels zu veranschaulichen, wird zunächst nur eine Anlage dargestellt.

Zur Veränderung des Gier-Winkels ist eine Erweiterung des Windpark-Modells notwendig. Es werden neben einem Nachlaufmodell zur Ermittlung des Wake-Defizits zwei weitere Modelle benötigt. Zum einen ein Superpositionsmodell, welches notwendig ist, um verschiedene Mo-

delle miteinander zu kombinieren (Pedersen, et al., 2023). Hierfür wird das LinearSum-Modell gewählt. Hierbei werden Einflüsse auf die Anströmgeschwindigkeit einer abgeschatteten Anlage linear aufsummiert, falls mehrere Einflussfaktoren auf die Windgeschwindigkeit auftreten. Dies geschieht beispielsweise, wenn eine Anlage von mehreren Nachläufen beeinflusst wird. Das Geschwindigkeitsdefizit an der abgeschatteten Anlage wird über das LinearSum-Modell aus der Summe der einzelnen Defizite bestimmt. Die Anströmgeschwindigkeit der Anlage entspricht der ungestörten Windgeschwindigkeit abzüglich der Summe der Windgeschwindigkeitsdefizite die durch Nachlaufeffekte verursacht werden. Diese Anströmgeschwindigkeit ist die Grundlage zu Ermittlung des Energieertrags der Anlage und wird als effektive Windgeschwindigkeit bezeichnet.

Des Weiteren wird das in Kapitel 3.3.2 beschriebene JimenezWakeDeflection-Modell im Skript hinterlegt. Dies ist notwendig, da die Nachlaufmodelle nur zur Berechnung des Geschwindigkeitsdefizit dienen. Um den Verlauf des Wakes bei veränderten Gier-Winkeln darzustellen, ist ein Ablenkungsmodell notwendig. Das JimenezWakeDeflection-Modell wird hierbei von PyWake empfohlen, da es realitätsnahe Ergebnisse bei geringer Simulationsdauer liefert (Pedersen, et al., 2023). Die Anpassungen im Skript erfolgen bei der Erstellung des Windfarm-Modells.

```
# Erstellung des Windfarm-Modells
```

```
wf_model = NOJ(site, Wind_Turbines, superpositionModel=LinearSum(),  
deflectionModel=JimenezWakeDeflection())
```

Python-Code 10 Hinterlegung des Jimenez-Wake-Deflection Modells

Wie in Kapitel 3.3.2 erläutert, beschreibt die Nachlaufströmung bei Änderung des Gier-Winkels einen kurvenförmigen Verlauf. Dieser Verlauf ist für eine einzelne Anlage bei einem Gier-Winkel von -20° , 0° und 20° in Abbildung 6-5 dargestellt.

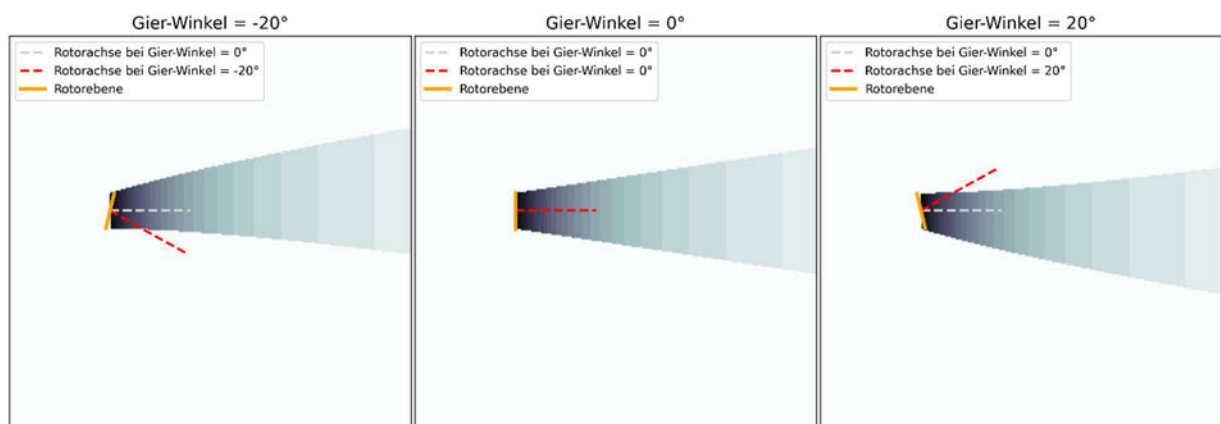


Abbildung 6-5 Verlauf des Wakes bei verschiedenen Gier-Winkeln

Eine Einstellung des Gier-Winkels um -20° (links) bedeutet hierbei eine Drehung der Gondel im Uhrzeigersinn. Es ist zu sehen, dass der Nachlauf sich in die entgegengesetzte Richtung dreht. Gleiches gilt für eine Drehung der Gondel gegen den Uhrzeigersinn (rechts). Die Umlenkung der Nachlaufströmung erfolgt immer in die entgegengesetzte Richtung. Dieser Effekt soll nun genutzt werden, um die effektive Windgeschwindigkeit an WEA 2 zu erhöhen und somit den Jahresenergieertrag zu steigern.

6.3. Optimierung von zwei Anlagen mittels TOPFARM

Wie in Kapitel 4.5 erläutert, muss für eine Optimierung ein TopFarmProblem-Objekt erstellt werden. Zur Optimierung von WEA 1 und WEA 2 ist es bei dem in Kapitel 4.5 dargestellten Beispiel erforderlich, die Anzahl der Windturbinen anzupassen. Die restlichen Parameter können übernommen werden. Die Designvariable ist der Gier-Winkel und die Zielfunktion, die optimiert werden soll, ist der Jahresenergieertrag.

In diesem Beispiel werden acht Iterationen durchlaufen, bis die Optimierung beendet ist. Das Programm gibt zunächst die optimierten Gier-Winkel aus. In diesem Fall beträgt der optimale Winkel von WEA1 $-5,53$ Grad. Aus der Draufsicht erfolgt diese Drehung im Uhrzeigersinn (siehe Abbildung 6-6). Für WEA 2 bleibt der Gier-Winkel unverändert, da sich keine weiteren Anlagen im Nachlauf befinden. Die Wake Map nach Durchführung der Optimierung veranschaulicht die veränderten Strömungsbedingungen.

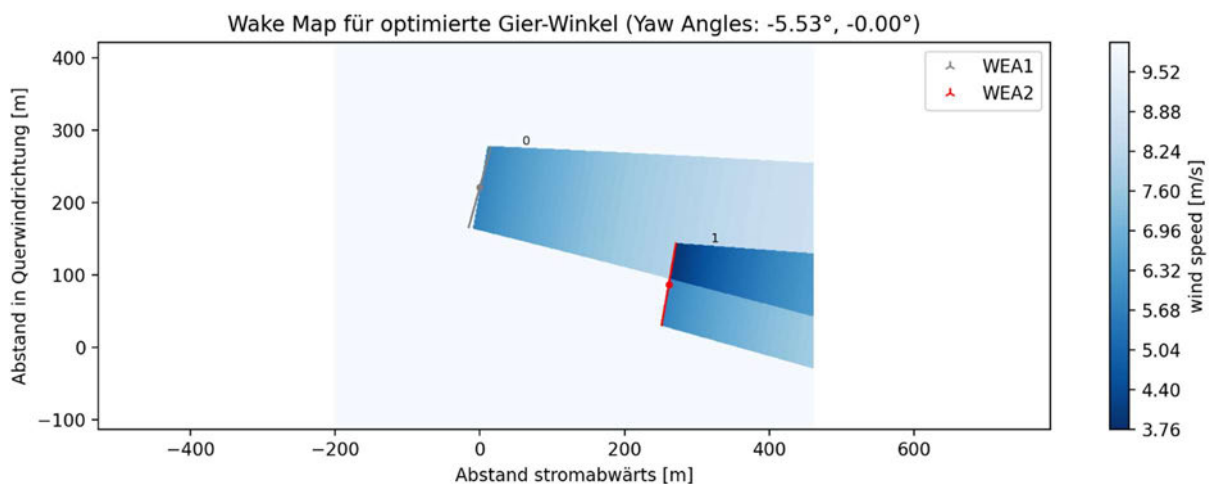


Abbildung 6-6 Wake Map nach Durchführung der Optimierung

In der Abbildung ist zu erkennen, dass WEA 1 im Vergleich zum Ausgangszustand im Uhrzeigersinn gedreht wurde. Durch das Gieren von WEA 1 wird die Nachlaufströmung umgeleitet. Auf diese Weise wird der Teil des Rotors von WEA 2, der sich im Nachlauf befindet, verkleinert. Dadurch erhöht sich die effektive Windgeschwindigkeit an der hinteren Anlage von $9,17 \frac{m}{s}$ auf

9,31 $\frac{m}{s}$. Der kurvenförmige Verlauf der Nachlaufströmung ist bei diesem geringen Gier-Winkel nicht erkennbar, wird aber in der Berechnung berücksichtigt.

Welchen Einfluss die Einstellung des Gier-Winkels auf die ermittelten Jahresenergieerträge hat ist in Abbildung 6-7 dargestellt.

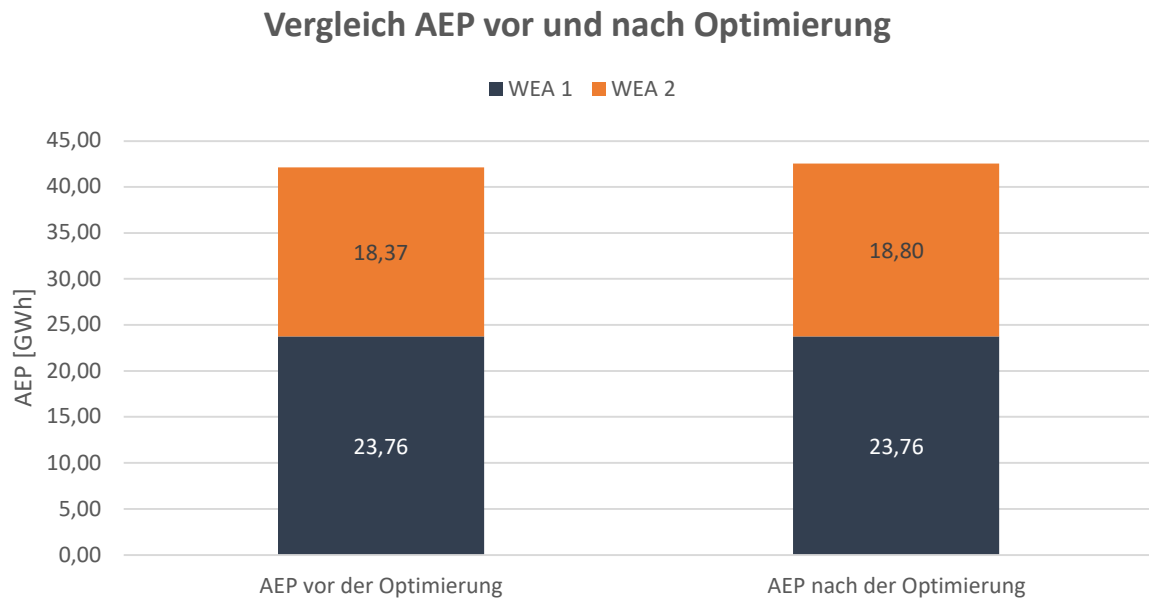


Abbildung 6-7 Vergleich der Jahresenergieerträge von zwei Anlagen vor und nach Optimierung der Gier-Winkel

In Abbildung 6-7 sind auf der linken Seite die Jahresenergieerträge der beiden Anlagen ohne die Optimierung durch Wake-Steering dargestellt. Auf der rechten Seite sind die berechneten Jahresenergieerträge nach Durchführung der Optimierung zu sehen. Die höhere effektive Windgeschwindigkeit an Anlage 2 hat eine jährliche Ertragssteigerung von ca. 430 MWh zur Folge. Gleichzeitig wird hier ein Fehler in der Durchführung der Optimierung deutlich. In Abbildung 6-7 ist zu sehen, dass PyWake für WEA 1 vor und nach Einstellung des Gier-Winkels denselben Jahresenergieertrag berechnet. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, hat die Schrägstellung einer Anlage eine Verkleinerung der effektiv angeströmten Rotorfläche zur Folge. Dieser Effekt bedeutet eine Verringerung der Leistungsaufnahme des Rotors. Unter Einstellung eines Gier-Winkels muss der Jahresenergieertrag einer Anlage demnach sinken. In PyWake wird die Leistung nicht nach Gleichung 3.14 berechnet, sondern aus den hinterlegten Anlagendaten bezogen. Diese geben für eine definierte Windgeschwindigkeit eine bestimmte Leistung an, wobei angenommen wird, dass sich stets die gesamte Rotorfläche in der Strömung befindet. Der Effekt der veränderten Anströmgeschwindigkeit einer gegierten Anlage wird in der Berechnung des Jahresenergieertrags deshalb nicht berücksichtigt. Die Darstellung des Geschwindigkeitsdreiecks der Anströmgeschwindigkeit v_∞ (siehe Abbildung 3-8) zeigt, dass bei einer Veränderung des Gier-Winkels der Anlage eine reduzierte Windgeschwindigkeit orthogonal auf die Rotorfläche wirkt. Die Reduktion der Anströmgeschwindigkeit muss

bei der Berechnung des Jahresenergieertrags entsprechend Gleichung 3.33 berücksichtigt werden. Die normal auf die Rotorfläche wirkende Anströmgeschwindigkeit v_n ist die Windgeschwindigkeit auf deren Grundlage der Energieertrag berechnet werden muss. Mit der angepassten effektiven Windgeschwindigkeit v_n können die zugehörigen Werte aus der Leistungskurve verwendet werden, um den Jahresenergieertrag zu ermitteln.

Um diesen Fehler bei der Berechnung des AEP zu beheben, wird in dieser Arbeit der Ansatz verfolgt, nach der Optimierung der Gier-Winkel eine weitere Berechnungsschleife einzufügen. Hierzu wird die ungestörte Anströmung entsprechend Gleichung 3.33 mit dem Kosinus des optimierten Gier-Winkels multipliziert, um die angepasste Windgeschwindigkeit (*adjusted_ws*) zu ermitteln. Diese Korrektur berücksichtigt nicht den in Kapitel 3.3.2 erläuterten Effekt des verfrühten Strömungsabrisses. Dieser lässt sich nicht anhand einer einfachen Korrektur in die Untersuchung einbeziehen, sondern muss genauer untersucht werden. In dieser Arbeit wird der Effekt vernachlässigt. Bei der Umsetzung von Wake-Steering durch aktives Gieren sollte der verfrühte Strömungsabriss zur exakten Ertragsberechnung berücksichtigt werden.

Mit der angepassten Windgeschwindigkeit kann der korrigierte Jahresenergieertrag unter Berücksichtigung der Leistungskurve berechnet und ausgegeben werden.

Nach Einfügen dieser Korrekturschleife wird die Simulation erneut durchgeführt. Die Umgebungsbedingungen bleiben dabei unverändert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-8 dargestellt.

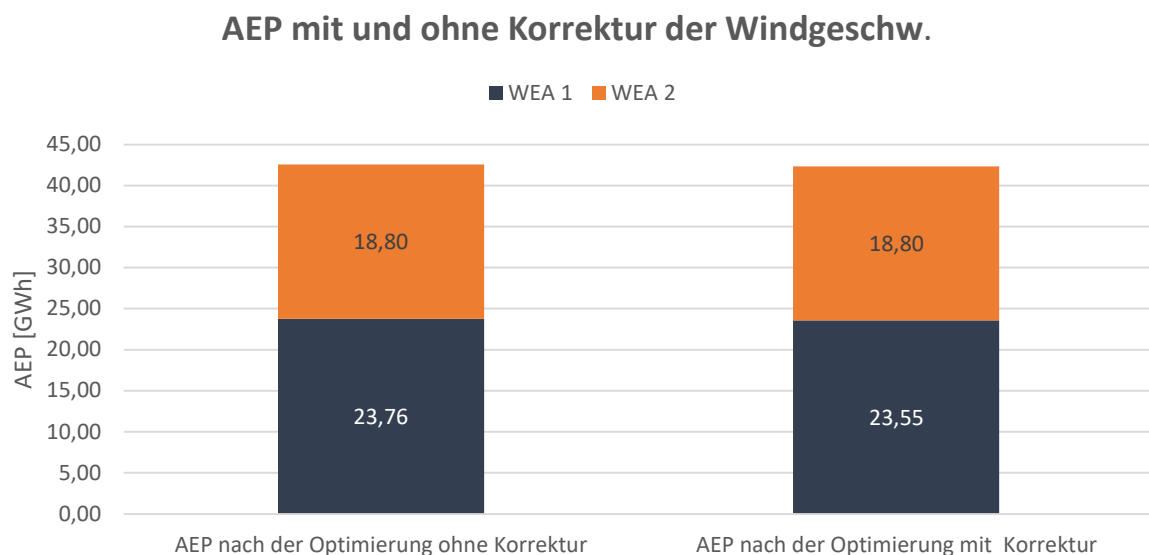


Abbildung 6-8 Vergleich des AEP mit und ohne Korrektur der Anströmgeschwindigkeit

Der Balken auf der linken Seite zeigt den Jahresenergieertrag ohne Korrektur der Windgeschwindigkeit. Rechts sind die Ergebnisse mit Berücksichtigung der Korrektur dargestellt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Jahresenergieertrag der vorderen Anlage unter Berücksichtigung der korrigierten Anströmgeschwindigkeit geringer ist. Für die Berechnung wird

nun die normal auf die Rotorfläche wirkende Windgeschwindigkeit U_n verwendet. Bei dem optimierten Gier-Winkel von $-5,53^\circ$ ergibt sich entsprechend Gleichung 3.33 eine Anströmgeschwindigkeit von $U_n = 9,95 \frac{m}{s}$. Abbildung 6-8 ist zu entnehmen, dass der für WEA 1 ermittelte AEP dadurch von 23,76 GWh auf 23,55 GWh sinkt. Somit hat die Einstellung des Gier-Winkels bei Anlage 1 eine Ertragsminderung von 210 MWh zur Folge. Der Jahresenergieertrag des Windparks ist aufgrund der Ertragssteigerung bei WEA 2 dennoch höher als bei der Berechnung ohne Einstellung der Gier-Winkel. Dieser Betrachtung zufolge lässt sich der Gesamtertrag unter den gegebenen Bedingungen durch Wake-Steering um 220 MWh steigern. Dies bedeutet eine Erhöhung um ca. 0,53%.

