



Projektdokumentation „Analyse des Potenzials für Windparks“



Datum: 0X.0X.202X
Version: 1.X

Inhalt

Inhalt.....	2
Abbildungsverzeichnis	4
Verzeichnis der Tabellen	5
1. Potenzialanalyse als Identifikator für einen Business Case	6
1.1. Windressourcenanalyse	7
1.2. Topografie- und Geländebeschreibung	7
1.3. Landpotenzial und rechtliche Rahmenbedingungen.....	7
1.4. Technologisches Potenzial	8
1.5. Wirtschaftliche Faktoren	8
1.6. Umwelt- und soziale Faktoren.....	8
2. Künstliche Intelligenz bei NAECO Blue	9
2.1. Modelltraining.....	9
2.2. Modelloptimierung	10
2.3. Modelloptimierung	11
3. WP-DEMO-Asset-Untersuchung	12
3.1. Anlageninformationen	12
3.2. Typisches meteorologisches Jahr	15
3.3. Weibull-Verteilung nach Abschnitten für das WP	15
3.3.1. Winduntersuchung pro Monat	17
3.3.2. Windgeschwindigkeitsuntersuchungen	17
3.4. Topografie und Gelände.....	19
3.5. Ansatz zur Potenzialanalyse	20
3.5.1. Perzentile	21
3.5.2. Jährliche, vierteljährliche und monatliche geschätzte Energieproduktion.....	21
3.5.3. Nachlaufeffekte.....	22
3.5.4. Leistungskurve.....	23
4. Potenzialanalyse der Vestas V172-7,2 MW Nabenhöhe: 172 m	24
4.1. Korrelationsmatrix für WP-XXX	25
4.2. Nachlaufwirkungen WP-XXX.....	26
4.3. Monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktionsschätzungen.....	28
4.4. Perzentile Vestas V172-7,2 MW 172 m	3
4.5. Leistungskurve einschließlich Wetter- und Nachlaufeffekten	31
5. Potenzialanalyse für andere Turbinentypen.....	34
5.1. Enercon E-175 EP5 6 MW, Nabenhöhe: 162 m	34
5.1.1. Leistungskurve Enercon E-175 EP5 6 MW, 162 m.....	34

5.1.2.	Perzentile Enercon E-175 EP5 6 MW, 162 m.....	35
5.1.3.	Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion	36
5.2.	Vestas V172-7,2 MW, Nabenhöhe: 199 m	37
5.2.1.	Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW, 199 m.....	37
5.2.2.	Perzentile Vestas V172-7,2 MW, 199 m.....	38
5.2.3.	Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion	39
5.3.	Enercon E-175 EP5 7 MW, Nabenhöhe: 175 m	40
5.3.1.	Leistungskurve Enercon E-175 EP5 7 MW, 175 m.....	40
5.3.2.	Perzentile Enercon E-175 EP5 7 MW, 175 m.....	4
5.3.3.	Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion	42
6.	Fazit.....	43
7.	Haftungsausschluss	45
8.	Kontakt	45

Abbildungsverzeichnis:

Abbildung 1: Merkmalskorrelation für einen üblichen Windpark*	9
Abbildung 2: Geplantes Gebiet für WP-DEMO	12
Abbildung 3: Von WP-DEMO bereitgestellte Zeichnungen	12
Abbildung 4: Mittlere Windgeschwindigkeit WP X	16
Abbildung 5: Monatliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit WP-XXX	17
Abbildung 6: Windgeschwindigkeit Weibull-Verteilung 150 m	17
Abbildung 7: Topografie XXX Maßstab 500 m	19
Abbildung 8: Topografie XXX Maßstab 3000 m	20
Abbildung 9: WP-XXX geschätztes jährliches Leistungsverhalten in einem typischen meteorologischen Jahr P50 für WEA0	24
Abbildung 10: Korrelationsmatrix WP-XXX	25
Abbildung 11: Geschätzte jährliche Energieproduktion ohne Nachlaufeffekt P50	26
Abbildung 12: Jährliche geschätzte Energieproduktion mit Nachlaufeffekt P50	27
Abbildung 13: Jährliches Produktionsverhalten WP-XXX auf Anlagenebene	28
Abbildung 14: WP-XXX geschätzte Jahres-, Monats- und Quartalsproduktion P50	29
Abbildung 15: Monatlicher Beitrag der geschätzten Leistung P50	30
Abbildung 16: Vierteljährlicher Beitrag der geschätzten Leistung P50	30
Abbildung 17: Perzentile WP-XXX Vestas V172-7,2 MW 172 m, P10, P50, P75 und P90	31
Abbildung 18: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA0	31
Abbildung 19: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA1	32
Abbildung 20: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA2	32
Abbildung 21: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA3	33
Abbildung 22: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA4	33
Abbildung 23: Perzentile Enercon E-175 EP5 6 MW, P10, P50, P75 und P90	35
Abbildung 24: Perzentile Vestas V172-7,2 MW, P10, P50, P75 und P90	38
Abbildung 25: Perzentile Enercon E-175 EP5 7 MW, P10, P50, P75 und P90	41

Tabelle der Tabellen:

Tabelle 1: Zusammenfassung.....	6
Tabelle 2: WP-DEMO-Anlageninformationen.....	13
Tabelle 3: Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW.....	14
Tabelle 4: Weibull-Verteilung	18
Tabelle 5: Leistungsanalyse WP-XXX jährliche geschätzte Produktion (AEP) mit und ohne Nachlaufeffekt P50	27
Tabelle 6: Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion P50.....	28
Tabelle 7: Leistungskurve Enercon E-175 6 MW.....	35
Tabelle 8: Enercon E-175 EP5 6 MW geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50.....	36
Tabelle 9: Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW.....	38
Tabelle 10: Vestas V172-7,2 MW – geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50	39
Tabelle 11: Leistungskurve Enercon E-175 EP5 7 MW	41
Tabelle 12: Enercon E-175 EP5 7 MW – geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50.....	42
Tabelle 13: Fazit aller Untersuchungen P50.....	44

1. Potenzialanalyse als Identifikator für einen Business Case

Dieses Dokument enthält eine Potenzialanalyse für die Windparkanlage DEMO. Die Anlage befindet sich derzeit in der Planungsphase und ist noch nicht gebaut. Die Simulationen umfassen P90-, P75- und P50-Werte sowie geschätzte Energieerzeugungsdaten auf Jahres-, Quartals- und Monatsbasis. Die Daten werden in Tabellen, Abbildungen und als Datensatz bereitgestellt. Außerdem konzentriert sich diese Simulation hauptsächlich auf das Turbinenmodell X. Im Bericht werden wir dieses Modell ändern und einige andere Turbinentypen simulieren, um einen besseren Überblick über den Business Case zu erhalten. Weiter hinten in diesem Dokument gibt es auch ein ganzes Kapitel über die Wetterdaten, einschließlich Windgeschwindigkeiten und anderer Merkmale.

Wie in Kapitel 4 beschrieben, erwarten wir nach der eingehenden Analyse von WP-DEMO, dass der Windpark im **P50 23,92 M. kWh**, im **P75 23,02 M. kWh** und im **P90 22,30 M. kWh pro Jahr** produzieren kann. Dies führt zu einer Gesamtproduktion von **(P50) 122.383.853,9 kWh pro Jahr**.

In der Nabenhöhe (172 m) beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit **7,18 m/s**.

Die folgende Windenergiepotenzialanalyse dient zur Bewertung des möglichen Energiepotenzials eines bestimmten Gebiets oder einer Region für die Nutzung von Windenergie. Dabei werden mehrere Faktoren berücksichtigt, um zu ermitteln, wie viel Energie durch Windkraftanlagen auf wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Weise erzeugt werden könnte. Im Folgenden sind die wichtigsten Schritte und Faktoren bei der Durchführung einer Windenergiepotenzialanalyse aufgeführt.