In dieser ersten Untersuchung wurde die Windrichtung so gewählt, dass sich nur ein Teil der Rotorfläche von WEA 2 im Nachlauf von WEA 1 befindet. Der Grund warum die Bedingungen nicht so festgelegt wurden, dass sich der gesamte Rotor von WEA 2 in der Nachlaufströmung befindet ist, dass aufgrund der Breite des Nachlaufs in diesem Fall keine Optimierung mehr möglich ist. Abbildung 6-9 zeigt die Wake Map nach Durchführung der Optimierung für den Fall, dass sich WEA 2 komplett im Nachlauf von WEA 1 befindet.

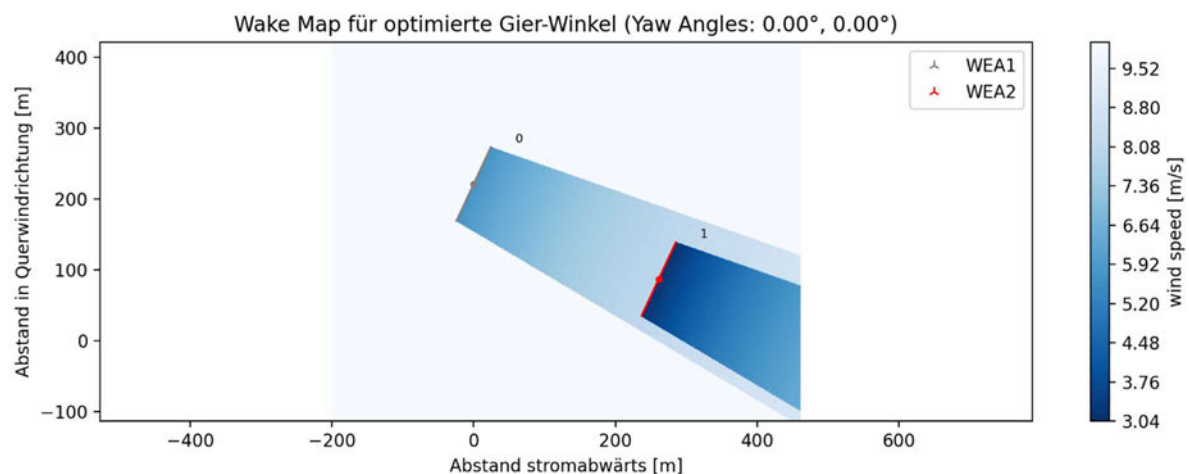


Abbildung 6-9 Wake Map nach Optimierung bei vollständiger Abschattung von WEA 2

In der Abbildung ist zu sehen, dass trotz Optimierung kein Gier-Winkel an WEA 1 eingestellt wird. Dies liegt daran, dass es aufgrund der Breite des Nachlaufs bei WEA 2 und des geringen Abstands der beiden Anlagen zueinander nicht möglich ist, den Wake um die Anlage herumzuleiten. Aus diesem Grund wurde für diese Untersuchung eine teilweise Abschattung festgelegt.

Das zuvor durchgeführte Berechnungsbeispiel verdeutlicht trotz der Vereinfachungen das Potential von Wake-Steering zur Steigerung des Energieertrags. Die in PyWake berücksichtigten Effekte zur Ermittlung der Nachlaufwindgeschwindigkeit und die Umlenkung des Wakes unter Einstellung eines Gier-Winkels wurden anhand von zwei Anlagen dargestellt. Nun wird die

Betrachtung im nächsten Schritt um die übrigen drei Anlagen des Windparks Curslack erweitert.

6.4. Optimierung von fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen

Das Simulationsmodell wird nun um die Anlagen WEA 3 bis WEA 5 ergänzt. Die Erstellung der Windturbinen-Objekte erfolgt entsprechend der Beschreibung in Kapitel 4.4. Durch diese Erweiterung sind alle fünf Anlagen als Objekte im Skript hinterlegt. Um den Windpark korrekt abzubilden, müssen den Positionen der Anlagen die jeweiligen Koordinaten zugeordnet werden. Diese sind in der bereits hinterlegten CSV-Datei vorhanden und können direkt verwendet werden. Anschließend kann das Windfarm-Modell erstellt werden. Als Wake-Defizit-Modell wird erneut das PARK-Modell verwendet. Als Ablenkungsmodell für die Optimierung wird das JimenezWakeDeflection-Modell hinterlegt.

Somit ist die Erweiterung des Windparks abgeschlossen und die Untersuchungen zum Jahresenergieertrag sowie die Optimierung können durchgeführt werden.

Zur Ermittlung des Jahresenergieertrags und der anschließenden Optimierung müssen keine Veränderungen am Skript durchgeführt werden, da alle Windenergieanlagen des Windfarm-Modells berücksichtigt werden. Die Simulation berechnet in einem Durchlauf die Jahresenergieerträge mit und ohne Einstellung der Gier-Winkel. Bei der Berechnung der optimierten Energieerträge wird die Korrektur der Anströmgeschwindigkeit entsprechend Gleichung 3.33 berücksichtigt. PyWake gibt zusätzlich die effektiven Anströmgeschwindigkeiten der Anlagen unter Berücksichtigung der Wake-Effekte sowie die optimierten Gier-Winkel der jeweiligen Anlagen aus. Die Simulationsergebnisse für eine ungestörte Windgeschwindigkeit von $10 \frac{m}{s}$ aus der Windrichtung 280° sind in Tabelle 6-2 dargestellt.

Tabelle 6-2 Simulationsergebnisse von fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen

	Effektive Windgeschwindigkeit $\left[\frac{m}{s}\right]$	Optimierter Gier-Winkel $[^\circ]$
WEA 1	9.79	-11.86
WEA 2	9.18	-13.88
WEA 3	8.41	0.00
WEA 4	9.96	-5.25
WEA 5	9.26	-0.00

Der Tabelle ist zu entnehmen, dass keine der Anlagen die effektive Windgeschwindigkeit der ungestörten Anströmung erfährt. Die Anlagen 1 und 4 befinden sich nicht im Nachlauf anderer Anlagen. Hier erfolgt jedoch eine Einstellung des Gier-Winkels. Aus diesem Grund wird die

Anströmgeschwindigkeit entsprechend Gleichung 3.33 korrigiert und die effektive Windgeschwindigkeit sinkt. Die Anlagen 2,3 und 5 befinden sich jeweils im Nachlauf anderer Anlagen, wodurch die Anströmgeschwindigkeit sinkt. Bei WEA 2 wird durch die Einstellung des Gier-Winkels zusätzlich eine Korrektur der Windgeschwindigkeit vorgenommen. Die berechneten Jahresenergieerträge sind in Abbildung 6-10 dargestellt.

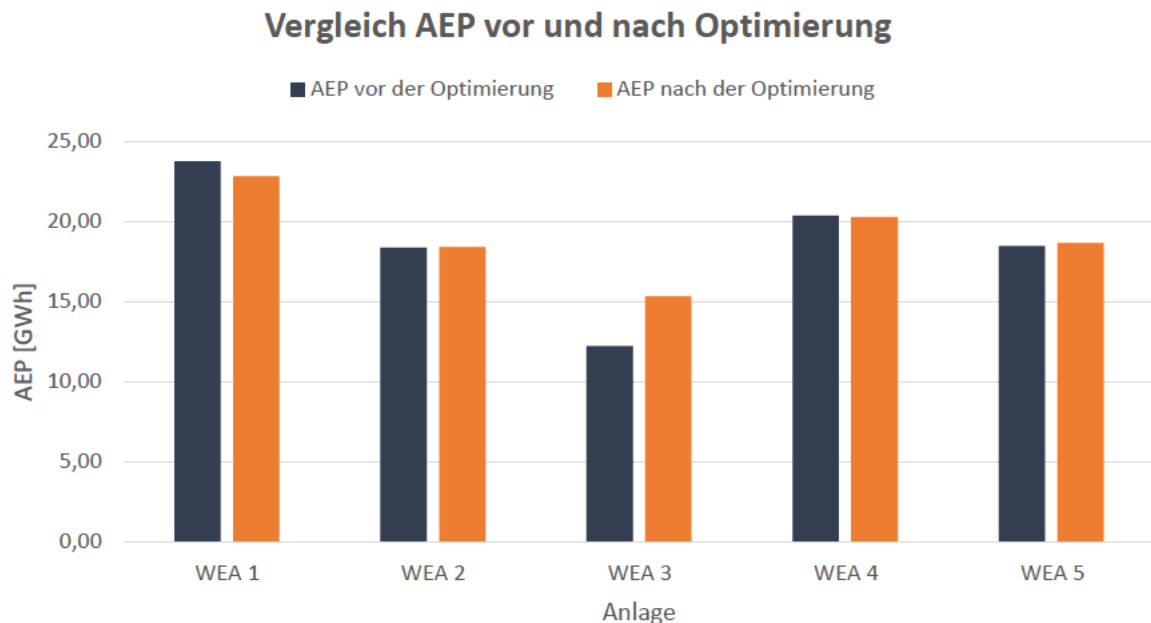


Abbildung 6-10 Darstellung der Energieerträge von fünf Anlagen vor und nach der Optimierung

In dem Diagramm sind die Jahresenergieerträge der einzelnen Anlagen vor der Optimierung in blau dargestellt. Die orangenen Balken zeigen die Ergebnisse der Berechnung nach Durchführung der Optimierung. Die Untersuchung ergibt, dass der berechnete Jahresenergieertrag von WEA 1 nach der Optimierung geringer ist als davor. Dasselbe gilt in geringerem Maße für WEA 4. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese beiden Anlagen bei der gegebenen Windrichtung hohe Abschattungseffekte auf die dahinterliegenden Anlagen haben. Aus diesem Grund werden die Gier-Winkel so angepasst, dass WEA 1 und WEA 4 eine geringere effektive Windgeschwindigkeit erfahren, wodurch die Anströmgeschwindigkeit der hinteren Anlagen erhöht wird. Betrachtet man WEA 2, fällt auf, dass bei dieser Anlage der Gier-Winkel am stärksten verändert wird. Entsprechend Gleichung 3.33 bedeutet das, dass die normal auf die Rotorfläche wirkende Windgeschwindigkeit verringert wird. Der berechnete Jahresenergieertrag von WEA 2 bleibt dennoch nahezu konstant, da die Anlage durch das Gieren von WEA 1 eine höhere Anströmgeschwindigkeit erfährt. Dies gilt ebenfalls für WEA 3 und WEA 5. Bei diesen Anlagen bleibt der Gier-Winkel unverändert, dennoch steigt der Jahresenergieertrag aufgrund verringerter Abschattungsverluste. Dieser Effekt ist bei WEA 3 besonders deutlich zu erken-

nen. Betrachtet man das Park-Layout, sieht man, dass diese Anlage bei der gegebenen Windrichtung sowohl von WEA 1 als auch von WEA 2 abgeschattet wird (Abbildung 6-11).

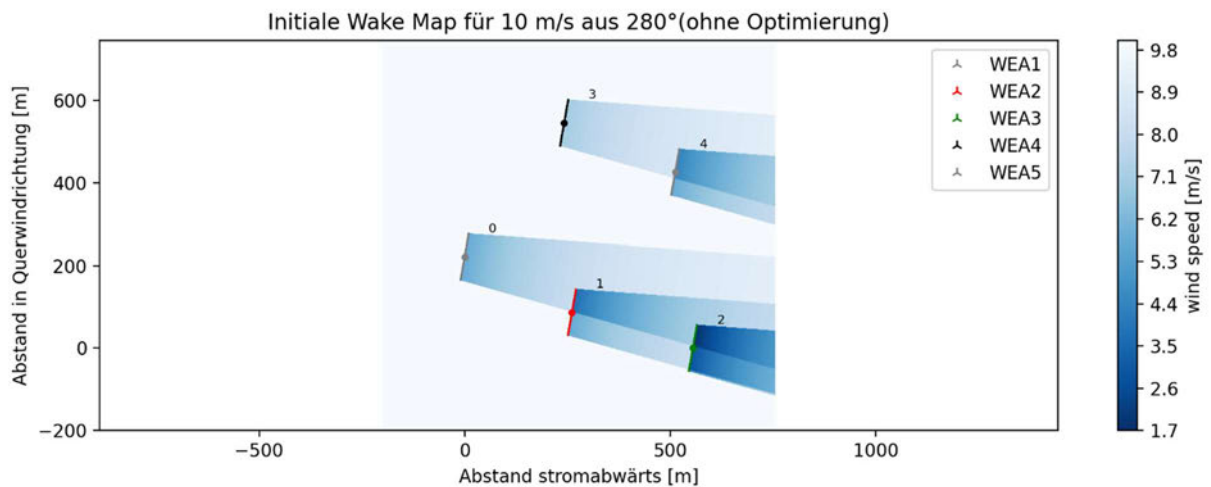


Abbildung 6-11 Wake Map für fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen ohne Optimierung

Durch das Gieren der beiden stromaufwärtsliegenden Anlagen, steigt die effektive Windgeschwindigkeit und somit der Jahresenergieertrag von WEA 3. Dieser Effekt ist in Abbildung 6-12 zu erkennen. Der kurvenförmige Verlauf der Nachlaufströmungen gegierter Anlagen ist in der Darstellung nicht erkennbar, wird aber in der Berechnung der Windgeschwindigkeiten und Jahresenergieerträge berücksichtigt.

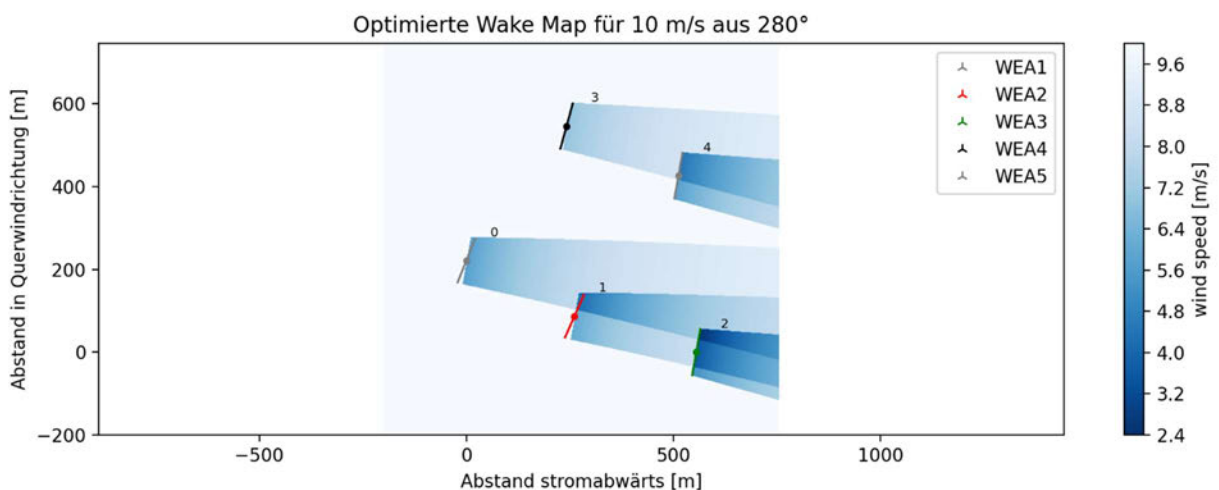


Abbildung 6-12 Wake Map für fünf Anlagen bei konstanten Bedingungen mit Optimierung

Die Veränderung des Gier-Winkels an WEA 1 bedeutet zunächst eine höhere effektive Windgeschwindigkeit an WEA 2. Durch diese Anpassung erhöht sich auch die Anströmgeschwindigkeit von WEA 3. Durch das zusätzliche Gieren von WEA 2 wird deren Nachlauf etwas weiter um Anlage 3 herumgeleitet, wodurch die effektive Windgeschwindigkeit

der hintersten Anlage weiter steigt. Die Untersuchung ergibt, dass durch diese beiden Anpassungen der Jahresenergieertrag von WEA 3 um über 20% gesteigert wird, ohne dass eine Veränderung an dieser Anlage durchgeführt wird. Dies gilt nur für die hier festgelegte Windgeschwindigkeit und Windrichtung. In diesem Fall ist das Potential von Wake-Steering für WEA 3 besonders hoch, da sich die Anlage in den Nachläufen von zwei Anlagen befindet und im Teillastbetrieb befindet.

Betrachtet man die Berechnungsergebnisse des gesamten Windparks ergibt sich durch die Optimierung eine Steigerung des Jahresenergieertrags um 2,42%. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass der Betrieb von Windenergieanlagen auf ihrem individuellen Optimum nicht das globale Optimum des Windparks ergibt. Obwohl der Energieertrag bei WEA 1 und WEA 4 geringer ausfällt als vor Optimierung, steigt der Jahresenergieertrag des Windparks. Die aktive Steuerung von Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks birgt also das Potential, den Parkertrag zu steigern.