Turbinentyp	Jährlich geschätzte Energieerzeugung [kWh]	Nabenhöhe [m]
P50 Vestas V172-7,2 MW	122.383.853,90 kWh	172
P75 Vestas V172-7,2 MW	117.491.319,42 kWh	172 m
P90 Vestas V172-7,2 MW	113.778.022,23 kWh	172 m
Alternative Turbinen:		
Vestas V172-7,2 MW	127.588.573,77 kWh	199 m
Enercon E-175 EP5 6 MW	113.222.567,70 kWh	162 m
Enercon E-175 EP5 7 MW	122.135.203,54 kWh	175 m

Tabelle 1: Zusammenfassung

1.1. Windressourcenanalyse

- Windgeschwindigkeit und -richtung: Die Windgeschwindigkeit und -richtung sind entscheidend für die Bestimmung des Windpotenzials. Höhere Windgeschwindigkeiten, insbesondere über 5-6 m/s, sind für Windkraftanlagen gut geeignet.
- Winddaten: Langfristige Winddaten (NAECO Blue AI-Weather, mehr als 10 Jahre historische Informationen aus verschiedenen Quellen, abgestimmt auf diesen spezifischen Standort), die so genau wie möglich sind, werden analysiert, um die durchschnittlichen Windverhältnisse und saisonalen Schwankungen zu verstehen.
- Modellierung und Simulationen: Mit Hilfe von Computermodellen und KI-Algorithmen (z. B. NAECO Blue Digital Twin) können die Windverhältnisse für bestimmte Standorte detailliert modelliert werden, auch wenn keine Messungen vor Ort vorgenommen werden.

1.2. Topografie und Geländeanalyse

- Geländebeschaffenheit: Berge, Hügel oder Täler haben einen erheblichen Einfluss auf die Windverteilung. Ein offenes, flaches Gelände ohne Hindernisse (z. B. hohe Bäume oder Gebäude) begünstigt stabile Windverhältnisse.
- Hindernisse: Wälder, Gebäude und andere Hindernisse können die Windgeschwindigkeit verringern und Turbulenzen verursachen, was sich negativ auf die Effizienz von Windkraftanlagen auswirkt.
- Standortbedingungen: Zu den geeigneten Standortbedingungen zählen nicht nur gute Windverhältnisse, sondern auch die Anbindung an die Infrastruktur wie Straßen und Stromnetze.

1.3. Landpotenzial und rechtliche Rahmenbedingungen

- Flächennutzungsplanung: Die Flächen, die für Windenergie genutzt werden können, werden oft durch regionale Planung und Gesetzgebung festgelegt. In Deutschland werden beispielsweise häufig Konzentrationszonen für Windkraftanlagen ausgewiesen.
- Schutzgebiete und Abstandsregelungen: Schutzgebiete (z. B. für den Naturschutz) oder gesetzliche Abstandsregelungen zu Wohngebieten und Infrastrukturen schränken häufig das verfügbare Flächenpotenzial ein.
- Genehmigungsverfahren: Es sind lokale Genehmigungsverfahren zu beachten, die Anforderungen an Lärm- und Schattenwurfprüfungen sowie Umweltverträglichkeitsprüfungen umfassen.

1.4. Technologisches Potenzial

- ⌚ Auswahl des Windkraftanlagenmodells: Verschiedene Windkraftanlagentypen haben unterschiedliche Anforderungen und Leistungspotenziale. Moderne Anlagen mit größeren Rotoren können auch bei geringeren Windgeschwindigkeiten effizient arbeiten.
- ⌚ Höhenpotenzial: Die Höhe der Windkraftanlagen ist ein entscheidender Faktor, da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe zunimmt. Türme mit einer Nabenhöhe von 100 bis 150 Metern sind in der Regel ideal, um höhere Windgeschwindigkeiten zu nutzen.

1.5. Wirtschaftliche Faktoren

- ⌚ Energieertrag und Rentabilität: Der potenzielle Energieertrag wird anhand von Winddaten, den Standortbedingungen und den ausgewählten Turbinen berechnet. Dies hilft bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Standorts.
- ⌚ Investitions- und Betriebskosten: Die Kosten für den Bau, den Betrieb und die Wartung der Anlagen müssen mit dem erwarteten Energieertrag verglichen werden.
- ⌚ Förderprogramme und Einspeisevergütungen: Förderungen (z. B. EEG in Deutschland) und Einspeisevergütungen haben einen großen Einfluss auf die Rentabilität von Projekten.

1.6. Umwelt- und soziale Faktoren

- ⌚ Naturschutz und Artenschutz: Die Auswirkungen auf Vögel, Fledermäuse und andere Tiere werden in der Regel durch Gutachten untersucht und nachgewiesen.
- ⌚ Lärm- und Schattenwurf: Die potenziellen Lärm- und Schattenauswirkungen von Windkraftanlagen auf benachbarte Gebiete müssen berücksichtigt und gegebenenfalls durch Abstandsregelungen minimiert werden.
- ⌚ Öffentliche Akzeptanz: Die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung und ein transparenter Planungsprozess können einen starken Einfluss auf den Erfolg von Windprojekten haben.

2. Künstliche Intelligenz bei NAECO Blue

Mit der KI von NAECO Blue erzielen Sie beste Ergebnisse für präzise und standortspezifische Vor- und Rückprognosen.

Für das Lernen des KI-Modells werden nach der Datenanalyse die Leistungsdaten mit mehreren anderen relevanten Merkmalen kombiniert, um die Daten für das Modelltraining vorzubereiten. Alle diese Merkmale werden dann korreliert, um die Bedeutung der Merkmale und die Berücksichtigung der Merkmale für das Modelltraining zu ermitteln.

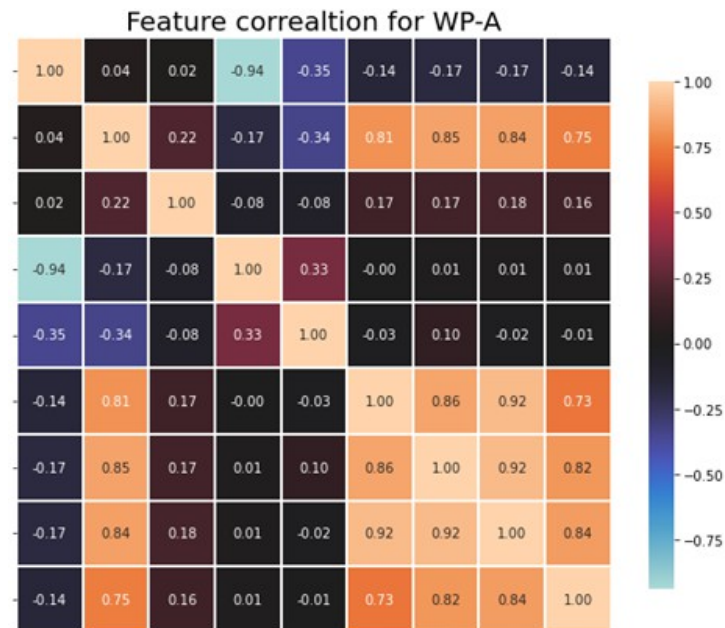


Abbildung 1: Merkmalskorrelation für einen typischen Windpark*

*Diese Korrelationsmatrix ist eine Demo. Die Korrelationsmatrix der gewünschten Solaranlage wird später gezeigt.

2.1. Modelltraining

Das Training eines KI-Modells ist der Prozess, bei dem einem künstlichen Intelligenzsystem beigebracht wird, auf der Grundlage von Daten genaue Vorhersagen oder Entscheidungen zu treffen. Dabei werden große Datensätze in Algorithmen für maschinelles Lernen eingespeist, sodass das Modell Muster, Zusammenhänge und Erkenntnisse aus den Daten lernen kann.

Wichtige Schritte beim KI-Modelltraining:

1. **Datenerfassung:** Sammeln relevanter und hochwertiger Daten, aus denen das Modell lernen kann.
2. **Datenvorverarbeitung:** Bereinigung und Organisation der Daten, um sicherzustellen, dass sie in einem verwendbaren Format vorliegen.
3. **Modellauswahl:** Auswahl des geeigneten Algorithmus oder der geeigneten Architektur für die Aufgabe.
4. **Training:** Ausführen des Algorithmus auf den Daten, um daraus zu lernen, oft verbunden mit der Anpassung von Parametern, um Fehler zu minimieren.
5. **Bewertung:** Testen des Modells anhand unbekannter Daten, um dessen Genauigkeit und Generalisierbarkeit zu beurteilen.
6. **Optimierung:** Feinabstimmung des Modells zur Leistungsverbesserung auf Grundlage der Bewertungsergebnisse.