Mit diesem Beispiel sind die Funktionsweise von PyWake, sowie die Effekte von Wake-Steering bei konstanten Bedingungen ausreichend dargestellt und erläutert worden. Im nächsten Kapitel werden die realen Messdaten des Windparks Hamburg-Curslack aus dem Jahr 2021 in PyWake hinterlegt. Anschließend werden Optimierungen unter den realen Umgebungsbedingungen durchgeführt.

7. Optimierung anhand der realen Messdaten

Im vorangegangenen Kapitel wurde das Potential von Wake-Steering durch Einstellung der Gier-Winkel im Windpark Hamburg-Curslack anhand von konstanten Umgebungsbedingungen untersucht. Das Ergebnis dieser Untersuchung zeigt, dass eine Ertragssteigerung des Windparks durch aktive Steuerung der Anlagen möglich ist. Nachdem das Potential von Wake-Steering anhand dieses vereinfachten Modells erläutert und veranschaulicht wurde, wird nun untersucht, ob eine Ertragssteigerung auch bei realen Windbedingungen möglich ist. Hierzu werden die Messdaten des Messmastes aus dem Jahr 2021 verwendet. Im ersten Schritt wird eine Optimierung ohne Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zum Fledermausschutz durchgeführt. Anschließend wird eine weitere Optimierung in den für Fledermausabschaltung relevanten Zeiträumen durchgeführt. Das Vorgehen und die getroffenen Annahmen für die beiden Optimierungen werden in den nächsten Unterkapiteln beschrieben.

7.1. Optimierung ohne Berücksichtigung des Fledermaus-Algorithmus

Zunächst werden die Messdaten des Jahres 2021 ohne Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen untersucht. Zuerst wird die gewählte Vorgehensweise für die Optimierung beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse der Optimierung dargestellt und ausgewertet.

7.1.1. Beschreibung der Vorgehensweise

Für die Untersuchung und Optimierung der realen Messdaten ist eine detailliertere Betrachtung notwendig als für die bisher durchgeführte Optimierung bei konstanten Umgebungsbedingungen. Aus diesem Grund muss zunächst eine Vorgehensweise gewählt werden, die möglichst realitätsnahe Ergebnisse liefert. Bei der vereinfachten Untersuchung wurde für die angegebene Windgeschwindigkeit und -richtung eine Optimierung durchgeführt, wobei der optimale Zustand für diese Umgebungsbedingungen ermittelt wurde. In der Realität ändern sich sowohl die Windgeschwindigkeit als auch die Windrichtung mit der Zeit. Es gibt daher nicht, wie bisher, einen optimalen Zustand für die gesamte Betrachtung. Es muss zu jedem Messzeitpunkt eine neue Optimierung durchgeführt werden, welche die optimalen Gier-Winkel für die Umgebungsbedingungen zu diesem Zeitpunkt ermittelt. Des Weiteren muss die Uhrzeit, zu der die Messung aufgenommen wurde, berücksichtigt werden. Bisher wurde jeder Anlage eine Leistungskurve zugeordnet. In der Realität hat jede Anlage zwei verschiedene Leistungskurven, eine für den Tagbetrieb und eine schallgedrosselte für den Nachtbetrieb. Um realitätsnahe Ergebnisse zu erhalten, muss dies in der Optimierung berücksichtigt werden.

Die Messdaten des Messmastes liegen in 10-Minuten-Intervallen für das gesamte Jahr 2021 vor. Hierbei werden die Windbedingungen in 10 aufeinanderfolgenden Minuten gemessen.

Anschließend wird der Mittelwert der Messungen für diesen Zeitraum angegeben. Um für jedes 10-Minuten-Intervall den optimalen Zustand zu ermitteln, wird in dieser Untersuchung ein iteratives Vorgehen gewählt, jeder Messzeitraum wird also einzeln betrachtet. Die Umgebungsbedingungen in diesem Intervall werden als konstant angesehen. Auf diese Weise kann für jeden Messzeitpunkt eine Optimierung wie in Kapitel 6.4 durchgeführt werden. Nachdem der optimale Zustand für ein Intervall ermittelt wurde, schreitet die Optimierung zur nächsten Messung und optimiert erneut.

Um die Ergebnisse dieser iterativen Optimierung nachvollziehen zu können, soll als Output eine neue Excel-Datei ausgegeben werden. Diese soll neben den Eingangsdaten für jedes Zeitintervall die optimierten Gier-Winkel jeder Anlage sowie die effektive Windgeschwindigkeit vor und nach der Optimierung beinhalten. Auf diese Weise kann für jeden Messzeitpunkt nachvollzogen werden, an welchen Anlagen der Gier-Winkel angepasst wurde und welche Veränderung diese Anpassung für die Anströmgeschwindigkeiten der Anlagen bedeutet.

Zusätzlich zu diesem iterativen Vorgehen muss die Uhrzeit, zu welcher die Messung durchgeführt wurde, berücksichtigt werden. In den Messdaten wird die Uhrzeit der jeweiligen Messung angegeben. Um zu gewährleisten, dass für jedes Intervall die richtige Leistungskurve verwendet wird, werden die Messdaten vor der Optimierung aufgeteilt. Für den Tagbetrieb werden die Messintervalle von 06:00 Uhr bis 21:50 Uhr verwendet. In den Zeiten zwischen 22:00 Uhr und 05:50 Uhr ist die Schalldrosselung aktiv und die gedrosselte Leistungskurve wird verwendet. Durch die Unterteilung der Messdaten in die jeweiligen Zeiträume wird sichergestellt, dass für die Optimierung und anschließende Berechnung des Jahresenergieertrags die richtige Leistungskurve verwendet wird.

Zur Umsetzung dieser Vorgehensweise in PyWake und TOPFARM sind einige Anpassungen des Skriptes notwendig. Zunächst werden die Umgebungsbedingungen nicht mehr als konstante Werte im Skript angegeben. Das Modell wird so angepasst, dass die Excel-Dateien, welche die Messdaten beinhalten, eingelesen werden. Hierbei wird als Umgebungswindgeschwindigkeit der Messwert des Messmastsensors V1 verwendet. Dieser befindet sich auf einer Höhe von 120,5 Metern, also einen halben Meter oberhalb der Nabenhöhe. Diese Abweichung wird in der Untersuchung vernachlässigt und der Wert als Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe verwendet. Die Windrichtung wird über den Sensor V3/D3 bezogen. Auch hier wird der Höhenunterschied zur Nabenhöhe vernachlässigt. Die Turbulenzintensität wird in dieser Untersuchung nicht mehr als konstant angenommen, sondern für jeden Zeitpunkt berechnet. Hierzu wird entsprechend Gleichung 3.23 die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit durch die Windgeschwindigkeit dividiert. Bei Verwendung des NOJ-Modells wird die Turbulenzintensität nicht für die Berechnung benötigt. Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, muss in PyWake zur Erstellung eines site-Objektes eine Turbulenzintensität angegeben werden. Wird kein Wert hinterlegt, wird die Turbulenzintensität automatisch auf 0,1 gesetzt (Pedersen, et al.,

2023). Für potentielle weitere Untersuchungen wird in dieser Arbeit vorsorglich die reale Turbulenzintensität in den Eingangsdaten hinterlegt.

Mit Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Turbulenzintensität in jedem Messintervall liegen alle Eingangsdaten vor, die PyWake und TOPFARM für eine Optimierung benötigen.

Damit die Messdaten korrekt eingelesen werden, muss das Skript angepasst werden. Die Daten werden auf Korrektheit bezüglich ihrer Bezeichnung geprüft und in float-Werte konvertiert. Anschließend werden NaN-Werte aussortiert, also Zellen, in denen keine oder falsch konvertierte Daten stehen. Diese werden in der Untersuchung nicht berücksichtigt.

Die Hinterlegung der Anlagendaten, sowie der Koordinaten bleibt unverändert. Für die gewählte Herangehensweise muss das iterative Vorgehen im Skript hinterlegt werden. Hierzu wird in PyWake festgelegt, dass für jede eingelesene Zeile eine eigene Optimierung für die jeweiligen Bedingungen durchgeführt wird.

```
# Iteration über alle Windbedingungen in der Excel-Datei
for idx, row in wind_data.iterrows():
    print(f"Optimizing for condition {idx + 1}...") # Debug-Ausgabe

    # Dynamische Windbedingungen und Turbulenzintensität aus Excel
    wind_speed = row['V1_wind_speed_Avg'] # Windgeschwindigkeit
    wind_direction = row['V3D3_wind_direction_Avg'] # Windrichtung
    turbulence_intensity = row['TI'] # Turbulenzintensität
```

Python-Code 11 Hinterlegung der iterativen Optimierung

Die Erstellung des site-Objektes, sowie das Optimierungssetup bleiben im Vergleich zu Kapitel 6.4 unverändert. Im Skript wird noch angegeben, dass eine neue Excel-Datei mit den optimierten Zuständen als Output erstellt werden soll. Somit sind alle notwendigen Anpassungen am Skript durchgeführt worden und die Optimierung kann beginnen.

7.1.2. Auswertung der Ergebnisse

Wie bereits erläutert, werden die Messdaten bereits vor der Optimierung in Tag- und Nachtwerte unterteilt. Um die Simulationsdauer zu verkürzen, wird jeder Monat einzeln betrachtet. Als Output werden zwei neue Excel-Dateien erstellt, eine für den Tagbetrieb und eine für den Nachtbetrieb. Jede Excel-Datei enthält folgende Eingangsdaten: Datum und Uhrzeit, Umgebungswindgeschwindigkeit, Standardabweichung der Umgebungswindgeschwindigkeit, Windrichtung, Standardabweichung der Windrichtung und die Turbulenzintensität. In der Output-Excel-Datei werden für jedes Intervall folgende Daten ergänzt:

- Optimierter Gier-Winkel für jede Anlage
- Effektive Windgeschwindigkeit an jeder Anlage vor der Optimierung
- Effektive Windgeschwindigkeit an jeder Anlage nach der Optimierung

Zur Auswertung der Daten und zur Ermittlung des Jahresenergieertrages ist eine weitere Bearbeitung der ausgegebenen Excel-Datei notwendig. Um den Jahresenergieertrag ohne Optimierung zu berechnen, werden die von TOPFARM ermittelten effektiven Windgeschwindigkeiten wie in Kapitel 5.1 in Windgeschwindigkeits-Bins unterteilt. Anhand dieser Bins kann unter Berücksichtigung der Leistungskurve für jedes Intervall die Leistung und der zugehörige Energieertrag vor der Optimierung direkt berechnet werden. Für die Berechnung des Energieertrags nach der Optimierung muss der optimierte Gier-Winkel der jeweiligen Anlage berücksichtigt werden. Hierzu wird die in Kapitel 3.3.2 beschriebene Korrektur der effektiven Windgeschwindigkeit unter Anwendung von Gleichung 3.33 vorgenommen. Die effektive Windgeschwindigkeit einer Anlage wird also mit dem Kosinus des zugehörigen Gier-Winkels der Anlage multipliziert, um die Anströmgeschwindigkeit zu korrigieren. Diese korrigierte Windgeschwindigkeit wird anschließend in Bins unterteilt und mit der Leistungskurve verrechnet. Unter Berücksichtigung der Schalldrosselung werden die Ergebnisse der Untersuchung auf diese Weise realitätsnah weiterverwendet.

Um zu überprüfen, wie realistisch die Ergebnisse sind, wird für den Januar des Jahres 2021 ein Vergleich zwischen den Untersuchungsergebnissen und den Messdaten der IST-Untersuchung vorgenommen. Der Energieertrag einer Anlage vor der Optimierung entspricht der theoretischen Abbildung des an der Anlage gemessenen IST-Wertes. Abbildung 7-1 zeigt einen grafischen Vergleich dieser Werte für die einzelnen Anlagen. Die Werte beziehen sich auf den Januar 2021.

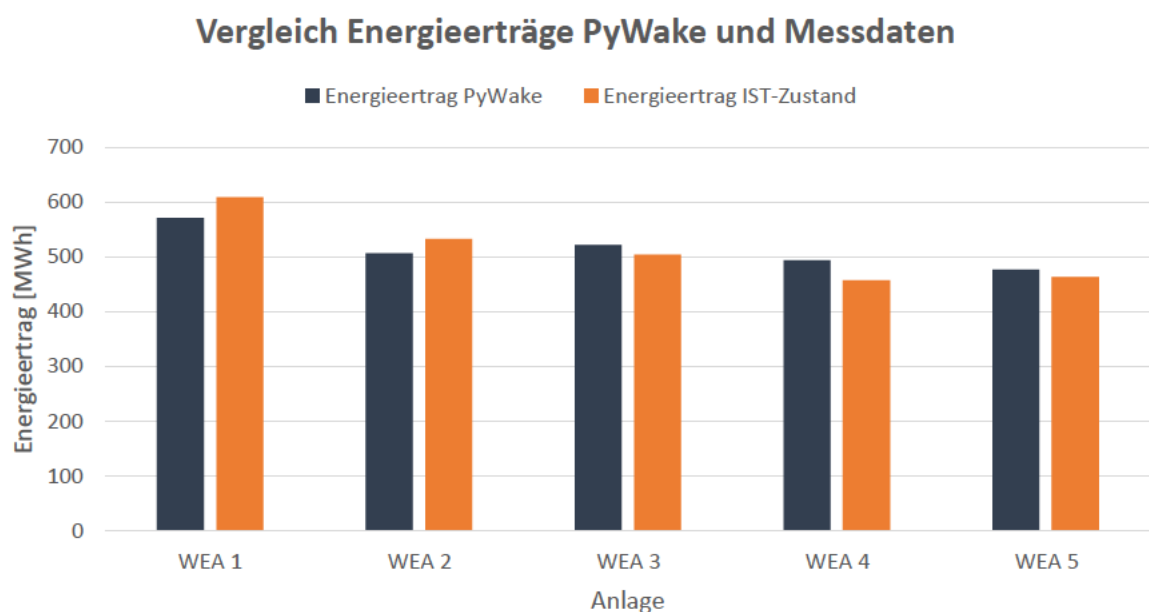


Abbildung 7-1 Vergleich der Simulationsergebnisse mit dem IST-Zustand im Januar 2021

Abbildung 7-1 zeigt den von PyWake prognostizierten Energieertrag jeder Anlage, wenn keine Optimierung durch Wake-Steering vorgenommen wird. Daneben ist der aus den Messdaten der Anlagen abgeleitete Energieertrag aufgetragen. In der Abbildung ist zu sehen, dass die berechneten Energieerträge der Anlagen nah an den tatsächlichen Werten der Messdaten liegen. Es gibt leichte Abweichungen bei den einzelnen Anlagen, was auf mehrere Faktoren zurückzuführen ist. Wie in Kapitel 7.1.1 beschrieben, werden die Umgebungswindgeschwindigkeit und -richtung nicht genau auf Nabenhöhe gemessen. Des Weiteren wird für die Ermittlung des Energieertrags im IST-Zustand die an der Anlage gemessene Windgeschwindigkeit verwendet. Diese Messung wird hinter dem Rotor vorgenommen. Es wird zwar eine Korrektur der Windgeschwindigkeit durch den Einfluss des Rotors auf die Strömung vorgenommen, doch trotz dieser Korrektur können Abweichungen zur tatsächlichen, ungestörten Strömungsgeschwindigkeit auftreten. Berücksichtigt man, dass die effektive Windgeschwindigkeit in PyWake mit dem PARK-Modell berechnet wird und auch hierbei Abweichungen zur Realität auftreten, sind die Berechnungsergebnisse durch ihre Nähe zum IST-Zustand als realistisch einzuschätzen. Betrachtet man den Energieertrag des gesamten Windparks, ergibt sich zwischen den Berechnungsergebnissen der PyWake-Untersuchung und dem IST-Zustand im Januar eine Abweichung von 0,132%. Die theoretische Betrachtung liegt also nah an der Realität.

Nachdem die von PyWake ermittelten Jahresenergieerträge mit dem IST-Zustand verglichen wurden, wird nun untersucht wie hoch das Potential von Wake-Steering durch Einstellung der Gier-Winkel ist. Hierzu wird ein Vergleich der prognostizierten Jahresenergieerträge der Anlagen vor und nach Optimierung durchgeführt. Dieser Vergleich ist in Abbildung 7-2 dargestellt.