Durch iteratives Training und Optimierung werden KI-Modelle in Aufgaben wie Bilderkennung, natürliche Sprachverarbeitung und prädiktive Analysen immer besser und ermöglichen so transformative Anwendungen in verschiedenen Branchen.

Nach einer gründlichen Feature- und Datenaufbereitung werden die Daten für das Training eines Modells vorbereitet und finalisiert. Das Modell wird dann trainiert, nach den ersten Ergebnissen optimiert, erneut trainiert und für beste Berechnungen hinsichtlich minimaler Fehler und maximaler Leistung optimiert. Für die Fehlerberechnung werden viele Leistungskennzahlen berücksichtigt, wie z. B. der mittlere absolute Fehler (MAE), der mittlere quadratische Fehler (MSE), der mittlere quadratische Fehler (RMSE), die erklärte Varianz, der maximale Fehler, die Abweichung in Prozent und der normalisierte mittlere quadratische Fehler (NRMSE). Von allen wichtigen Leistungskennzahlen sind MAE, RMSE und die Abweichung in Prozent für eine bessere Bewertung am wichtigsten.

2.2. Modelloptimierung

Die Optimierung von KI-Modellen ist der Prozess der Optimierung eines bereits trainierten maschinellen Lernmodells, um die bestmögliche Leistung zu erzielen. Dies umfasst die Feinabstimmung von Hyperparametern, die Anpassung der Modellarchitektur und den Einsatz verschiedener Techniken zur Verbesserung der Genauigkeit, Effizienz und Generalisierung.

Wichtige Schritte bei der Feinabstimmung von KI-Modellen:

1. **Hyperparameter-Optimierung:** Anpassen von Einstellungen wie Lernrate, Batchgröße und Anzahl der Schichten, um die optimale Konfiguration zu finden.
2. **Kreuzvalidierung:** Verwendung von Techniken wie k-facher Kreuzvalidierung, um die Modellleistung über verschiedene Teilmengen der Daten hinweg zu bewerten und eine robuste Bewertung sicherzustellen.
3. **Regularisierung:** Anwendung von Methoden wie L1- oder L2-Regularisierung, um Überanpassung zu verhindern und die Modellgeneralisierung zu verbessern.
4. **Feature-Auswahl:** Identifizierung und Nutzung der relevantesten Features zur Verbesserung der Modelleffizienz und -genauigkeit.
5. **Ensemble-Methoden:** Kombination mehrerer Modelle, um deren Stärken zu nutzen und eine bessere Gesamtleistung zu erzielen.
6. **Lernratenpläne:** Dynamische Anpassung der Lernrate während des Trainings, um den Lernprozess des Modells zu optimieren.

Durch sorgfältige Feinabstimmung können KI-Modelle überragende Ergebnisse liefern, wodurch sie für reale Anwendungen zuverlässiger und effektiver werden. Dieser entscheidende Schritt verwandelt gute Modelle in außergewöhnliche Modelle und stellt sicher, dass sie in vielfältigen und dynamischen Umgebungen optimal funktionieren.

2.3. Modelloptimierung

Modelloptimierung bezeichnet den Prozess der Verbesserung der Leistung, Effizienz oder anderer wünschenswerter Eigenschaften eines maschinellen Lernmodells. Dieser Prozess umfasst in der Regel verschiedene Techniken, die darauf abzielen, einen oder mehrere Aspekte des Modells zu verbessern, wie z. B. Genauigkeit, Geschwindigkeit, Speicherverbrauch oder Interpretierbarkeit. Hier sind einige gängige Strategien zur Modelloptimierung:

1. **Hyperparameter-Optimierung:** Anpassung der Hyperparameter des Modells, um die optimale Konfiguration zu finden. Dies kann manuell oder durch automatisierte Techniken wie Grid-Suche, Zufallssuche oder Bayes'sche Optimierung erfolgen.
2. **Feature Engineering:** Auswahl, Transformation oder Erstellung neuer Features aus den Rohdaten, um die Modellleistung zu verbessern. Feature Engineering kann Techniken wie Dimensionsreduktion, Feature-Skalierung oder die Kodierung kategorialer Variablen umfassen.
3. **Regularisierung:** Einführung von Strafen für Modellparameter, um Überanpassung zu verhindern und die Generalisierung zu verbessern. Gängige Regularisierungstechniken sind L1- und L2-Regularisierung, Dropout und Early Stopping.
4. **Modellauswahl:** Auswahl der geeigneten Modellarchitektur oder des geeigneten Algorithmus für die jeweilige Aufgabe. Dies kann den Vergleich verschiedener Modelltypen (z. B. Entscheidungsbäume, neuronale Netze, Support-Vektor-Maschinen) und die Auswahl des Modells umfassen, das den Daten und Anforderungen am besten entspricht.

3. WP-DEMO-Asset-Untersuchung

3.1. Anlageninformationen



Abbildung 2: WP-DEMO-Planungsgebiet



Abbildung 3: Von WP-DEMO bereitgestellte Zeichnungen

	Anlagenbezeichnung	Windpark XXX
	Turbinentyp	5 x Vestas V172-7.2
	Nabenkörperhöhe	172
	Blattdurchmesser	172 m
	Installierte Leistung (geplant)	36 MW
	Bauzeit	In Planung
	Daten verfügbar ab	
	Daten verfügbar bis	
	Adresse	XXX, Deutschland
	Breitengrad, Längengrad	51.5XX, 13.7XX

Tabelle 2: WP-DEMO-Anlageninformationen

Die vom Hersteller einer V172-7,2 MW angegebene und bereitgestellte Leistungskurve lautet wie folgt:

Vestas V172-7,2 MW		Luftdichte [kg/m³]
PO7200-Modus		1,225
Windgeschwindigkeitsschwankung [m/s]	Leistung in [kW]	
0	0	
0,5	0	
1,0	0	
1,5	0	
2,0	0	
2,5	0	
3,0	32	
3,5	129	
4,0	288	
4,5	481	
5,0	715	
5,5	99	
6,0	1340	
6,5	1739	
7,0	2203	
7,5	2729	
8,0	3324	
8,5	3986	
9,0	4685	
9,5	5314	
10,0	5904	
10,5	6441	
11,0	6854	

11,5	7078
12,0	7160
12,5	7195
13,0	7200
13,5	7200
14,0	7200
14,5	7200
15,0	7200
15,5	7200
16,0	7200
16,5	7200
17,0	7200
17,5	7194
18,0	7124
18,5	6959
19,0	6789
19,5	6630
20,0	6472
20,5	6262
21,0	5946
21,5	5538
22,0	5069
22,5	4597
23,0	4121
23,5	3636
24,0	3169
24,5	2718
25,0	232

Tabelle 3: Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW

3.2. Typisches meteorologisches Jahr

Ein typisches meteorologisches Jahr (TMY) ist ein Datensatz, der das durchschnittliche Wetter eines bestimmten Ortes über ein Jahr hinweg darstellt. Dieser Datensatz wird aus mehreren Jahren tatsächlicher Wetterdaten zusammengestellt und repräsentiert typische meteorologische Bedingungen, die sich besonders für Simulationen und Energieanalysen eignen. In der Windenergie und Photovoltaik wird das TMY verwendet, um die Leistung von Turbinen und den Energieertrag über ein Jahr hinweg realistisch und konsistent zu simulieren.

Merkmale des TMY:

- ☉ Auswahl charakteristischer Monate: Der TMY-Datensatz enthält in der Regel Daten für 12 Monate, die aus einer viel längeren Datenreihe von 5 bis 10 Jahren ausgewählt werden. Jeder Monat im TMY ist repräsentativ für die durchschnittlichen Bedingungen dieses Monats über den gesamten Zeitraum.
- ☉ Wichtige Parameter: Ein TMY-Datensatz umfasst in der Regel meteorologische Parameter wie Sonneneinstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftdruck, Luftfeuchtigkeit und manchmal Niederschlag.
- ☉ Zeitrahmen: Die Daten in TMY sind in stündlicher Auflösung angeordnet, was sie besonders wertvoll für Energiesimulationen macht, bei denen eine detaillierte Historie der Wetterbedingungen erforderlich ist.