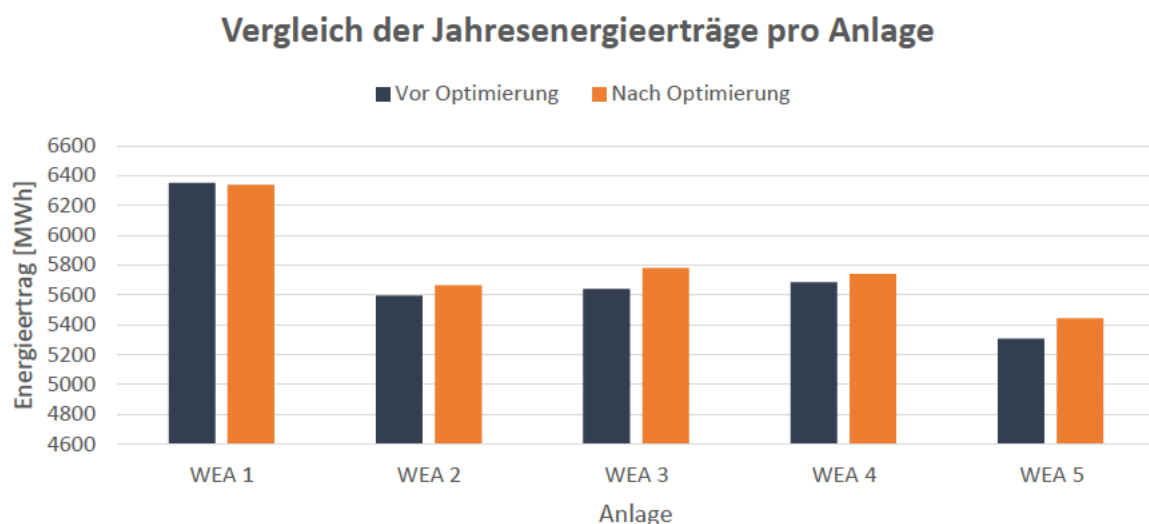


Abbildung 7-2 Vergleich der Jahresenergieerträge mit und ohne Optimierung

In Abbildung 7-2 ist der von PyWake prognostizierte Jahresenergieertrag jeder Anlage mit und ohne Optimierung als Balkendiagramm dargestellt. Es ist zu sehen, dass bei Anlage 1, unabhängig von der Optimierung, der größte AEP zu erwarten ist. Dies lässt sich durch die höhere Nennleistung der Anlage erklären. Ein weiterer Faktor, der zu diesem überdurchschnittlichen Jahresenergieertrag beiträgt, ist die Position der Anlage im Windpark. Durch die am Standort vorliegende Hauptwindrichtung wird WEA 1 nur selten von anderen Anlagen abgeschattet. Betrachtet man die dargestellten Balken, sieht man, dass bei Anlage 1 nach der Optimierung ein geringerer AEP zu erwarten ist als vor der Optimierung. Die Positionierung der Anlage führt dazu, dass sich häufig Anlagen in deren Nachlauf befinden. Aus diesem Grund wird die Anlage bei der Optimierung oft gegiert. Durch die Korrektur der effektiven Anströmgeschwindigkeit, die bei gegierten Anlagen durchgeführt wird, verringert sich der Energieertrag einer schräggestellten Anlage. Für WEA 1 bedeutet dies, dass die Verluste aufgrund der verkleinerten effektiv angeströmten Rotorfläche die Zugewinne durch die Optimierung übertreffen und der Jahresenergieertrag sinkt. Auf Parkebene steigt der AEP aber dennoch, da die übrigen Anlagen durch die Optimierung eine Erhöhung des Energieertrags erreichen. Die Differenz der Jahresenergieerträge für jede Anlage vor und nach der Optimierung ist in Abbildung 7-3 dargestellt.

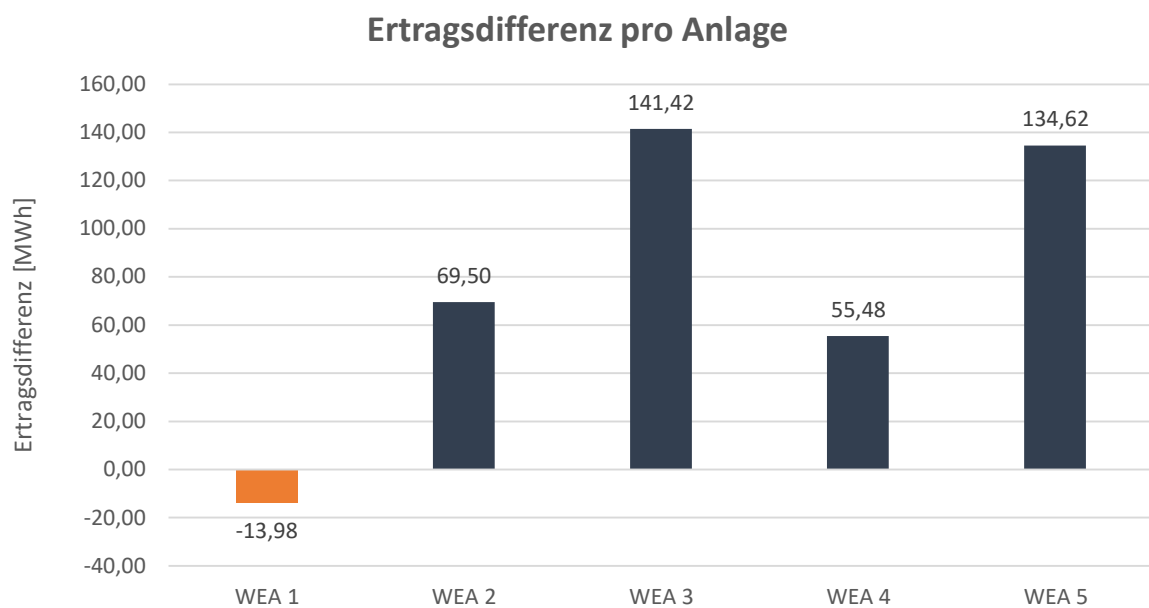


Abbildung 7-3 Ertragsdifferenz vor und nach der Optimierung

In Abbildung 7-3 ist die Ertragsdifferenz jeder Anlage vor und nach der Optimierung aufgetragen. Es ist zu sehen, dass die Anwendung des Wake-Steerings nur für WEA 1 eine Ertragsminderung zur Folge hat. Bei den restlichen Anlagen erhöht sich der Jahresenergieertrag durch die Optimierung. Besonders deutliche Anstiege sind bei WEA 3 und WEA 5 zu sehen. Dies kann durch die Positionen der Anlagen und die Hauptwindrichtung am Standort erklärt

werden. Die beiden Anlagen werden häufig abgeschattet und profitieren dadurch am meisten von Wake-Steering. Da sich selten Anlagen im Nachlauf von WEA 3 und WEA 5 befinden, werden die Anlagen bei der Optimierung weniger häufig gegiert, wodurch eine geringe Ertragsminderung erfolgt. Diese wird von den Zugewinnen aufgrund geringerer Abschattung übertroffen. In Kapitel 5.1 wurde festgestellt, dass WEA 5 im derzeitigen IST-Zustand den geringsten jährlichen Energieertrag generiert. Dies wurde auf die Position der Anlage und die häufige Abschattung durch andere Anlagen zurückgeführt. Die Steigerung des Energieertrags zeigt anhand der Daten von WEA 5, dass das Potential von Wake-Steering von der Position der Anlage im Windpark abhängt.

Nachdem die Jahresenergieerträge der einzelnen Anlagen dargestellt wurden, wird jetzt untersucht, wie sich die Optimierung auf den Gesamtertrag des Windparks auswirkt. Hierzu werden die monatlichen Energieerträge des Parks dargestellt (Abbildung 7-4).

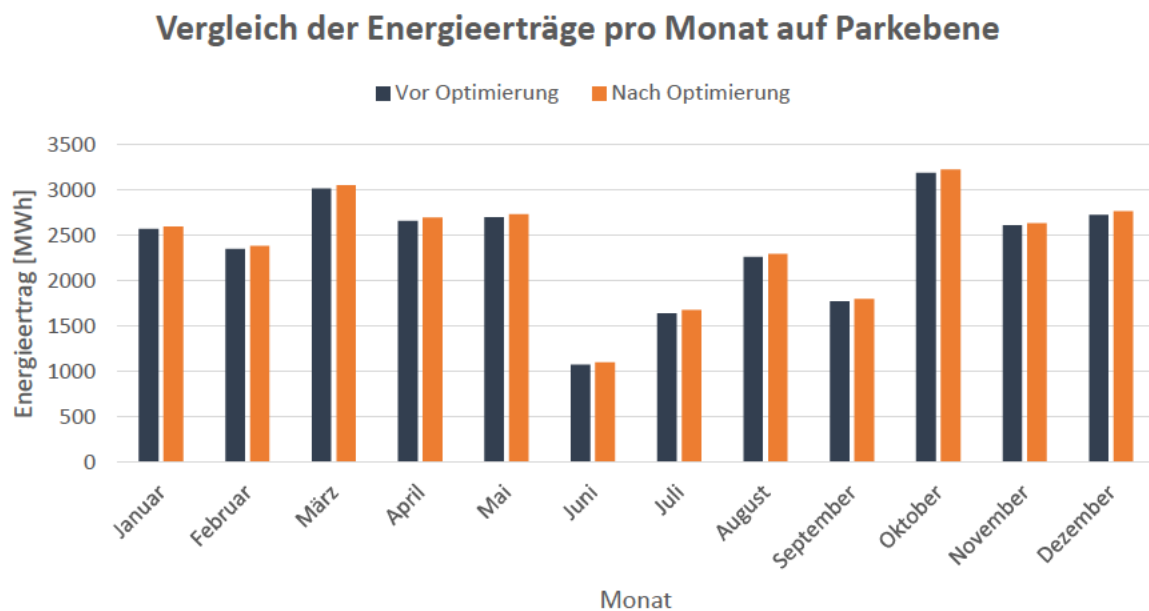


Abbildung 7-4 Monatliche Energieerträge vor und nach der Optimierung

Abbildung 7-4 zeigt den monatlichen Parkertrag jeweils vor und nach der Optimierung. Es ist zu sehen, dass in den Sommermonaten von Juni bis September, unabhängig von der Optimierung, geringere Energieerträge berechnet wurden als in den übrigen Monaten. Dies deckt sich mit den Ergebnissen des IST-Zustandes (siehe Abbildung 5-1). Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Höhe der Ertragssteigerung monatlich variiert. Die absoluten Werte der Ertragssteigerung pro Monat sind in Abbildung 7-5 dargestellt.

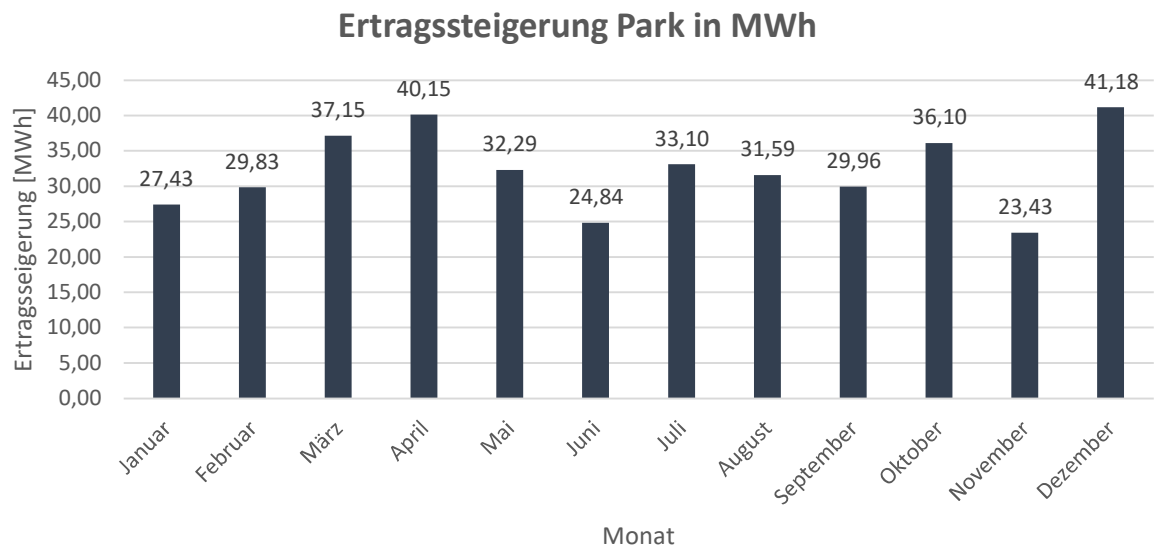


Abbildung 7-5 Monatliche Ertragssteigerung in MWh

Abbildung 7-5 zeigt die Höhe der Ertragssteigerung auf Parkebene für die einzelnen Monate. Es ist zu erkennen, dass das Potential von Wake-Steering monatlich variiert. Diese Varianz ist unabhängig von den monatlichen Energieerträgen. Während der geringste Energieertrag im Juni generiert wird, liegt der Wert der geringsten Ertragssteigerung im November. Um das Potential von Wake-Steering vergleichbar zu machen, wird daher zusätzlich die prozentuale Steigerung des Energieertrags dargestellt. Hierzu wird für jeden Monat der Wert der Ertragssteigerung auf den Wert des Energieertrags ohne Wake-Steering bezogen.

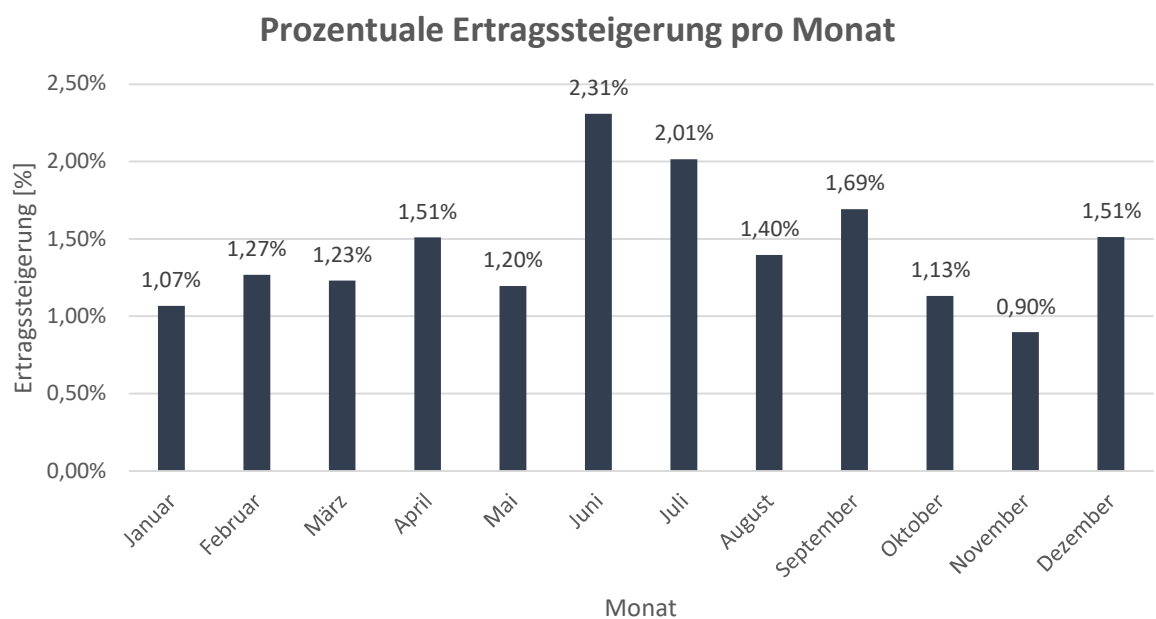


Abbildung 7-6 Prozentuale Ertragssteigerung

In Abbildung 7-6 ist die prozentuale Ertragssteigerung aufgrund der Optimierung für jeden Monat dargestellt. Dieser Wert ergibt sich aus dem Quotienten der Ertragssteigerung eines Monats und dem Energieertrag, welcher ohne Wake-Steering für den jeweiligen Monat ermittelt wurde. Es ist zu sehen, dass die höchste prozentuale Ertragssteigerung mit 2,31% im Juni erreicht wird. Der niedrigste Wert liegt mit 0,90% im November. Es zeigt sich, dass die potentiell erreichbare Ertragssteigerung nicht von der Höhe des Energieertrags abhängt. Im Juni wird der geringste Energieertrag erzielt (vgl. Abbildung 7-4). Gleichzeitig liegt in diesem Monat das höchste Potential für eine Optimierung durch Wake-Steering. Dieser Umstand lässt sich möglicherweise durch die niedrige durchschnittliche Windgeschwindigkeit erklären. Fällt die Windgeschwindigkeit unter $3 \frac{m}{s}$ befinden sich die Anlagen im Trudelbetrieb und es wird keine Leistung generiert. Durch das Wake-Steering kann erreicht werden, dass die Anströmgeschwindigkeit der abgeschatteten Anlagen über deren Cut-In-Windgeschwindigkeit angehoben wird. Auf diese Weise kommt es seltener zu Stillständen bei den Anlagen und ein höherer Energieertrag wird erzielt. Das Potential von Wake-Steering scheint demnach bei niedrigen Windgeschwindigkeiten besonders hoch zu sein.

Neben der Windgeschwindigkeit ist die Windrichtung der zweite entscheidende Faktor für das Potential der Ertragssteigerung durch Wake-Steering. Aufgrund der Positionierung der Anlagen im Windpark variieren die Abschattungsverluste mit der Windrichtung. Für bestimmte Windrichtungen wirken sich die Nachlaufeffekte stärker auf den Energieertrag aus, beispielsweise wenn sich mehrere Anlagen im Nachlauf einer Anlage befinden. Aus diesem Grund ist es sinnvoll zu untersuchen, für welche Windrichtungen das Potential von Wake-Steering am höchsten ist. Dazu wird die gemessene Windrichtung in Sektoren von je 45° unterteilt. Hierbei bedeutet 0° eine Anströmung aus Norden. Mittels einer Pivot-Tabelle wird jedem Sektor die Ertragssteigerung, die in dem jeweiligen Sektor erzielt wird, zugeordnet. In Abbildung 7-7 sind die Ergebnisse dieser Untersuchung in einem Diagramm dargestellt.

Ertragssteigerung nach Sektoren

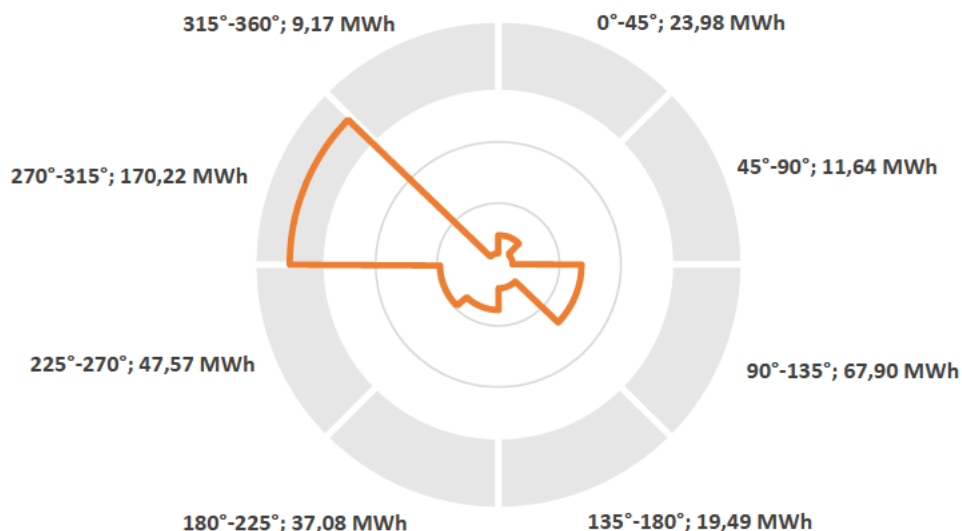


Abbildung 7-7 Ertragssteigerung pro Windrichtungssektor

Das Diagramm zeigt die absolute Ertragssteigerung in Megawattstunden, die in jedem 45°-Windrichtungssektor erreicht wird. Es ist zu sehen, dass die höchste Ertragssteigerung im Sektor zwischen 270° und 315° - Windrichtung Ost bzw. Nordost - erzielt wird. Dies entspricht der in Abbildung 4-3 dargestellten Hauptwindrichtung in den Sommermonaten. Dem Windparklayout kann man entnehmen, dass sich die Anlagen 2,3 und 5 bei dieser Windrichtung häufig im Nachlauf anderer Anlagen befinden. Dies deckt sich mit der in Abbildung 7-3 dargestellten Ertragsdifferenz pro Anlage. Demnach sind die höchsten Ertragssteigerungen bei diesen drei Anlagen erreichbar, während die Ertragsdifferenz bei WEA 4 geringer ausfällt und bei WEA 1 mit einem Ertragsverlust zu rechnen ist. Der prozentuale Anteil der Ertragssteigerung innerhalb eines Sektors bezogen auf die Gesamtsteigerung ist in Abbildung 7-8 dargestellt.

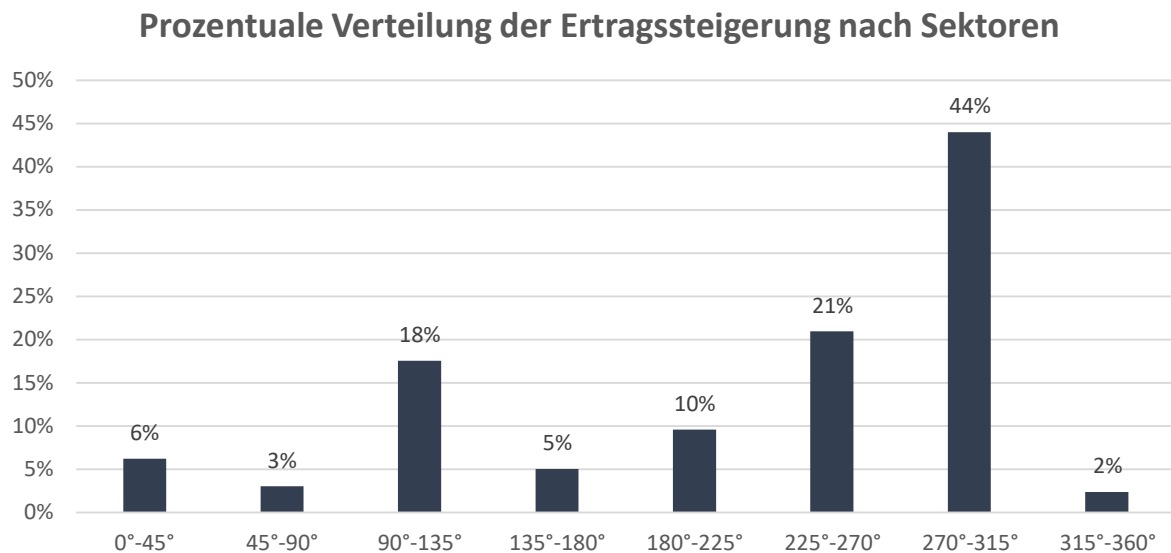


Abbildung 7-8 Prozentuale Ertragssteigerung pro Windrichtungssektor

Das Diagramm zeigt, wie viel Prozent der gesamten Ertragssteigerung in jedem Windrichtungssektor erreicht wird. Demnach werden 44% der Zugewinne erzielt, wenn die Windrichtung zwischen 270° und 315° liegt. Der 90°-Sektor zwischen 225° und 315° ist für 65% der Ertragssteigerung verantwortlich. Dies liegt hauptsächlich daran, dass diese Windrichtungen am häufigsten auftreten. Zusätzlich befinden sich bei einer Anströmung aus diesen Richtungen sowohl WEA 2 als auch WEA 3 im Nachlauf von Anlage 1. Ein einzelner Strömungsnachlauf hat daher einen ertragsmindernden Einfluss auf mehrere Anlagen. WEA 3 wird zusätzlich von Anlage 2 abgeschattet, wodurch die Anströmgeschwindigkeit weiter sinkt. Die Sektoren zwischen 315° und 90°, also Wind aus nördlicher, nordwestlicher und westlicher Richtung, machen nur 11% der Gesamtsteigerung aus.

Die Hauptwindrichtung variiert mit den Jahreszeiten (vgl. Abbildung 4-3). Aus diesem Grund wird zusätzlich untersucht, wie sich die Verteilung der prozentualen Ertragssteigerung mit der Jahreszeit ändert. Hierzu werden die Monate in Sommer (April-September) und Winter (Oktober-März) unterteilt. Anschließend wird erneut untersucht, wie hoch der Anteil der Ertragssteigerung innerhalb eines Windrichtungssektors an der gesamten Ertragssteigerung ist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7-9 und Abbildung 7-10 dargestellt.

Prozentuale Verteilung der Ertragssteigerung nach Sektoren (Sommer)

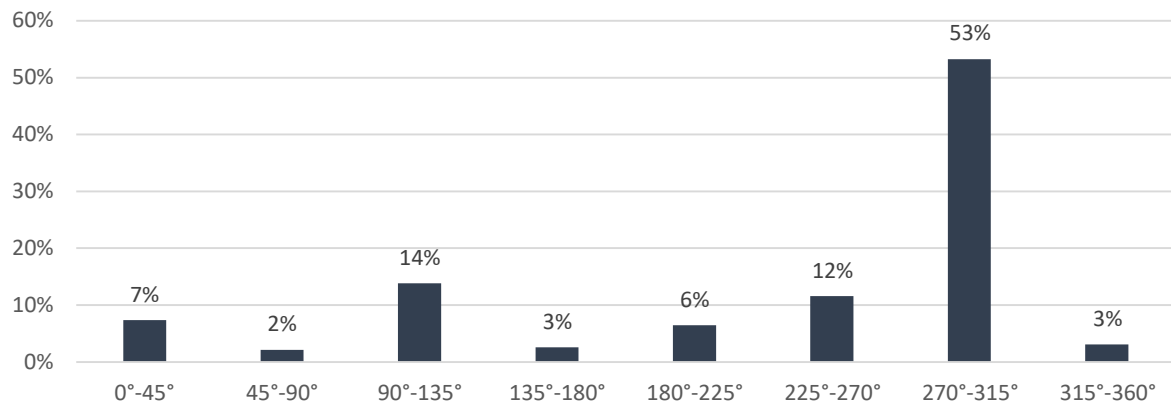


Abbildung 7-9 Verteilung der Ertragssteigerung je Windrichtungssektor (Sommer)

Prozentuale Verteilung der Ertragssteigerung nach Sektoren (Winter)

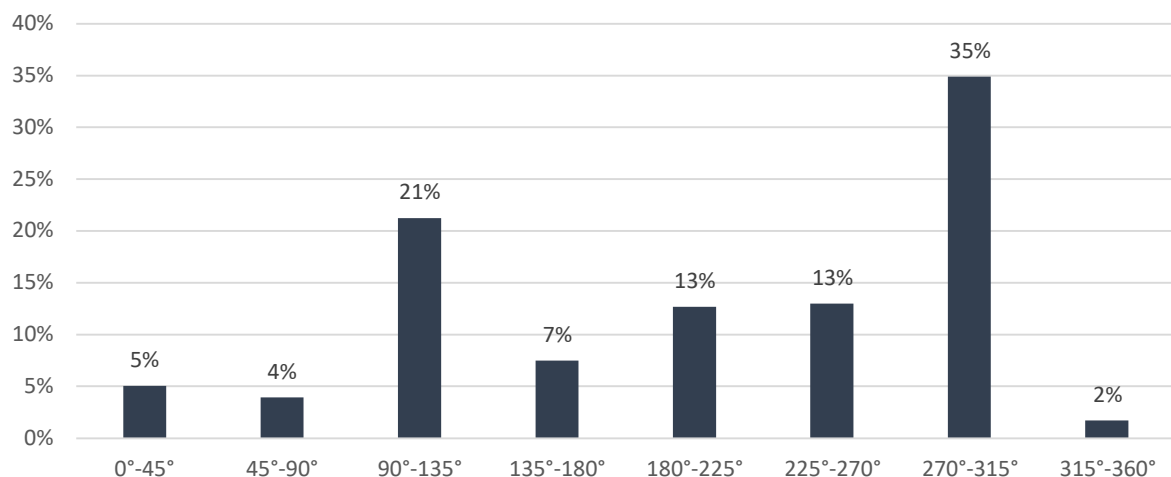


Abbildung 7-10 Verteilung der Ertragssteigerung je Windrichtungssektor (Winter)

Die Untersuchung ergibt, dass die Verteilung des Anteils an der gesamten Ertragssteigerung mit der Jahreszeit variiert. In den Sommermonaten wird über die Hälfte des Ertragszugewinns im Windrichtungssektor 270°-315° erreicht. In den Wintermonaten macht dieser Sektor nur etwas mehr als ein Drittel der Ertragssteigerung aus. In den Sektoren, die nur einen geringen Anteil der Ertragssteigerung ausmachen, überwiegen durch die erhöhte Beanspruchung der Anlagen möglicherweise die Nachteile des Wake-Steerings. Ist dies der Fall, sollte keine Einstellung der Gier-Winkel erfolgen. Um einen optimalen Kompromiss zwischen Erhöhung des Energieertrags und der Steigerung der Ermüdungslasten zu erreichen, sollte diese Sektorenverteilung bei einer Anwendung von Wake-Steering berücksichtigt werden.

7.2. Optimierung der Fledermaus-Abschaltverluste

Es folgt eine weitere Optimierung unter Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen in den relevanten Zeiträumen. Es wird zunächst beschrieben, wie das Optimierungssetup angepasst werden muss, um den Abschaltalgorithmus zu berücksichtigen. Anschließend werden die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt und ausgewertet.

7.2.1. Beschreibung der Vorgehensweise

In der bisher durchgeführten Optimierung wurde der Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen nicht berücksichtigt. In Kapitel 5.3 wurde gezeigt, dass die Abschaltverluste aufgrund des Fledermausalgorithmus im Jahr 2021 fast eine Gigawattstunde betrugen. Daher wird eine weitere Optimierung durchgeführt mit dem Ziel, die Abschaltverluste durch Wake-Steering zu verringern. Hierzu werden nur die relevanten Zeiträume betrachtet, in denen der Abschaltalgorithmus aktiv ist. Diese sind, wie in Kapitel 4.6 beschrieben, für die Anlagen 1, 2, 4 und 5 zwischen dem 20. April und 20. Mai sowie vom 15. Juli bis zum 15. Oktober. Bei Anlage 3 ist der Algorithmus vom 01. April bis zum 15. Oktober durchgängig aktiv. Damit die Optimierung korrekt durchgeführt wird, müssen die Messdaten aufgeteilt werden. Zunächst werden die relevanten Zeiträume aus den Daten extrahiert. Anschließend werden diese Daten in drei Kategorien unterteilt. Kategorie 1 umfasst die Daten, in denen der Algorithmus aufgrund der meteorologischen Bedingungen aktiv ist. Hierzu wird eine Überprüfung der Excel-Daten durchgeführt. Zunächst werden die Uhrzeiten des Sonnenauf- und Sonnenuntergangs jeden Tages des Jahres 2021 in der Excel-Datei hinterlegt. Die Zeiten werden der Webseite des Zentrums für Astronomie der Universität Heidelberg entnommen (Schmidt & Möricke, 2024). Da der Algorithmus ab 30 Minuten vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang aktiv ist, wird für jeden Datenpunkt überprüft, ob er sich im relevanten Zeitraum befindet. Ist dies der Fall, wird zusätzlich überprüft, ob die Temperatur mehr als 8°C beträgt. Trifft dies zu, wird davon ausgegangen, dass der Algorithmus aktiv ist. Das Niederschlagskriterium wird vernachlässigt. Ebenso, ob der Zeitraum drei aufeinanderfolgende 10-Minuten-Intervalle umfasst. Zur Überprüfung des Temperaturkriteriums wird die Gondelaußentemperatur von WEA 3 verwendet, da der Algorithmus für diese Anlage am relevantesten ist. Durch die Nähe der Anlagen zueinander und die gleichbleibende Nabenhöhe wird dieser Wert für alle Anlagen verwendet. Das Windgeschwindigkeitskriterium wird erst bei der Simulation in PyWake überprüft.

Kategorie 2 enthält die Daten, in denen der Algorithmus nicht aktiv ist, und die Uhrzeit zwischen 6:00 Uhr und 21:50 Uhr liegt. Kategorie 3 diejenigen, in denen der Algorithmus nicht aktiv ist und die Uhrzeit zwischen 22:00 Uhr und 5:50 Uhr liegt. Diese Unterteilung ist notwendig, da für jede Kategorie für die Optimierung andere Leistungskurven verwendet werden müssen. Für die Datensätze, in denen der Algorithmus nicht aktiv ist, werden weiterhin für die Tageswerte die regulären und für die Nachtwerte die schallgedrosselten Leistungskurven verwendet. Für während des aktiven Algorithmus erhobene Datensätze werden modifizierte Leis-

Leistungskurven verwendet. Da sich die Anlagen bei aktivem Fledermausalgorithmus bei Windgeschwindigkeiten unterhalb $6 \frac{m}{s}$ im Trudelbetrieb befinden, werden die Leistungskurven so angepasst, dass bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten keine Leistung generiert wird. Da der relevante Zeitraum für Fledermausabschaltung größtenteils nachts ist, werden hierzu die schallgedrosselten Leistungskurven verwendet. Die modifizierten Leistungskurven sind in Abbildung 7-11 dargestellt.

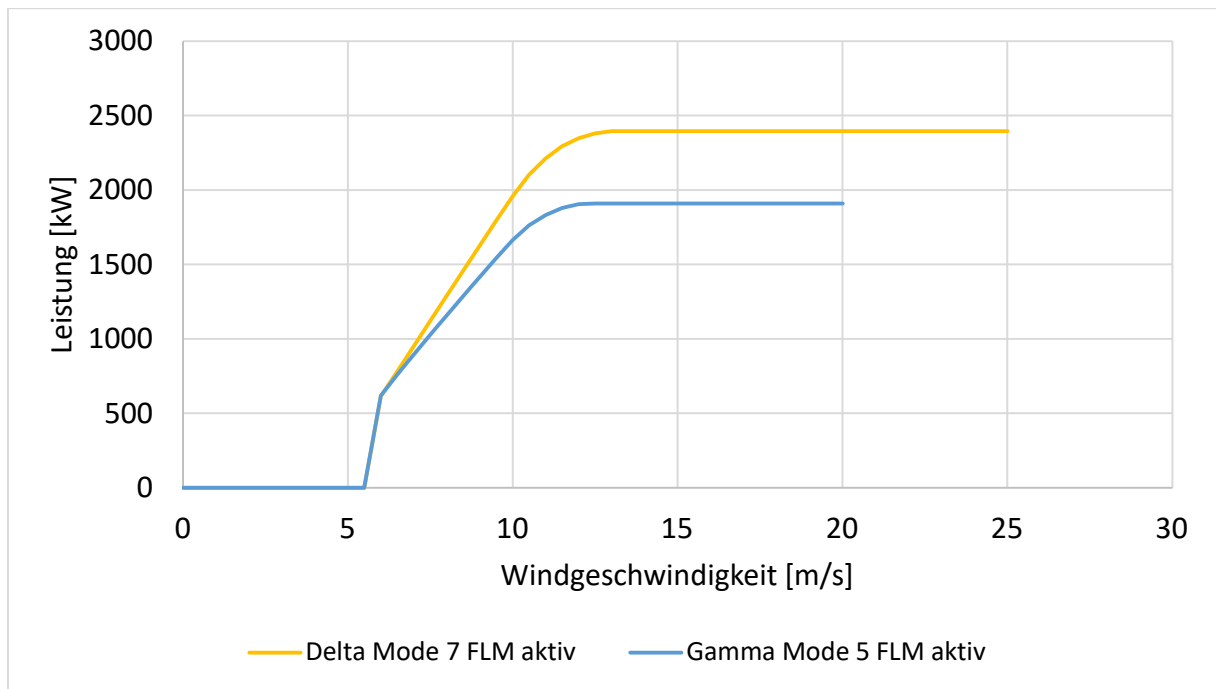


Abbildung 7-11 Modifizierte Leistungskurven zur Berücksichtigung des FLM-Algorithmus

Die modifizierten Leistungskurven zeigen, dass der Leistungswert unterhalb $6 \frac{m}{s}$ für alle Windgeschwindigkeiten Null beträgt. In der Darstellung ist zu sehen, dass die Kurven bei der neuen Cut-In-Windgeschwindigkeit sprungartig ansteigen. In der Realität benötigen die Anlagen aufgrund der Trägheit Zeit, um auf den entsprechenden Leistungswert zu kommen. Diese Trägheit lässt sich in der Simulation nicht abbilden. Dadurch entsteht ein Fehler, der jedoch vernachlässigt wird. Der gleiche Fehler entsteht, wenn die Windgeschwindigkeit unter die Cut-In-Windgeschwindigkeit fällt. Hierbei wird angenommen, dass die Anlage schlagartig in den Trudelbetrieb geht, obwohl auch dies aufgrund der Trägheit Zeit benötigt. Der entstehende Fehler sollte sich daher statistisch mitteln.