In dieser Analyse haben wir die jährliche Energieproduktion einer einzelnen Windkraftanlage in XXX anhand von Szenarien berechnet, die auf Daten eines typischen meteorologischen Jahres basieren. Die TMY-Daten wurden aus stündlichen Wetterdatensätzen von 2016 bis zu den letzten Monaten des Jahres 2024 erstellt und liefern ein repräsentatives Langzeitbild der Windverhältnisse an diesem Standort. Für jedes Szenario wurde die theoretische Leistungsabgabe berechnet und aggregiert, um die Jahresproduktion zu schätzen.

3.3. Weibull-Verteilung nach Abschnitten für die WP

Dieser Bericht enthält eine umfassende Bewertung des Windenergiepotenzials für * auf der Grundlage von Winddaten aus 5 bis 20 Jahren (NEUER Europäischer Windatlas, mehrere andere Wettermodelle und NAECO Blue Weather AI). Die Studie umfasst:

- ☉ **Richtungswindverteilung** (Windrose)
- ☉ **Weibull-Statistik** der Windgeschwindigkeiten
- ☉ **Sektorspezifische Weibull-Parameter (k , c)** und Häufigkeitsverteilungen

Die Analyse zielt darauf ab:

1. Quantifizierung der Windgeschwindigkeitsverteilung über 12 Richtungssektoren (jeweils 30°)

2. Ermittlung der Weibull-Parameter (k , c) für jeden Sektor. Dabei gibt der Formparameter (k) die Windgeschwindigkeitsvariabilität an. Und der Skalenparameter (c) die charakteristische Windgeschwindigkeit darstellt.
3. Bewertung der sektoralen Dominanz für die Optimierung der Windkraftanlagenstandorte

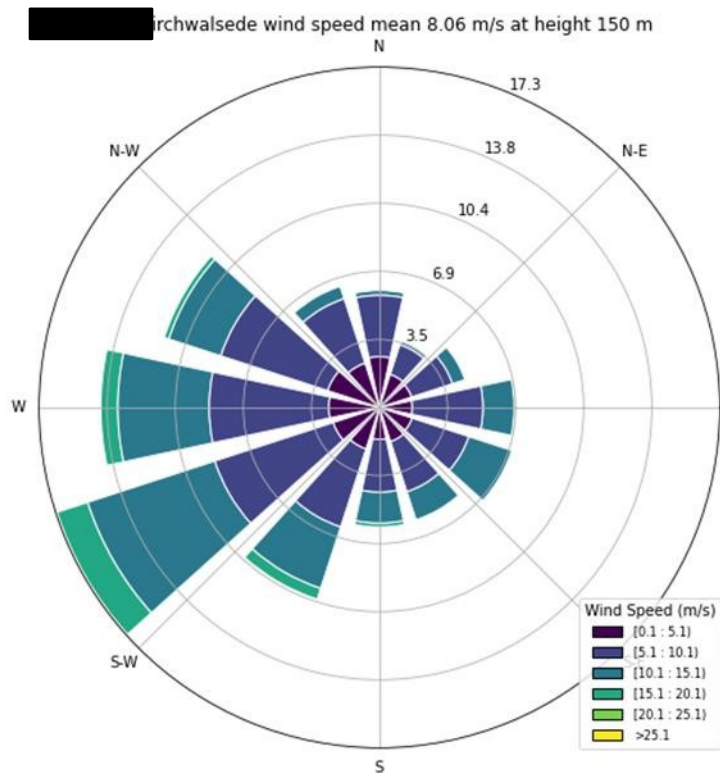


Abbildung 4: Mittlere Windgeschwindigkeit WP X

3.3.1. Winduntersuchung pro Monat

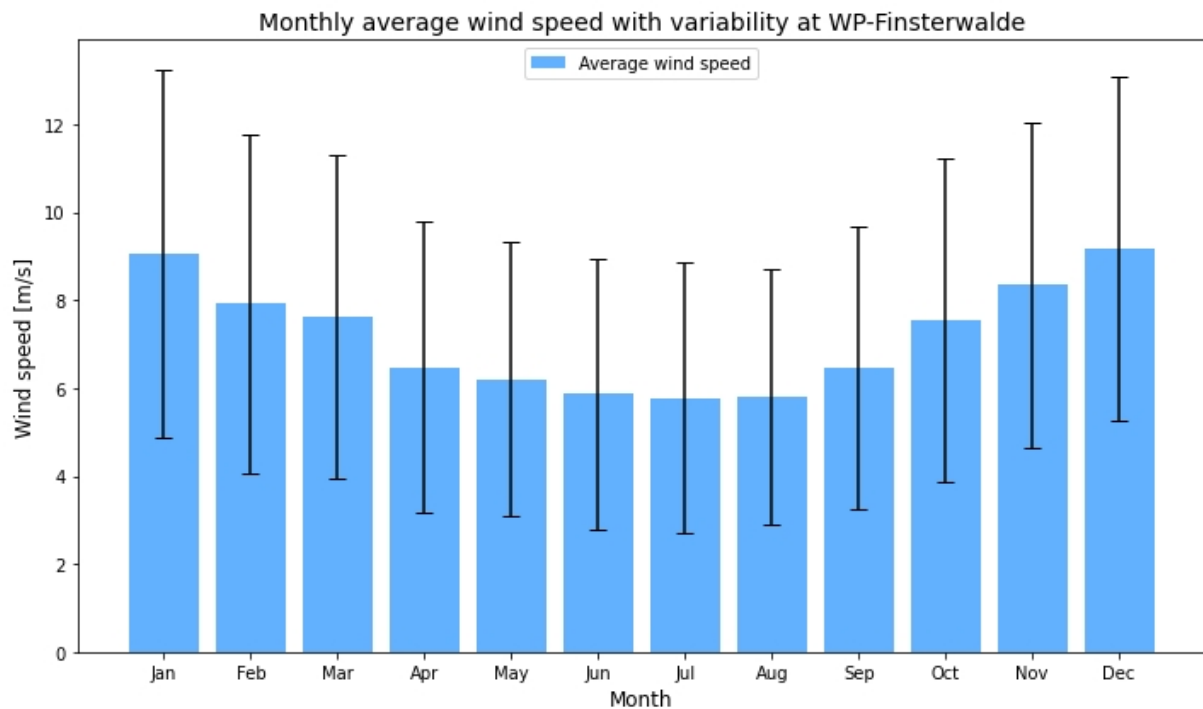


Abbildung 5: Monatliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit WP-XXX

3.3.2. Windgeschwindigkeitsuntersuchungen

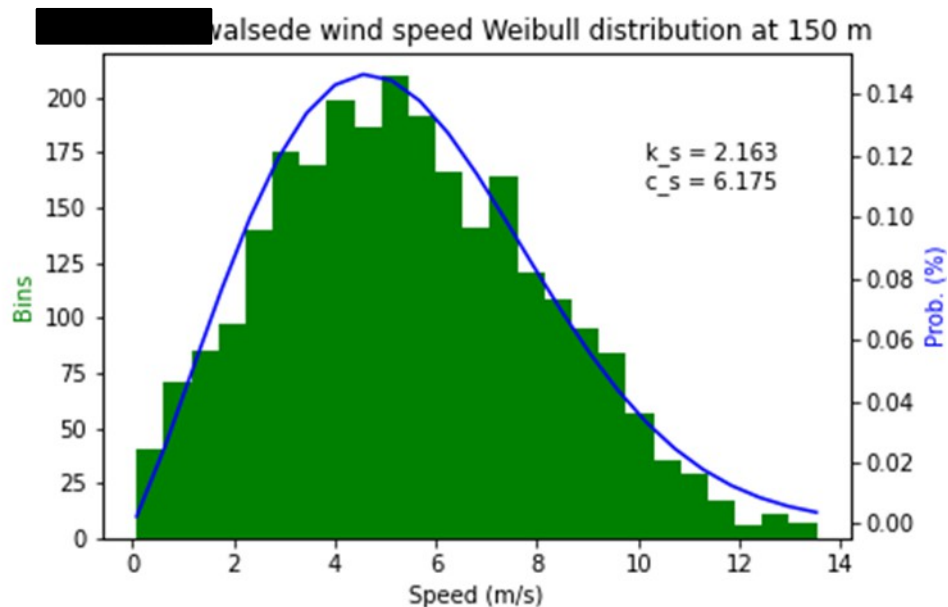


Abbildung 6: Windgeschwindigkeit Weibull-Verteilung 150 m

Von (Grad)	Bis (Grad)	Mittlere Windgeschwindigkeit (m/s)	k	a	Prozentualer Anteil (%)
1	30	5,468174302	2,162906226	6,174518122	3,718913986