Durch Verwendung dieser modifizierten Leistungskurven wird bei der Optimierung berücksichtigt, dass in den Zeiten des aktiven Abschaltalgorithmus veränderte Rahmenbedingungen vorliegen. Da bei Windgeschwindigkeiten unterhalb $6 \frac{m}{s}$ keine Leistung generiert wird, wird nur eine Anpassung der Gier-Winkel vorgenommen, wenn dadurch die neue Cut-In-Windgeschwindigkeit einer Anlage überschritten wird. Eine Erhöhung der effektiven Anströmge-

schwindigkeit von beispielsweise $3 \frac{m}{s}$ auf $4 \frac{m}{s}$ hat keine Ertragssteigerung zur Folge. Dies wird durch Verwendung der modifizierten Leistungskurven bei der Optimierung berücksichtigt. Nachdem die Messdaten in die drei unterschiedlichen Kategorien unterteilt wurden, kann die Optimierung beginnen. Hierbei wird darauf geachtet, jeder Anlage für jeden Datensatz die korrekte Leistungskurve zuzuordnen.

7.2.2. Auswertung der Ergebnisse

Die Optimierung wird auf die gleiche Weise durchgeführt wie in Kapitel 7.1. Als Output wird für jeden Datensatz eine neue Excel-Datei generiert. Diese enthält den optimierten Gier-Winkel jeder Anlage, sowie die effektive Windgeschwindigkeit jeder Anlage jeweils vor und nach der Optimierung. Die Auswertung der Daten erfolgt analog zum Vorgehen in Kapitel 7.1. Die effektiven Windgeschwindigkeiten nach der Optimierung werden mittels Gleichung 3.33 korrigiert, anschließend erfolgt die Unterteilung in die Windgeschwindigkeits-Bins. Diese werden mit den jeweiligen Leistungskurven der Anlagen verrechnet, um für jedes Intervall einen Energieertrag zu erhalten. Auch hierbei wird darauf geachtet, die korrekte Leistungskurve für jeden Datenpunkt zu verwenden. Für die Messdaten, in denen der Fledermausalgorithmus aktiv ist, werden die modifizierten Leistungskurven bei der Auswertung verwendet (siehe Abbildung 7-11).

Der erste untersuchte Zeitraum ist vom 01. bis zum 19. April. In dieser Zeit ist der Abschaltalgorithmus nur bei WEA 3 aktiv. Um zu überprüfen, wie sich die Optimierung auf die Energieerträge der einzelnen Anlagen auswirkt, wenn nur eine Anlage vom Abschaltalgorithmus betroffen ist, wird dieser Zeitraum genauer betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7-12 dargestellt.

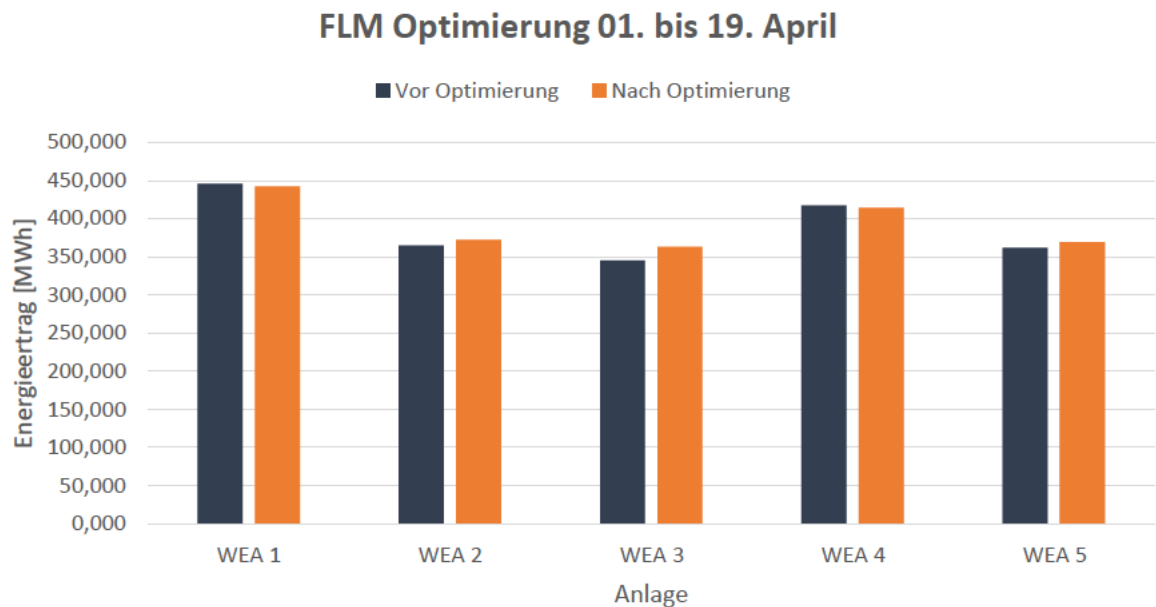


Abbildung 7-12 Energieerträge pro Anlage zwischen 01. und 19. April

In dem Diagramm sind die Energieerträge jeder Anlage vor und nach der Optimierung dargestellt. Es ist zu sehen, dass der Energieertrag bei den Anlagen 1 und 4 nach der Optimierung geringer ist als zuvor. Bei den übrigen Anlagen steigt der Energieertrag in Folge der Optimierung. Die absoluten Werte der Ertragsdifferenz vor und nach der Optimierung sind für den betrachteten Zeitraum in Abbildung 7-13 dargestellt.

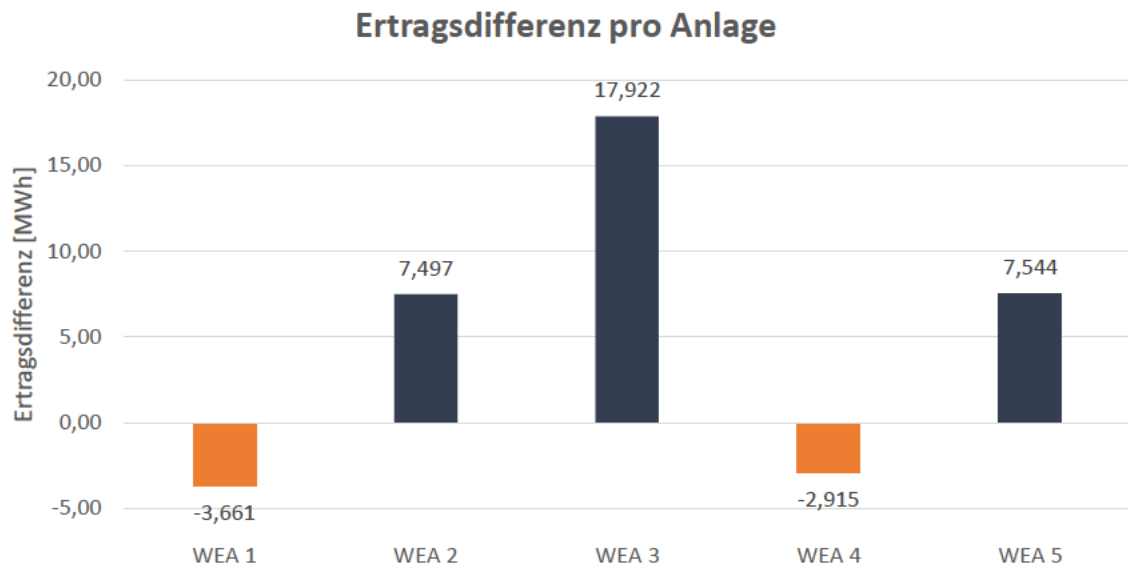


Abbildung 7-13 Ertragsdifferenz pro Anlage vor und nach der Optimierung

In Abbildung 7-13 sind die absoluten Differenzen des Energieertrags jeder Anlage durch die Optimierung dargestellt. Die Daten beziehen sich auf den Zeitraum zwischen dem 01. und 19.

April. Es ist zu sehen, dass der Energieertrag von Anlage 3 durch die Optimierung am stärksten ansteigt. In diesem Zeitraum ist der Abschaltalgorithmus nur bei WEA 3 aktiv. Das Potential für Ertragssteigerungen durch Wake-Steering für vom Fledermausalgorithmus betroffene Anlagen scheint demnach besonders hoch zu sein. Bezogen auf den Energieertrag ohne Optimierung ergibt sich bei Anlage 3 in diesem Zeitraum eine Ertragssteigerung von 5,19%. Die Optimierung hat eine Minderung des Energieertrags bei den Anlagen 1 und 4 zur Folge. Diese Verringerung wird durch die Steigerungen der anderen Anlagen übertroffen. Insgesamt wird für den Windpark im betrachteten Zeitraum eine Ertragssteigerung von 26,39 MWh berechnet. Dass die Erhöhung des Energieertrags bei WEA 3 besonders hoch ausfällt, lässt sich anhand der modifizierten Leistungskurve erklären. Da die Anlage bei Windgeschwindigkeiten unterhalb $6 \frac{m}{s}$ keine Leistung generiert, treten Ertragsverluste aufgrund der Fledermausabschaltung auf. Durch Wake-Steering kann erreicht werden, dass die Anströmgeschwindigkeit häufiger über der Cut-In-Windgeschwindigkeit liegt. Ist dies der Fall, steigt die Leistung in dieser Betrachtung schlagartig an. Dadurch profitiert die Anlage stark von verringerter Abschattung. Nachdem exemplarisch der Zeitraum vom 01. bis zum 19. April dargestellt wurde, wird nun untersucht, wie sich die Energieerträge über den gesamten, für Fledermausabschaltung relevanten, Zeitraum verhalten. Hierzu werden die Energieerträge der einzelnen Anlagen für den gesamten Zeitraum aufsummiert und als Diagramm dargestellt (Abbildung 7-14).

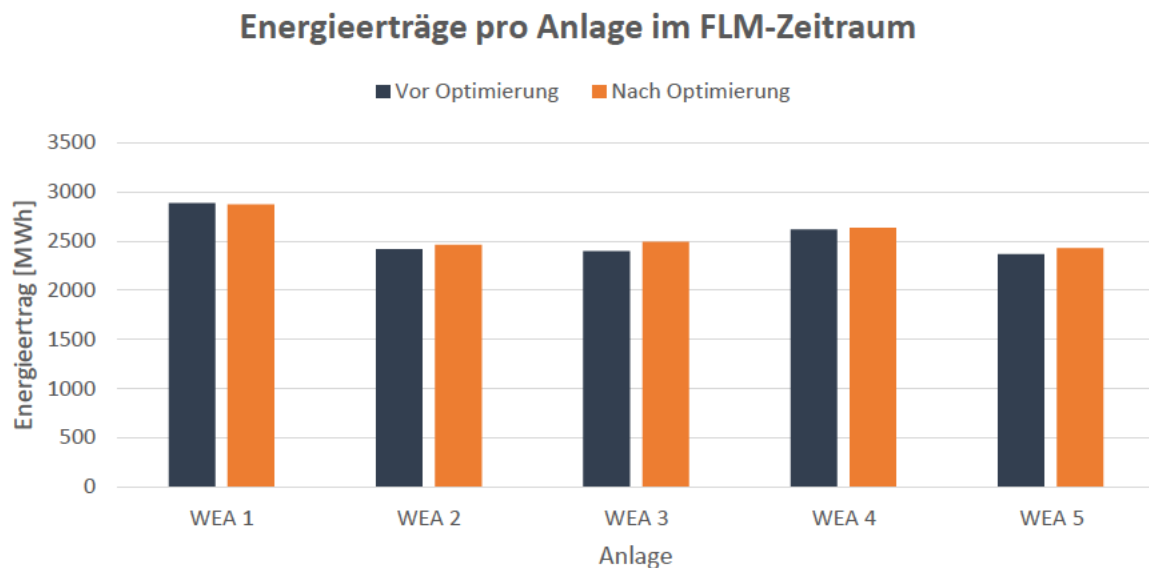


Abbildung 7-14 Energieertrag pro Anlage vor und nach Optimierung im Zeitraum des aktiven Algorithmus

In Abbildung 7-14 sind die Energieerträge jeder Anlage vor und nach der Optimierung für den gesamten für Fledermausabschaltung relevanten Zeitraum aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass bei WEA 1 erneut eine Ertragsminderung aufgrund der Optimierung berechnet wird. Bei den restlichen Anlagen steigt der Energieertrag in unterschiedlichem Maße. Während im Zeit-

raum von 01. bis zum 19. April neben WEA 1 auch WEA 4 eine Ertragsminderung erfährt, steigt der Energieertrag von Anlage 4 über den gesamten Zeitraum. Die absoluten Änderungen der Energieerträge pro Anlage sind in Abbildung 7-15 dargestellt.

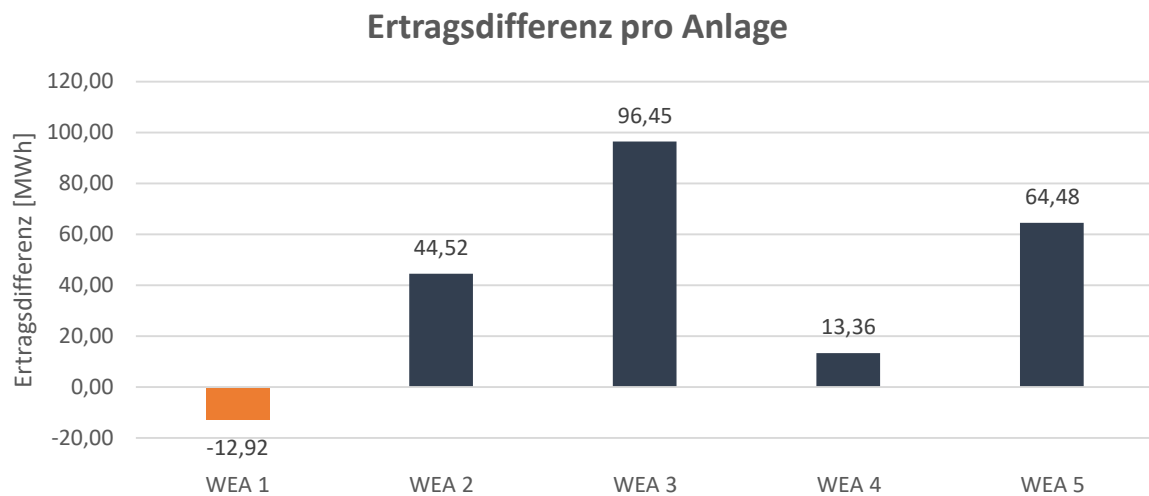


Abbildung 7-15 Ertragsdifferenz pro Anlage im FLM-Zeitraum

Abbildung 7-15 zeigt die Ertragsdifferenz jeder Anlage aufgrund der Optimierung im Zeitraum des aktiven Abschaltalgorithmus in Megawattstunden. Bei Anlage 1 wird eine Ertragsminderung von 12,92 MWh berechnet. Bei den übrigen Anlagen erhöht sich der Energieertrag aufgrund der Optimierung. Die höchste Ertragssteigerung erfolgt mit 96,45 MWh bei WEA 3. Wie in Abbildung 7-3 dargestellt, ist bei einer Optimierung ohne Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus bei dieser Anlage ebenfalls mit den höchsten Zugewinnen des Ertrags zu rechnen. Allerdings liegt die Ertragssteigerung in einem ähnlichen Bereich wie die von WEA 5. Unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus ist die Ertragssteigerung von WEA 3 deutlich höher als die aller anderen Anlagen. Da es sich hierbei um die Anlage handelt, bei der der Abschaltalgorithmus die längste Zeit aktiv ist, ist diese überdurchschnittliche Ertragssteigerung möglicherweise auf die geringeren Abschaltverluste zurückzuführen.

Um dies zu überprüfen, wird ein weiterer Vergleich vorgenommen. Hierzu wird der gesamte, für Fledermausabschaltung relevante Zeitraum vom 01. April bis zum 15. Oktober untersucht. Verglichen wird die Ertragsdifferenz jeder Anlage aufgrund der Optimierung unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus mit der Ertragsdifferenz in diesem Zeitraum unter Vernachlässigung des Algorithmus. Hierbei wird die prozentuale Ertragsdifferenz untersucht. Diese ergibt sich als Quotient der absoluten Änderung des Ertrags einer Anlage und des Energieertrags ohne Optimierung dieser Anlage. Auf diese Weise soll festgestellt werden, ob das Potential zur Ertragssteigerung mittels Wake-Steering unter Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus erhöht ist. Das Ergebnis dieser Untersuchung ist in Abbildung 7-16 dargestellt.

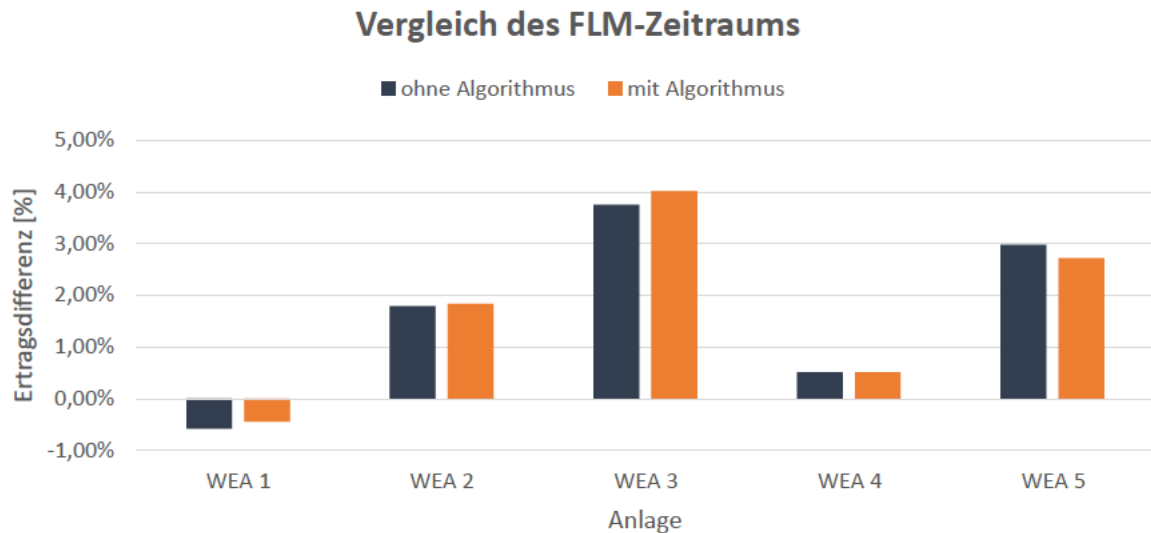


Abbildung 7-16 Vergleich des Potentials von Wake-Steering mit und ohne Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus

In dem Diagramm zeigen die blauen Balken die prozentuale Änderung des Energieertrags einer Anlage aufgrund der Optimierung ohne Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus. Die orangenen Balken zeigen die prozentuale Änderung unter Berücksichtigung des Algorithmus. Die Werte beziehen sich auf den Zeitraum zwischen dem 01. April und dem 15. Oktober, also den gesamten Zeitraum, in dem der Algorithmus bei einer oder mehreren Anlagen aktiv ist. Die Untersuchung zeigt, dass das Potential von Wake-Steering im Zusammenhang mit dem Abschaltalgorithmus variiert. Bei Anlage 3 wird die prozentuale Steigerung des Energieertrags unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus erhöht. Bei WEA 5 wird hingegen eine geringere prozentuale Ertragssteigerung erzielt. Für WEA 4 bleibt das Potential unabhängig von der Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus identisch. Es lässt sich also keine eindeutige Aussage darüber treffen, ob die Anwendung eines Wake-Steerings unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus das Potential der Ertragssteigerung erhöht oder verringert.

8. Diskussion der Ergebnisse

Im vorangegangenen Kapitel wurden die Ergebnisse der Untersuchung ausgewertet und dargestellt. In diesem Kapitel folgt eine Diskussion der Ergebnisse aus den beiden Optimierungsansätzen.

Zunächst werden die finalen Ergebnisse der Untersuchung ohne Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus betrachtet. Hierzu werden die absoluten Werte der Jahresenergieerträge vor und nach der Optimierung für alle Anlagen sowie für den Windpark tabellarisch aufgelistet. Zusätzlich wird die Ertragssteigerung als absoluter und prozentualer Wert dargestellt. Die prozentuale Ertragssteigerung ergibt sich aus dem Quotienten der absoluten Ertragsdifferenz einer Anlage aufgrund des Wake-Steerings bezogen auf den Ausgangswert des AEP vor der Optimierung. Die Werte sind in Tabelle 8-1 dargestellt.

Tabelle 8-1 Ergebnisse der Untersuchung ohne FLM-Algorithmus

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Park
AEP vor Optimierung [MWh]	6.352,51	5.594,10	5.641,08	5.686,04	5.307,57	28.581,30
AEP nach Optimierung [MWh]	6.338,53	5.663,60	5.782,51	5.741,52	5.442,19	28.968,35
Ertragsdifferenz [MWh]	-13,98	69,50	141,42	55,48	134,62	387,05
Ertragsdifferenz [%]	-0,22	1,24	2,51	0,98	2,54	1,35

Die in Tabelle 8-1 dargestellten Werte zeigen erneut, dass das Potential einer Ertragssteigerung durch Wake-Steering zwischen den einzelnen Anlagen variiert. Das höchste Potential ergibt sich an den häufig abgeschatteten Anlagen WEA 3 und WEA 5. Hier wurde eine Steigerung des Energieertrags von über 2,5% berechnet. Bei den Anlagen 2 und 4 ist das Potential geringer und bei Anlage 1 ist mit einer Ertragsminderung zu rechnen. In Summe ergibt sich für den Windpark für das Jahr 2021 eine mögliche Steigerung von ca. 387 MWh. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von 1,35%.

In Kapitel 5.2 wurde der Wert der Abschattungsverluste, die im Jahr 2021 aufgetreten sind, abgeschätzt. Dieser ergab sich zu 4496,68 MWh. Bezieht man die durch Wake-Steering potentiell erreichbare Ertragssteigerung von 387,05 MWh auf den Wert der berechneten Abschattungsverluste, entspricht dies 8,61%. Durch die Implementierung eines Wake-Steerings könnten also 8,61% der Abschattungsverluste vermieden werden.

Eine Steigerung des Jahresenergieertrags um 387 MWh ist als positives Ergebnis zu bewerten. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass das aktive Gieren der Anlagen auch negative

Auswirkungen haben kann. Wie in Kapitel 3.3.2 erläutert, können durch die Einstellung des Gier-Winkels einer Anlage die Ermüdungslasten an den Rotoren stromabwärtsliegender Anlagen steigen. Dieser Effekt wurde in der hier durchgeführten Untersuchung nicht betrachtet. Bevor ein Wake-Steering implementiert wird, sollten die hier ermittelten positiven Auswirkungen den potentiell steigenden Ermüdungslasten gegenübergestellt werden. Eine Optimierung durch Wake-Steering ist nur sinnvoll, wenn die zusätzlichen Belastungen lediglich in geringem Maße steigen. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die Optimierung mittels PyWake jedes 10-Minuten-Intervall als einen konstanten Zustand annimmt. Es wird davon ausgegangen, dass in diesen 10 Minuten eine konstante Windgeschwindigkeit aus einer gleichbleibenden Windrichtung vorliegt. Für diesen Zustand werden die optimalen Gier-Winkel ermittelt und der entsprechende Energieertrag berechnet. Hierbei wird vernachlässigt, dass die Einstellung des Gier-Winkels Zeit benötigt. In der Literatur wird eine typische Azimutverstellgeschwindigkeit mit 0,5 Grad pro Sekunde angegeben (Hau, 2016). Da die Grenzen der maximalen Gier-Winkel in der Optimierung bei -30° und 30° festgelegt wurden ist es theoretisch möglich, dass eine Drehung von bis zu 60° zwischen zwei Intervallen auftritt. Diese Einstellung würde 120 Sekunden benötigen, bis der neue Gier-Winkel vorliegt. Während der Einstellungsdauer wird weniger Ertrag generiert als von PyWake angegeben. In der Realität variieren Windgeschwindigkeit und -richtung während einer 10-Minuten-Periode, wodurch sich auch eine Variation des optimalen Gier-Winkels ergibt, welche ebenfalls nicht berücksichtigt wird. Die von PyWake ausgegebenen Werte liegen daher über der tatsächlich erwartbaren Ertragssteigerung. Die Untersuchung der Windrichtungssektoren ergab, dass nicht in jedem Sektor mit der gleichen Ertragssteigerung zu rechnen ist. Bei einigen Windrichtungen ist das Potential von Wake-Steering deutlich höher als bei anderen. Es wurde festgestellt, dass 44% der Zugewinne erzielt werden, wenn die Windrichtung zwischen 270° und 315° liegt. Der 90° -Sektor zwischen 225° und 315° ist für 65% der Ertragssteigerung verantwortlich. Kommt der Wind aus dieser Richtung ist ein Wake-Steering besonders sinnvoll, während das Potential bei anderen Windrichtungen teilweise deutlich kleiner ist. Die Sektoren zwischen 315° und 90° , also Wind aus nördlicher, nordwestlicher und westlicher Richtung, machen nur 11% der Gesamtsteigerung aus. In diesen Bereichen ist das Potential von Wake-Steering also gering. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, kann sich die Einstellung des Gier-Winkels einer Anlage negativ auf die Beanspruchungen des Azimutsystems und die Ermüdungslasten stromabwärts liegender Anlagen auswirken. Aus diesem Grund muss die potentielle Ertragssteigerung ins Verhältnis der potentiellen Erhöhung der Beanspruchungen und Ermüdungslasten gesetzt werden. In Windrichtungssektoren, bei denen mit nur geringen Zugewinnen des Ertrags zu rechnen ist, könnten die negativen Folgen den positiven Effekt überwiegen. Aus diesem Grund ist es möglicherweise sinnvoll, das Wake-Steering nur in bestimmten Windrichtungssektoren anzuwenden, in denen mit einer hohen Ertragssteigerung zu rechnen ist. Zusätzlich sollte vermieden werden, dass die Gier-Winkel bei jeder geringen Änderung der Windrichtung verändert werden. Beim Ab-

schaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen werden die meteorologischen Bedingungen über 30 Minuten betrachtet bevor der Algorithmus reagiert, um einen ständigen Wechsel des Betriebs zu vermeiden. Ein ähnliches Vorgehen könnte auch bei der Einstellung der Gier-Winkel sinnvoll sein. Dadurch könnten die Gier-Vorgänge bei häufig wechselnden Windrichtungen verringert und die Beanspruchungen des Azimutsystems minimiert werden.

Die Ergebnisse der Optimierung unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus werden für den relevante Zeitraum vom 01. April bis zum 15. Oktober ebenfalls tabellarisch aufgelistet. Die Werte sind in Tabelle 8-2 dargestellt.

Tabelle 8-2 Ergebnisse der FLM-Untersuchung

Anlage	WEA 1	WEA 2	WEA 3	WEA 4	WEA 5	Park
AEP vor Optimierung [MWh]	2.888,32	2.419,41	2.398,69	2.623,08	2.365,90	12.695,40
AEP nach Optimierung [MWh]	2.875,40	2.463,93	2.495,14	2.636,44	2.430,38	12.901,28
Ertragsdifferenz [MWh]	-12,92	44,52	96,45	13,36	64,48	205,88
Ertragsdifferenz [%]	-0,45	1,84	4,02	0,51	2,73	1,62

Für den Zeitraum, in dem der Fledermausalgorithmus aktiv ist, ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei der Untersuchung zuvor. Insgesamt lässt sich in diesem Zeitraum unter Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus mit 1,62% eine etwas höhere prozentuale Ertragssteigerung für den Windpark erzielen. Insbesondere WEA 3, die Anlage mit dem am längsten aktiven Fledermausalgorithmus, profitiert in diesem Zeitraum von Wake-Steering. Der Energieertrag der Anlage lässt sich durch die Optimierung um 4,02 % steigern. Es muss berücksichtigt werden, dass diese erhöhten Zugewinne nicht nur auf die Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zurückzuführen sind. Die potentielle Steigerung des Energieertrags hängt ebenfalls von den vorliegenden Windgeschwindigkeiten und -richtungen des betrachteten Zeitraums ab. Daher wurde der Vergleich der Ertragssteigerungen in den für Fledermausabschaltung relevanten Monaten mit und ohne Berücksichtigung des Algorithmus vorgenommen. Dieser ergab, dass für WEA 3 unter Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus mit einer erhöhten Ertragssteigerung zu rechnen ist. Gleichzeitig wird für WEA 5 unter Berücksichtigung des Algorithmus eine geringere Ertragssteigerung prognostiziert als unter dessen Vernachlässigung. Insgesamt wurde unter Vernachlässigung des Abschaltalgorithmus für den Zeitraum vom 1. April bis zum 15. Oktober eine Ertragssteigerung von 1,66% berechnet. In Kapitel 7.2.2 wurde die These aufgestellt, dass das Potential für eine Ertragssteigerung durch Wake-Steering für Anlagen, bei denen der Fledermausalgorithmus aktiv ist, besonders hoch ist. Dies wurde dadurch begrün-

det, dass die Cut-In-Windgeschwindigkeit häufiger überschritten wird. Da diese bei aktivem FLM-Algorithmus bei $6 \frac{m}{s}$ liegt, ist in diesem Fall mit einem starken Anstieg der Leistungsgenerierung zu rechnen. Bei der Betrachtung des Zeitraums vom 01. bis zum 19. April, wenn der Algorithmus nur bei WEA 3 aktiv ist, traf diese Aussage zu. Über den gesamten Zeitraum, wenn der Algorithmus die meiste Zeit bei allen Anlagen aktiv ist, ist dieser Effekt nicht mehr vorhanden. Da die prozentualen Änderungen der Energieerträge aufgrund der Optimierung durch Wake-Steering unabhängig von der Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus in dieser Zeit in einem ähnlichen Bereich liegen, ist nicht von einem gesteigerten Potential auszugehen. Um beurteilen zu können, ob Wake-Steering einen positiven Einfluss auf den Schutz von Fledermäusen hat, muss deren Verhalten untersucht werden. Es sollte geprüft werden, ob die Tiere sich aufgrund der im Vergleich zur Umgebung geringen Windgeschwindigkeit bevorzugt in Nachlaufströmungen aufhalten oder ob sie diese wegen der erhöhten Turbulenz meiden.

9. Zusammenfassung und Fazit

Abschließend sollen die wichtigsten Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst werden. Auf deren Grundlage wird ein Fazit erstellt und ein Ausblick gegeben.

Zunächst ist festzuhalten, dass die Untersuchung des IST-Zustandes ergab, dass die Effekte von gegenseitiger Abschattung von Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks einen nennenswerten Einfluss auf dessen Jahresenergieertrag haben. Dieser Einfluss ist nicht für alle Anlagen gleich. Einige Anlagen sind stärker von Ertragsverlusten aufgrund von Abschattung betroffen als andere. Dies lässt sich anhand der am Standort vorliegenden Windrichtungen und der Positionierung der Anlagen erklären. Da der Wind nicht gleichmäßig aus allen Richtungen kommt, gibt es Anlagen, die sich häufiger im Nachlauf anderer Anlagen befinden und somit stärker von den negativen Effekten betroffen sind.

Die Untersuchung der Abschattungsverluste aufgrund des Fledermausalgorithmus ergab, dass diese ebenfalls einen nennenswerten ertragsmindernden Einfluss haben. Auch hier wurde festgestellt, dass die Ertragsverluste der einzelnen Anlagen in unterschiedlichem Maße auftreten. Die geringsten Verluste aufgrund von Fledermausabschattung liegen bei WEA 1 vor. Dies ist die Anlage, bei der auch die geringsten Abschattungsverluste festgestellt wurden. Daraus lässt sich ein Zusammenhang herstellen. Da die Anlage am seltensten von Nachlauseffekten betroffen ist, erfährt sie im Durchschnitt eine höhere Anströmgeschwindigkeit. Dies führt dazu, dass die für die Fledermausabschattung relevante Cut-In-Windgeschwindigkeit seltener unterschritten wird. Aus diesem Grund fallen auch die Abschattungsverluste geringer aus als bei häufig abgeschatteten Anlagen. Es kann demnach festgehalten werden, dass sich Abschattungseffekte in zweierlei Hinsicht negativ auf den Ertrag einer Windenergieanlage auswirken, nämlich einerseits durch die direkte Ertragsminderung aufgrund einer verringerten Anströmgeschwindigkeit und andererseits durch die indirekte Ertragsminderung aufgrund häufigerer Abschattung zum Schutz von Fledermäusen.

Anschließend wurde das Potential von Wake-Steering anhand von konstanten Bedingungen untersucht und dargestellt. Diese Untersuchung ergab, dass sich der Jahresenergieertrag eines Windparks durch die aktive Einstellung der Gier-Winkel von Anlagen erhöhen lässt. Durch das Gieren stromaufwärtsliegender Anlagen lässt sich die Anströmgeschwindigkeit abgeschatteter Anlagen steigern. Dies hat einen Ertragszugewinn zur Folge. Durch diese Untersuchung wurde festgestellt, dass das Softwaretool PyWake für eine gegierte Anlage denselben Energieertrag ausgibt wie ohne Einstellung des Gier-Winkels. Dies ist unrealistisch, da die effektiv angeströmte Fläche des Rotors durch die Drehung verkleinert wird. Dieser Fehler wurde durch die nachträgliche Korrektur der Anströmgeschwindigkeit behoben. Da diese Korrektur erst nach der Optimierung durchgeführt wird ist es möglich, dass PyWake nicht den tatsächlichen optimalen Zustand ermittelt. Es müsste bereits während der Durchführung der

Optimierung berücksichtigt werden, dass der Energieertrag einer gegierten Anlage sinkt, um den Zustand des maximalen Energieertrages zu ermitteln. Diese Korrektur der Optimierung ist durch eine weitere Optimierungsschleife möglich, in der der verringerte Energieertrag unter der Einstellung eines Gier-Winkels berücksichtigt wird. Das Erstellen einer solchen Optimierungsschleife war aufgrund der Komplexität im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Für weitergehende Untersuchungen könnte dies jedoch sinnvoll sein, da das Potential einer Ertragssteigerung möglicherweise weiter erhöht wird. Des Weiteren wurde der in Kapitel 3.3.2 beschriebene verfrühte Strömungsabriss, welcher bei großen Gier-Winkeln auftritt, nicht berücksichtigt. Dieser Effekt sollte vor der Anwendung von Wake-Steering durch aktives Gieren untersucht werden, da ein Abreißen der Strömung eine Verringerung der Leistungsaufnahme des Rotors bewirkt.