31	60	5,702135655	1,994814447	6,433860849	3,844398814
61	90	7,225817442	2,314765613	8,155709189	6,024697696
91	120	7,981014674	2,527469685	8,992598991	7,318047
121	150	7,553594574	2,30814224	8,525968657	6,875998175
151	180	7,544699379	2,110787606	8,518673808	5,802247319
181	210	8,180751544	2,171403274	9,237485593	7,955452886
211	240	9,503267263	2,499494451	10,71081029	14,24395391
241	270	9,623491917	2,537618935	10,84211447	17,64487794
271	300	8,204001273	2,256068966	9,262220841	11,55743783
301	330	7,190096015	2,368347384	8,112699449	10,15286334
331	360	5,72523842	2,175133678	6,464778528	4,86111111

Tabelle 4: Weibull-Verteilung

3.4. Topografie und Gelände

Der geplante Windpark befindet sich in einem kleinen Höhengebiet und ist mit einzelnen Windkraftanlagen an der Ostflanke in einem bewaldeten Gebiet geplant. Der Wald erstreckt sich über das gesamte Planungsgebiet und kann hier thermische Effekte bieten. Die topografische Untersuchung zeigt, dass sich östlich des Standorts ein Gebiet befindet, das durchschnittlich 20 bis 50 m über dem Gebiet liegt, in dem der Windpark errichtet werden soll. Diese Erhebung kann den Windfluss in nordnordöstlicher bis südöstlicher Richtung beeinflussen. Im Westen gibt es einzelne kleinere Erhebungen, die durchschnittlich 20 bis 30 m über dem Niveau des Windparks liegen. Diese können ebenfalls geringfügige negative Auswirkungen auf einzelne Windrichtungen haben, aber der Wind hat in dieser Höhe genügend Ausweichmöglichkeiten, um diese Erhebungen zu überwinden. Darüber hinaus verläuft von NOW-SSO durch das Planungsgebiet eine leichte Senke, die insbesondere bei W- und NW-Winden zu Fokussierungseffekten und damit zu überdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten an diesem Standort führen kann.

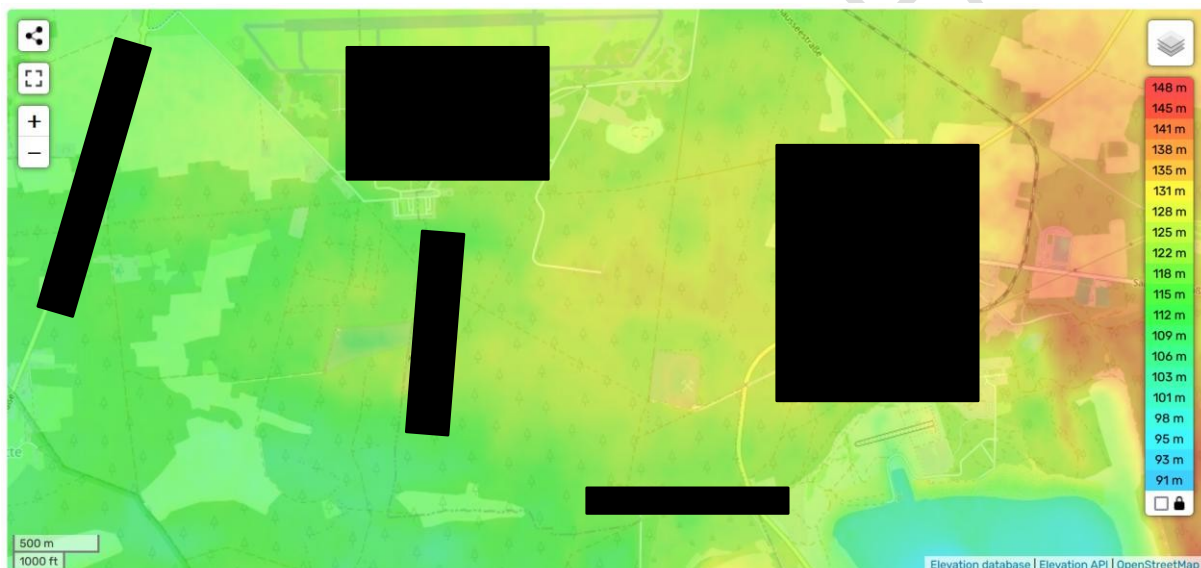


Abbildung 7: Topografie XXX Maßstab 500 m

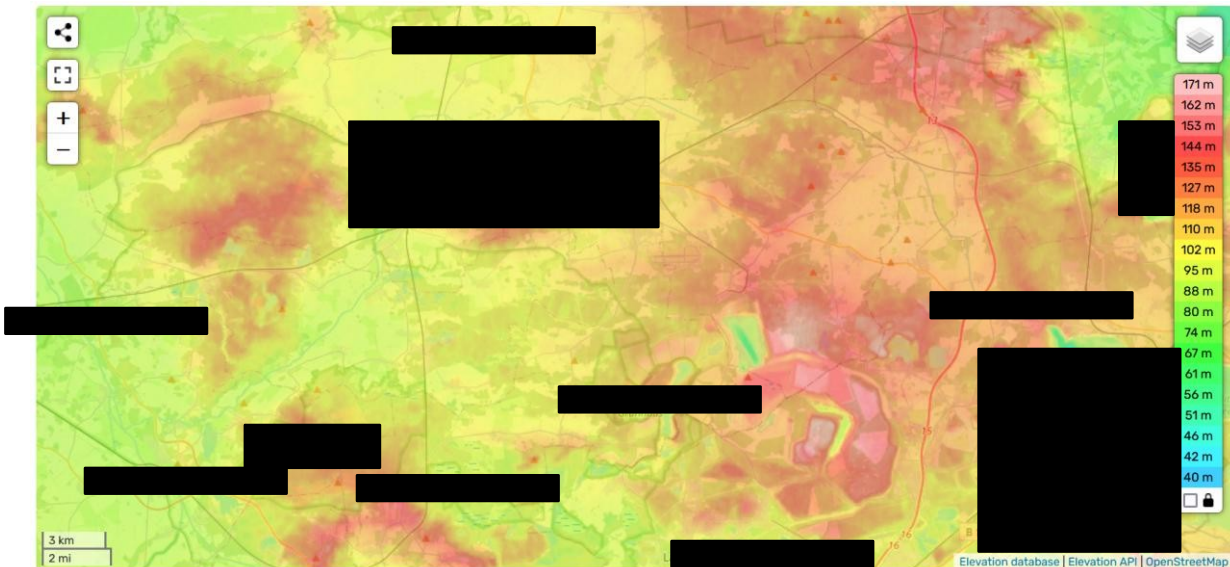


Abbildung 8: Topografie XXX Maßstab 3000 m

3.5. Ansatz der Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse von NAECO Blue ist in mehrere Schritte unterteilt. Wie im vorigen Kapitel besteht der erste Schritt darin, die Wetterdaten für den spezifischen Standort zu erstellen. Im nächsten Kapitel werden diese Daten auf den geplanten Windpark angewendet. Zunächst wird eine konservative Untergrenze entwickelt, damit der Planer sicher sein kann, dass diese Erzeugung auf der Grundlage der Wetterdaten auch tatsächlich eintreten wird. Im nächsten Schritt werden die Wetterphänomene und verschiedene andere Merkmale sowie das Verhalten der geplanten Windkraftanlage angepasst und berücksichtigt. Das Gelände und der sogenannte Nachlauf-Effekt werden ebenfalls berechnet und in die Simulation integriert. In der Vorstudie werden diese Faktoren nur als Worst-Case-Szenario verwendet.

Im Folgenden möchten wir Alternativen zum ausgewählten Turbinenmodell aufzeigen und denselben Windpark mit anderen Turbinentypen simulieren. Dabei ändern wir insbesondere die Turmhöhe und den Durchmesser. Ein weiterer sehr wichtiger Faktor ist die Leistungskurve. Einige Turbinen erreichen ihre Volllast früher und eignen sich daher besonders für Standorte mit leicht unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten. Diese Untersuchung der anderen Modelle basiert auf denselben meteorologischen Daten und wird nach dem gleichen Verfahren simuliert. Die geplante Windparkanordnung wird nicht verändert.

Im Anschluss an die Simulation werden die Perzentile erstellt und die geschätzte Erzeugung des Windparks auf Jahres-, Quartals- und Monatsbasis dargestellt. Außerdem wird eine Schätzung der möglichen Unsicherheiten und Verluste vorgenommen.

3.5.1. Perzentile

Ein Perzentil (auch Perzentilrang genannt) ist ein Anteil einer Verteilung. Die Verteilung wird in 100 gleich große Einheiten unterteilt. Das Perzentil eines Messwertes gibt Auskunft darüber, welcher Anteil der Verteilung über oder unter diesem Messwert liegt. Betrachtet man beispielsweise das 95. Perzentil, bedeutet dies, dass 95 % der Messwerte kleiner oder gleich dem Messwert des 95. Perzentils sind.

In der Potenzialanalyse werden verschiedene Perzentile berechnet, um die erwartete Erzeugung besser einschätzen zu können. Dazu gehören die simulierten Perzentile P50 (Median), P75 (Quartil) und P90 (Dezile). Für ein besseres Risikomanagement bilden die Perzentile die Grundlage für die Gewinnung von Informationen für das Risikomanagement. Im Voraus geben die Perzentile einen detaillierten Ausblick auf die geschätzte Energie und die Wahrscheinlichkeit, dass diese eintritt.

In der Welt der Finanzierung einer Solaranlage und der Berechnung eines Business Case werden die Perzentile wie folgt interpretiert. Ein P90-Perzentil bedeutet, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % die geschätzte Jahresproduktion von beispielsweise 10 M. kWh erreicht wird. Ein P10 bedeutet, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 % die erzeugte Energie höher sein wird als 90 % der möglichen reproduzierbaren Energie, beispielsweise 20 M. kWh. Der P90-kWh-Wert ist also immer kleiner als der P75-, P50- und P10-Perzentilwert. P1 würde bedeuten, dass die höchstmögliche geschätzte Energie mit einer Wahrscheinlichkeit von nur 1 % erzeugt wird. Aufgrund von Wetterunsicherheiten und lokalen Verlusten, Wartungsarbeiten und anderen Ausfallzeiten beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass dies nicht eintritt, 99 %.

3.5.2. Jährliche, vierteljährliche und monatliche geschätzte Energieproduktion

Der nächste Schritt zeigt die geschätzte jährliche, vierteljährliche und monatliche Erzeugung in kWh. Diese wird in der Regel im Winter höher eingeschätzt, da dann in der Regel mehr Wind weht als in den Sommermonaten. Dementsprechend ist eine Kurve mit den Maximalwerten zu Beginn und am Ende des Jahres und einem Minimum in den Sommermonaten zu erwarten. Diese geschätzte Erzeugung wird aus den ermittelten Wetterdaten gebildet, die ebenfalls mindestens stündlich aufgelöst und dann von der KI simuliert und abgebildet werden. Die generierten Daten werden in tabellarischer Form und in Grafiken dargestellt.

3.5.3. Nachlauf

Der Nachlauf in einem Windpark bezeichnet den Einfluss der Windströmung durch die Rotoren der Windkraftanlagen. Wenn Wind durch eine Turbine strömt, entzieht er dem Wind Energie, um Strom zu erzeugen. Der Wind hinter der Turbine wird langsamer, turbulenter und verliert an Energie – dieser Bereich wird als „Schatten“ oder Nachlauf bezeichnet.

Hauptmerkmale des Nachlauseffekts:

- ⌚ Geschwindigkeitsreduzierung: Der Wind ist hinter der Turbine langsamer, da die Rotorblätter dem Wind Energie entziehen.
- ⌚ Turbulenzen: Im Nachlauf treten Turbulenzen und Schwankungen auf, die die Effizienz und Auslastung der nachgeschalteten Windkraftanlagen beeinträchtigen können.
- ⌚ Reichweite: Der Nachlauf kann sich über mehrere hundert Meter erstrecken und hängt von Faktoren wie Windgeschwindigkeit, Turbinenhöhe und Wetterbedingungen ab.
- ⌚ Beeinflussung der Effizienz: In einem Windpark können die Turbinen, die sich im Windschatten anderer befinden, weniger Energie produzieren, da der Wind weniger Energie mit sich führt. Dies wird als Parkeffekt bezeichnet.

Minimierung des Nachlaufs:

Um den Nachlauf zu reduzieren, werden Windparks so angelegt, dass die Turbinen in ausreichendem Abstand zueinander stehen. In der Regel beträgt dieser Abstand etwa das 7- bis 10-fache des Rotordurchmessers in Windrichtung. Software-gestützte Layoutplanung und moderne Turbinentechnologien tragen ebenfalls dazu bei, die negativen Auswirkungen zu reduzieren.

3.5.4. Leistungskurve

Die Leistungskurve einer Windkraftanlage beschreibt das Verhältnis zwischen der Windgeschwindigkeit und der von der Anlage erzeugten elektrischen Leistung. Sie ist eine grafische Darstellung, die zeigt, wie viel Energie eine Windkraftanlage bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten erzeugt. Diese Kurve ist ein wichtiges Hilfsmittel zur Beurteilung der Effizienz und des Energieertrags einer Anlage.

Merkmale der Leistungskurve:

- ① **Anlaufgeschwindigkeit (Einschaltwindgeschwindigkeit):** Die minimale Windgeschwindigkeit, bei der die Windkraftanlage mit der Stromerzeugung beginnt. Diese liegt in der Regel zwischen 3 und 5 m/s.
- ② **Nennleistung:** Die maximale elektrische Leistung, die die Turbine erreichen kann. Sie wird bei einer bestimmten Nennwindgeschwindigkeit erreicht, die häufig im Bereich von 12 bis 15 m/s liegt. Oberhalb dieser Geschwindigkeit bleibt die Leistung konstant.
- ③ **Abschaltwindgeschwindigkeit:** Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten (z. B. ab 25 m/s) schaltet sich die Turbine aus Sicherheitsgründen ab, um Schäden zu vermeiden. Dies geschieht durch die Verstellung der Rotorblätter (Pitchregelung).
- ④ **Leistungsanstieg:** Zwischen der Anlaufgeschwindigkeit und der Nennwindgeschwindigkeit steigt die erzeugte Leistung exponentiell mit der Windgeschwindigkeit an, da die Windenergie proportional zur dritten Potenz der Geschwindigkeit zunimmt.
- ⑤ **Nennleistungsplateau:** Sobald die Nennleistung erreicht ist, bleibt sie konstant, da die Turbine keine Energie mehr erzeugt.

In den folgenden Kapiteln haben wir für jede Turbine eine eigene Leistungskurve erstellt, die den Nachlaufeffekt und andere lokale Wettereinflüsse berücksichtigt.

4. Potenzialanalyse der Vestas V172-7,2 MW Nabenhöhe: 172 m

Das folgende Kapitel beschreibt die detaillierte Potenzialanalyse von WP-DEMO anhand der bereitgestellten Informationen und des Turbinenmodells.

Die folgende Abbildung zeigt das Verhalten der Anlage über das meteorologische Referenzjahr. Insgesamt ist die Leistung der Anlage gut und entspricht den Erwartungen für diesen Standort.