Nach der Untersuchung konstanter Bedingungen wurden die realen Windmessdaten des Jahres 2021 eingelesen. Hierbei wurden zunächst für den Monat Januar die von PyWake ermittelten Energieerträge ohne eine Optimierung mit den Werten des IST-Zustandes verglichen. Dieser Vergleich ergab, dass die von PyWake berechneten Werte nah an den realen Daten liegen. Das Softwaretool liefert also realistische Ergebnisse bei der Berechnung von Energieerträgen und ist für eine solche Untersuchung geeignet.

Die nachfolgende Optimierung ergab, dass sich der Jahresenergieertrag des Windparks Hamburg-Curslack durch die Anwendung eines Wake-Steerings durch Anpassung der Gier-Winkel steigern lässt. Die Einstellung der Gier-Winkel hat unterschiedliche Folgen für die Energieerträge der einzelnen Anlagen. Für WEA 1, welche selten abgeschattet wird und häufig andere Anlagen abschattet, ist mit einer Ertragsminderung zu rechnen. Hingegen wird der Jahresenergieertrag von Anlagen, die sich häufig im Nachlauf befinden gesteigert. Insgesamt ergab sich für das Jahr 2021, ohne Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus eine Ertragssteigerung von 1,35%. Unter Berücksichtigung des Fledermausalgorithmus lag die prozentuale Steigerung im relevanten Zeitraum bei 1,62%. Diese Ergebnisse sind als positiv zu bewerten. Die negativen Folgen von Wake-Steering wurden in dieser Arbeit nicht untersucht. Die Steigerung der Ermüdungslasten an den Rotoren sowie die erhöhten Beanspruchungen des Azimutsystems, die aufgrund der Einstellung der Gier-Winkel auftreten können, sollten in einer weiterführenden Arbeit berechnet werden bevor ein Wake-Steering implementiert wird. Hierbei sollte die gesamte Laufzeit der Anlagen untersucht werden. Zusätzlich sollte die hier durchgeführte Optimierung auf die Windmessdaten weiterer Jahre angewendet werden. Eine mehrjährige Betrachtung würde verlässlichere Werte bezüglich der potentiellen Ertragssteigerung liefern als die stichprobenartige Untersuchung eines einzelnen Jahres. In dieser Arbeit wurden die Messdaten zur besseren Nachvollziehbarkeit einzeln in das Programm eingelesen. Um die Simulationsdauer zu verkürzen, könnten für weiterführende Arbeiten Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen verwendet werden. Dieses Vorgehen würde die Effizienz der Untersuchung steigern. Des Weiteren sollte die Verwendung weiterer Nach-

laufmodelle neben dem PARK-Modell in Betracht gezogen werden. Vor der Implementierung eines Wake-Steerings sollten die Nachlaufströmungen mit einem „medium-fidelity“- oder „high-fidelity“-Modell analysiert werden, um eine höhere Genauigkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Die Untersuchung der Ertragssteigerungen in den einzelnen Monaten ergab, dass im Juni die höchste prozentuale Steigerung erzielt wurde. Dies ist der Monat mit dem geringsten Gesamtertrag. Dies lässt darauf schließen, dass das Potential von Wake-Steering bei niedrigen Windgeschwindigkeiten besonders hoch ist. Das ist darauf zurückzuführen, dass durch die Optimierung häufiger das Überschreiten der Cut-In-Windgeschwindigkeit erreicht wird. Dadurch kommt es seltener zu Stillständen.

Die Betrachtung der Windrichtungssektoren ergab, dass in einigen Sektoren mit einer höheren Ertragssteigerung zu rechnen ist als in anderen. Es wurde festgestellt, dass sich 65% der ermittelten Ertragszugewinne ergeben, wenn der Wind aus dem Sektor zwischen 225° und 315° kommt. Dies entspricht den am Standort vorliegenden Hauptwindrichtungen. Fast zwei Drittel der Ertragssteigerung könnte also erreicht werden, wenn das Wake-Steering nur in diesem Sektor aktiv ist. Auf diese Weise könnte verhindert werden, dass die Anlagen häufig gegiert werden, ohne dass dadurch nennenswerte Zugewinne des Energieertrags entstehen. Eine Implementierung von Wake-Steering in den ertragreichen Sektoren könnte einen Kompromiss zwischen Ertragssteigerung und erhöhten Beanspruchungen darstellen. Hierfür ist eine Untersuchung der Entwicklung der Ermüdungslasten und strukturellen Beanspruchungen bei Einstellung des Gier-Winkels nötig. Dies könnte Thema einer weiterführenden Untersuchung sein. Die Anwendung des Wake-Steerings in den Zeiträumen, in denen der Fledermausalgorithmus aktiv ist ergab, dass in dieser Zeit kein erhöhtes Potential für eine Ertragssteigerung vorliegt. Es wurde jedoch eine Erhöhung der prozentualen Zugewinne festgestellt, wenn der Algorithmus nur bei einer einzelnen Anlage aktiv ist. Für Anfang April, wenn nur WEA 3 vom Abschaltalgorithmus betroffen ist, lag die Ertragssteigerung dieser Anlage bei über 5%. In dieser Zeit profitiert die Anlage also stark von Wake-Steering.

Es muss berücksichtigt werden, dass die Optimierung mittels PyWake nicht exakt die Realität abbildet. Die Annahme konstanter Bedingungen während eines 10-Minuten-Intervalls und die Vernachlässigung der Azimutverstellgeschwindigkeit der Anlagen ergibt höhere Ertragszugewinne als dies in der Realität der Fall wäre. Dennoch lassen die in dieser Arbeit gesammelten Erkenntnisse darauf schließen, dass der Jahresenergieertrag des Windparks durch Anwendung eines Wake-Steering um über 1% erhöht werden kann. Dies gilt sowohl ohne als auch mit Berücksichtigung des Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen. Da der Windpark Hamburg-Curslack aus nur fünf Windenergieanlagen besteht, können sich maximal vier Anlagen im Nachlauf eines Rotors befinden. In größeren Windparks mit einer höheren Anzahl an Anlagen kann ein einzelner Nachlauf stärkere negative Effekte verursachen. Der weitere Ausbau der Windenergie, sowohl an Land als auch auf See, wird dazu führen, dass die Ab-

schattungseffekte innerhalb eines Windparks durch die steigende Anzahl der Anlagen zunehmen. Wake-Steering kann dazu beitragen, den negativen Effekten bei größeren und dichter bebauten Windparks entgegenzuwirken.

Der optimale Anwendungsfall für Wake-Steering ist, den Erkenntnissen dieser Untersuchung zufolge, ein Windpark mit vielen Anlagen, der bei einer niedrigen durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit und einer möglichst häufig vorliegenden Hauptwindrichtung betrieben wird. Um eine überproportionale Steigerung der zusätzlichen Beanspruchungen zu vermeiden, ist es sinnvoll, das Wake-Steering nur in Windrichtungssektoren anzuwenden, in denen mit einer nennenswerten Ertragssteigerung zu rechnen ist. Die Anwendung von Wake-Steering, während ein Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen aktiv ist, ist sinnvoll. Dies gilt insbesondere dann, wenn nur eine Anlage von dem Algorithmus betroffen ist. In diesem Fall kann der Energieertrag dieser Anlage erheblich gesteigert werden. Ob die Anwendung von Wake-Steering neben der Ertragssteigerung einen positiven Einfluss auf den Artenschutz hat, wurde in dieser Arbeit nicht untersucht. Dies hängt von dem Verhalten der Fledermäuse ab. Um dies beurteilen zu können muss untersucht werden, ob die Tiere sich aufgrund der niedrigeren Windgeschwindigkeit bevorzugt in der Nachlaufströmung einer gegierten Anlage aufhalten oder, ob sie diese aufgrund der erhöhten Turbulenz meiden. Eine solche Untersuchung sollte vor der Anwendung von Wake-Steering durchgeführt werden, um die gesetzlichen Vorgaben zu Schlagopferzahlen einzuhalten.

In dieser Arbeit wurden die Nachlaufströmungen innerhalb eines einzelnen Windparks untersucht. Die neuen Ziele der Bundesregierung und der Nordsee-Anrainer-Staaten zum Ausbau der Windenergie werden dazu führen, dass Abschattung auch zwischen einzelnen Windparks ein größerer Faktor für deren Effizienz wird. In diesem Fall könnte Wake-Steering auch windparkübergreifend bei benachbarten Windfarmen angewendet werden, um die Ertragsverluste aufgrund von Nachlaufeffekten zu reduzieren.

Literaturverzeichnis

- Archer, C., Vassel-Be-Hagh, A., Yan, C., Wu, S., Pan, Y., Brodie, J., & Maguire, A. (2019). Review and evaluation of wake loss models for wind energy applications. *Applied Energy*(226), 1187-1207. doi:10.1016/j.apenergy.2018.05.085
- Bastankhah, M., & Porté-Agel, F. (2014). A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy*(70), 116-123.
- Bernardoni, F., Rotea, M. A., & Leonardi, S. (06 2024). Impact of yaw misalignment on turbine loads in the presence of wind farm blockage. *Wind Energy*, S. 27(6):535-548. doi:10.1002/we.2899
- Boersma, S., Gebraad, P., Doekemeijer, B., Fleming, P. A., Annoni, J., Scholbrock, A. K., . . . van Wingerden, J. W. (2017). A tutorial on control-oriented modeling and control of wind farms. *American Control Conference*. doi:DOI: 10.23919/ACC.2017.7962923
- Bundesregierung. (01. 02 2023). *bundesregierung.de*. Von bundesregierung.de: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wind-an-land-gesetz-2052764> abgerufen
- Bundesregierung. (24. 04 2023). *Bundesregierung.de*. Von Bundesregierung.de: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/nordsee-gipfel-2185824> abgerufen
- Deutsche WindGuard GmbH. (15. 07 2024). *Wind-Energie.de*. Von Wind-Energie.de: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20240715_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr_2024.pdf abgerufen
- DIN EN 61400-12-1. (kein Datum).
- Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., Larsen, S., Hojstrup, J., & Thogersen, M. (2006). Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*(9), 39-53. doi:10.1002/we.189
- Gasch, R., & Twele, J. (2011). *Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 7., aktualisierte Auflage*. Berlin: Vieweg+Teubner Verlag.
- Gebraad, P. M., Teeuwisse, F. W., van Wingerden, J.-W., Fleming, P. A., Ruben, S., Marden, J., & Pao, L. (2014). Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects - a CFD simulation study. *Wind Energy*.
- Hau, E. (2008). *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 4. Auflage*. Berlin: Springer-Verlag.
- HAW-Hamburg. (07. 06 2024). Von HAW-Hamburg: <https://www.haw-hamburg.de/cc4e/infrastruktur-und-technische-forschungsausstattung/forschungswindpark-curslack/> abgerufen
- Heier, S. (2022). *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung (7. Auflage)*. Institut für Elektrische Energietechnik, Universität Kassel: Springer Vieweg.

- Heinzelmann, B. S. (23. 06 2011). *DepositOnce*. Von DepositOnce: <https://api-depositonce.tu-berlin.de/server/api/core/bitstreams/9a481504-9e37-448a-9365-4eec693b9526/content> abgerufen
- Jiménez, Á., Crespo, A., & Migoya, E. (15. 12 2009). Application of a LES technique to characterize the. *WIND ENERGY*, S. 559-572.
- King, J., Fleming, P., Martinez, L., Bay, C., & Churchfield, M. (2022). Aerodynamics of Wake Steering. In B. Stoevesandt, G. Schepers, P. Fuglsang, & Y. Sun, *Handbook of Wind Energy Aerodynamics* (S. 1197-1221). Switzerland: Springer, Cham.
- KNE, K. (2020). *Anfrage Nr. 140 zu Parametern für pauschale Abschaltungen von WEA zum Fledermausschutz in den Ländern*.
- Kühn, V. (08. 05 2024). *energiwinde.orsted.de*. Von [energiwinde.orsted.de: https://energiwinde.orsted.de/energiwirtschaft/offshore-wind-abschattung-70-gigawatt-ausbau](https://energiwinde.orsted.de/energiwirtschaft/offshore-wind-abschattung-70-gigawatt-ausbau) abgerufen
- Larsen, G. (2009). *A simple stationary semi-analytical wake model*. Technical University of Denmark. Dänemark: Risø National Laboratory for Sustainable Energy.
- Manfred, S., & Adobe, S. (22. 07 2019). *geo.de*. Von [geo.de: https://www.geo.de/natur/nachhaltigkeit/21698-rtkl-artenschutz-windenergie-und-voegel-die-opferzahlen-sind-viel-hoehler](https://www.geo.de/natur/nachhaltigkeit/21698-rtkl-artenschutz-windenergie-und-voegel-die-opferzahlen-sind-viel-hoehler) abgerufen
- MDR Wissen. (02. 02 2023). *mdr.de*. Von [mdr.de: https://www.mdr.de/wissen/windkraft-windenergie-ausbau-deutschland-live-daten-aktuell-100.html](https://www.mdr.de/wissen/windkraft-windenergie-ausbau-deutschland-live-daten-aktuell-100.html) abgerufen
- Nash, R., Nouri, R., & Vassel-Be-Hagh, A. (2021). Wind turbine wake control strategies: A review and concept proposal. *Energy Conversion and Management*.
- Naturschutzbund Deutschland. (15. 11 2024). *nabu.de*. Von [nabu.de: https://www.nabu.de/tiere-und-pflanzen/voegel/gefaehrdungen/24661.html](https://www.nabu.de/tiere-und-pflanzen/voegel/gefaehrdungen/24661.html) abgerufen
- Niyayifar, A., & Porté-Angel, F. (2016). Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction. *Energies*, 9, 741. doi:10.3390/en9090741
- Pedersen, M. M., Forsting, A. M., von der Laan, P., Riva, R., Alcayaga, L. A., Romàn, L. A., . . . Réthoré, P.-E. (2 2023). PyWake 2.5.0: An open-source wind farm simulation tool. Dänemark: DTU Wind, Technical University of Denmark.
- Pena Diaz, A., Réthoré, P.-E., & van der Laan, P. (2016). On the application of the Jensen wake model using a turbulence-dependent wake decay coefficient: the Sexbierum case. *Wind Energy*.
- ProBat. (08. 10 2024). *Probat Windenergie & Fledermausschutz*. Von Probat Windenergie & Fledermausschutz: <https://www.probat.org/ueber-probat/hintergrund> abgerufen
- Rapp, N., & Reimann, N. (08. 04 2024). Untersuchung der Ertragsverluste im Windpark Hamburg-Curslack aufgrund des Abschaltalgorithmus zum Schutz von Fledermäusen. Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg, Hamburg, Deutschland: Die

- Arbeit kann beim betreuenden Professor Peter Dalhoff an der Hochschule für angewandte Wissenschaft angefragt werden.
- Reinwardt, I. (2021). *Validation and improvement of wake models for site-specific load and power calculations in wind farms*. Hamburg.
- Riva, R., Liew, J. Y., Friis-Møller, M., Dimitrov, N. K., Barlas, E., Réthoré, P.-E., & Pedersen, M. M. (2018). *Welcome to TOPFARM*. Von Welcome to TOPFARM: <https://topfarm.pages.windenergy.dtu.dk/TopFarm2/index.html> abgerufen
- Sanderse, B. (2009). *Aerodynamics of wind turbine wakes Literature review*. Energy research Centre of the Netherlands.
- Schaffarczyk, A. (2016). *Einführung in die Windenergietechnik, 2., aktualisierte Auflage*. München: Fachbuchverlag München im Carl Hanser Verlag.
- Schmidt, R., & Möricke, D. (06. 11 2024). *Heidelberg University - Zentrum für Astronomie*. Von Heidelberg University - Zentrum für Astronomie: <https://wwwadd.zah.uni-heidelberg.de/cgi-bin/kalender/a-u-sonne-en.pl> abgerufen
- Tucci, F. (2020). *Fledermausschutz an Windenergieanlagen - Ergebnisse einer Betreiberumfrage zum Gondelmonitoring*. Berlin: Fachagentur Windenergie an Land.
- Wang, J., Wang, C., Campagnolo, F., & Bottasso, C. (29. 01 2019). Wake behavior and control: comparison of LES simulations and wind tunnel measurements. *Wind Energy Science*, S. 71-88.
- Xie, S., & Archer, C. (2014). Xie S, Archer C. Self-similarity and turbulence characteristics of wind turbine wakes. *Wind Energy*, 1815-1838. doi:10.1002/we.1792
- Zhan, L., Letizia, S., & Iungo, G. V. (2020). Optimal tuning of engineering wake models through lidar measurements. *Wind Energy Science*.
- Zong, H., & Porté-Angel, F. (2020). A momentum-conserving wake superposition method for wind farm power prediction. *Journal of Fluid Mechanics*(889). doi:10.1017/jfm.2020.77

Anhang A

Python-Code 1 Hinterlegung der Anlagenkenndaten	34
Python-Code 2 Erstellung der Windturbinen-Objekte	35
Python-Code 3 Hinterlegung konstanter Umgebungsbedingungen	36
Python-Code 4 Hinterlegung der WEA-Koordinaten	37
Python-Code 5 Erstellung des initialen Optimierungs-Setups	38
Python-Code 6 Spezifikation des Optimierungs-Setups	39
Python-Code 7 Anpassung der Kenndaten auf zwei Anlagen	49
Python-Code 8 Anpassung der WEA-Koordinaten für zwei Anlagen.....	50
Python-Code 9 Hinterlegung des Bastankhah-Gauss-Defizits	53
Python-Code 10 Hinterlegung des Jimenez-Wake-Deflection Modells	55
Python-Code 11 Hinterlegung der iterativen Optimierung	66