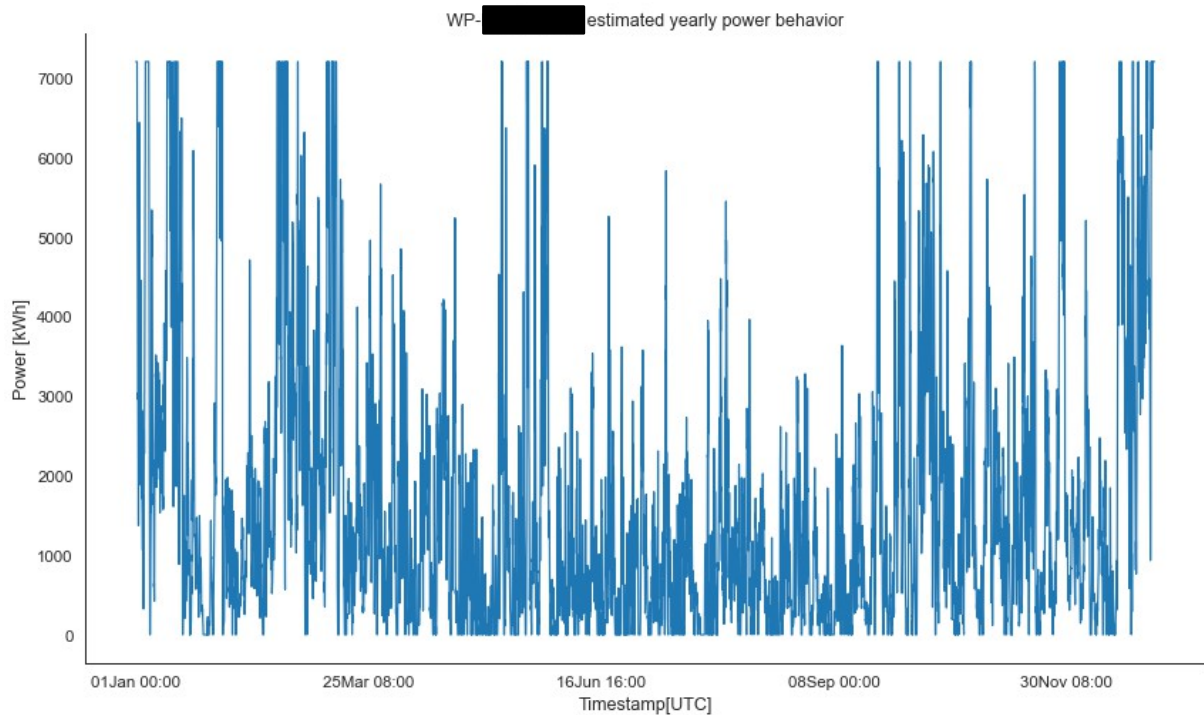


Abbildung 9: WP-XXX geschätztes jährliches Leistungsverhalten in einem typischen meteorologischen Jahr P50 für WEA0

4.1. Korrelationsmatrix für WP-XXX

Die folgende Abbildung zeigt die Korrelation zwischen einigen der verwendeten Merkmale, um die Auswirkungen der Wettermerkmale auf die Energieerzeugung besser zu verstehen.

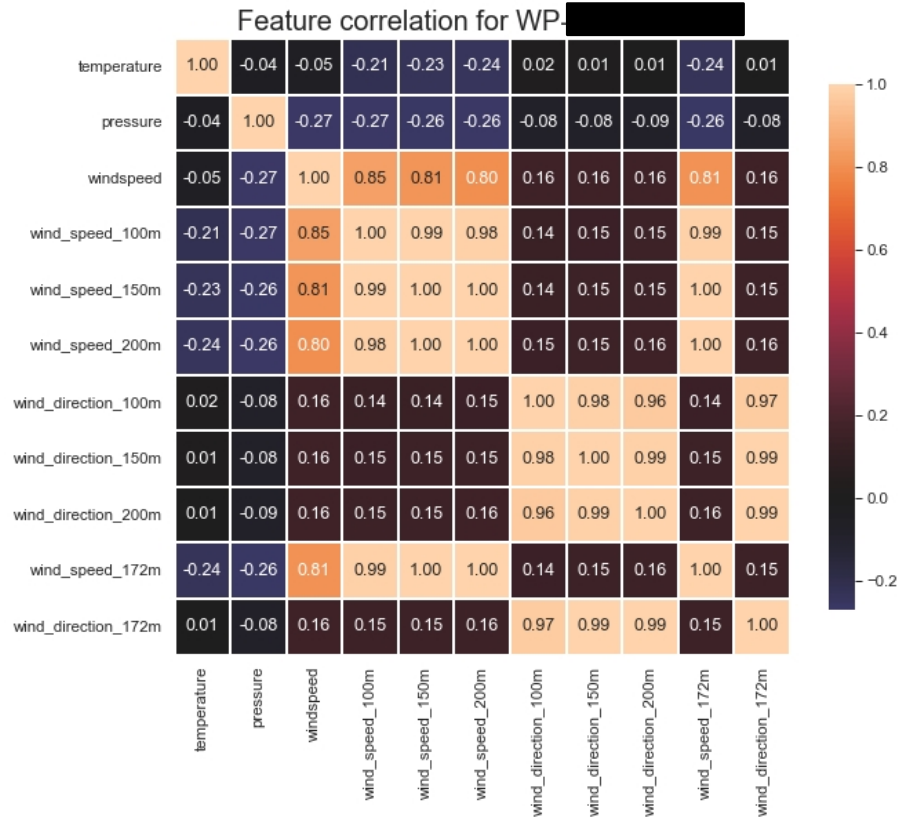


Abbildung 10: Korrelationsmatrix WP-XXX

4.2. Nachlaufeffekte WP-XXX

Der Nachlaufeffekt zeigt, wie Wettereinflüsse und Turbulenzen zu unterschiedlichen geschätzten Erzeugungsmengen innerhalb des Windparks führen. Die erste Abbildung unten zeigt die geschätzte Erzeugung ohne Berücksichtigung von Turbulenzen und Wettereinflüssen aufgrund der Geländebeschaffenheit. Die zweite Abbildung berücksichtigt Wetter und Turbulenzen, und es wird deutlich, dass die Turbinen im Nordosten weniger produzieren als die im Südwesten.

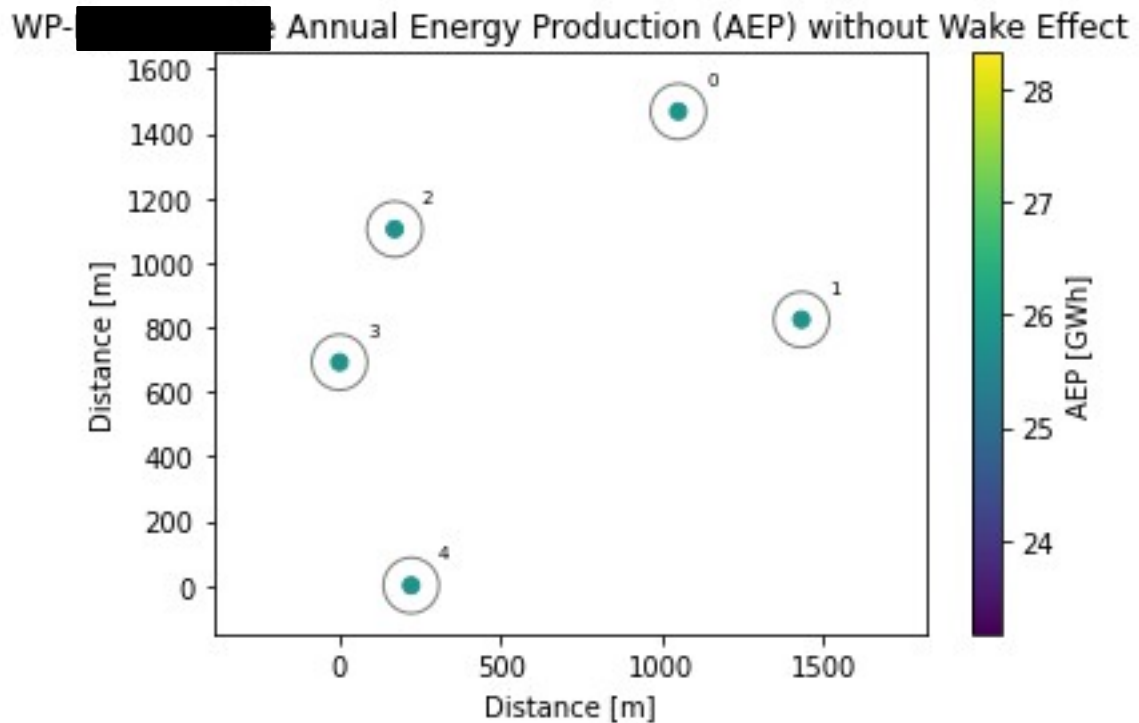


Abbildung 11: Jährliche geschätzte Energieerzeugung ohne Nachlaufeffekt P50

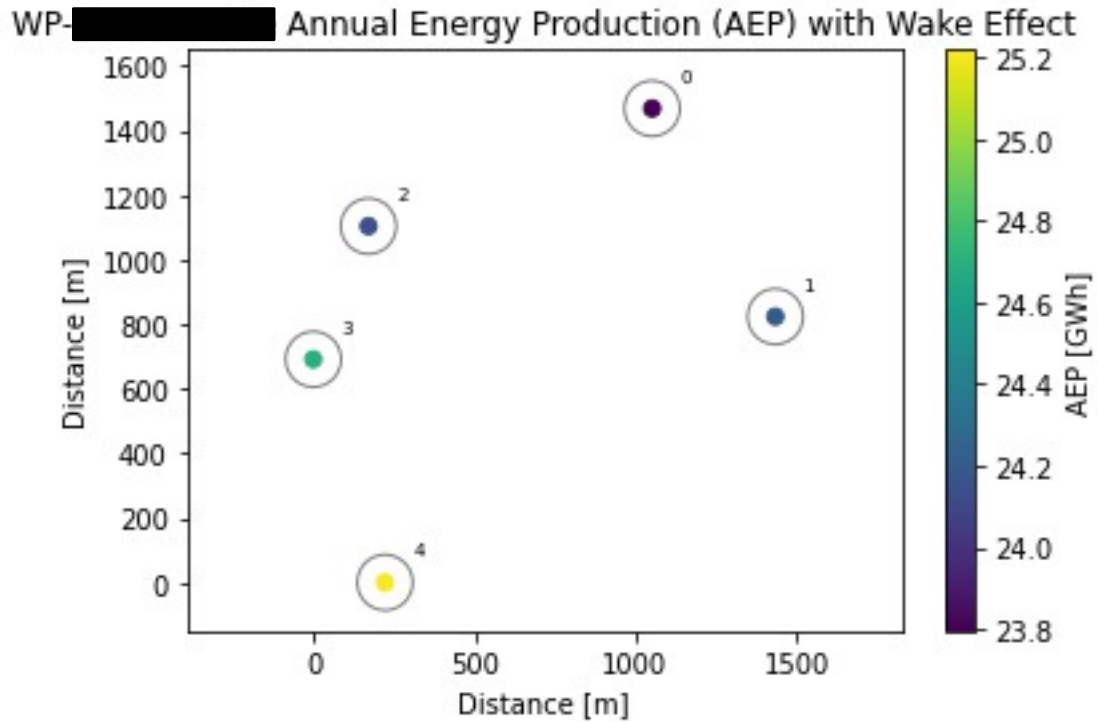


Abbildung 12: Jährliche geschätzte Energieproduktion mit Nachlaufeffekt P50

Übersicht über die verschiedenen geschätzten Jahresproduktionsmengen unter Berücksichtigung und ohne Berücksichtigung des Nachlaufeffekts:

AEP	WEA0	WEA1	WEA2	WEA3	WEA4
Kein Nachlaufeffekt [GWh]	25.643.919,09	25.643.919,09	25.643.919,09	25.643.919,09	25.643.919,09
Mit Nachwirkung Effekt [GWh]	23.918.012,92	23.964.633,84	24.623.855,48	24.695.890,83	25.181.460,86
Prozent [%]	6,7302746	6,5484735	3,97779921	3,69689305	1,8033835

Tabelle 5: Leistungsanalyse WP-XXX jährliche geschätzte Produktion (AEP) mit und ohne Nachlaufwirkung P50

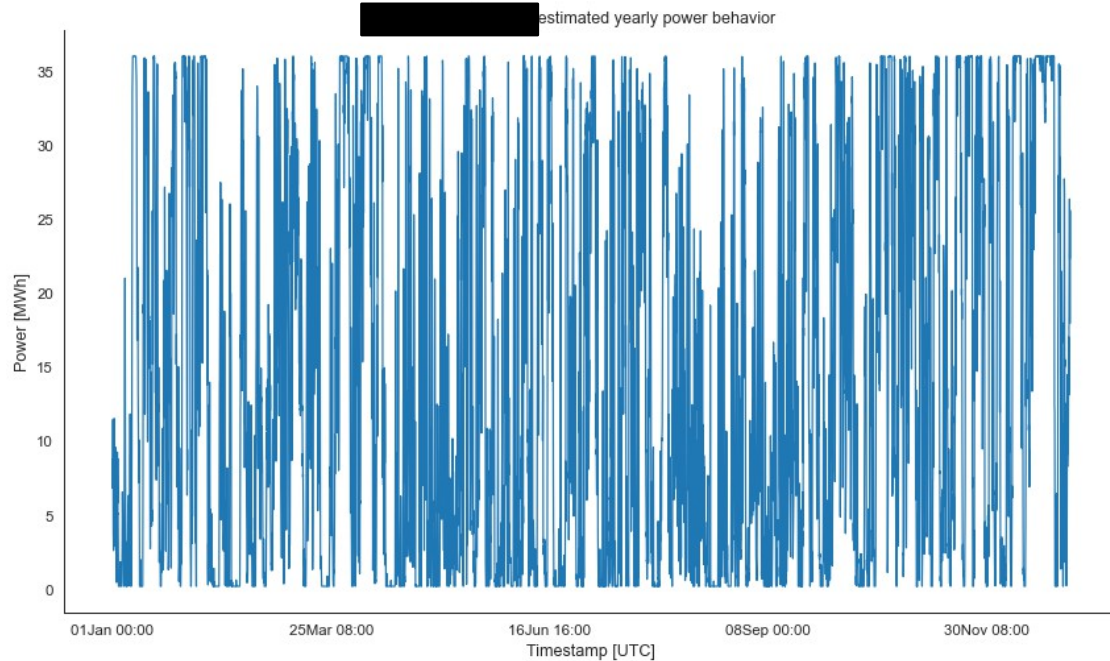


Abbildung 13: Jährliches Produktionsverhalten WP-XXX auf Anlagenebene

4.3. Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion

Monat	Summe der geschätzten Kraftwerksleistung [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA0 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA1 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA2 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA3 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA4 [kWh]
Jan	11.141.944,9	2.239.302,3	2	2.166.587,25	2.207.473,18	2.283.213,38
Feb	7.021.523,23	1.441.582,72	1.397.159,46	1.421.171,99	1.372.725,27	1.388.883,80
M	12.325.232,29	2.422.166,78	2.332.109,84	2.511.197,76	2.525.795,68	2.533.962,23
Apr	9.882.234,05	2.049.007,70	1.893.761,31	1.982.758,11	1.957.399,35	1.999.307,58
Mai	7.416.353,15	1.378.532,51	1.488.798,54	1.501.007,48	1.494.780,93	1.553.233,69
Jun	8.258.090,59	1.583.422,44	1.566.126,77	1.693.510,92	1.703.980,54	1.711.049,92
Jul	10.546.361,71	2.080.442,54	1.983.232,99	2.140.488,31	2.178.231,82	2.163.966,06
Aug	5.650.926,613	1.052.416,69	1.069.167,23	1.143.697,52	1.188.288,33	1.197.356,85
Sep	7.396.366,184	1.505.758,04	1.468.191,41	1.497.567,00	1.410.320,15	1.514.529,58
Okt	13.371.304,95	2.512.543,33	2.728.708,78	2.686.433,56	2.638.103,76	2.805.515,51
Nov	13.187.673,7	2.503.174,46	2.592.995,02	2.621.763,05	2.727.078,7	2.742.662,46
Dez	16.185.842,53	3.149.663,41	3.199.013,70	3.257.672,53	3.291.713,10	3.287.779,79
Q1	30.488.700,46	6.103.051,80	5.974.638,12	6.098.956,99	6.105.994,13	6.206.059,42
Q2	25.556.677,79	5.010.962,65	4.948.686,62	5.177.276,51	5.156.160,82	5.263.591,18
Q3	23.593.654,51	4.638.617,27	4.520.591,62	4.781.752,83	4.776.840,30	4.875.852,49
Q4	42.744.821,18	8.165.381,20	8.520.717,49	8.565.869,14	8.656.895,57	8.835.957,78
Jährlich						
P50	122.383.853,90	23.918.012,92	23.964.633,84	24.623.855,48	24.695.890,83	25.181.460,86
P75	117.491.319,42	23.139.611,10	23.164.044,68	23.280.257,17	23.690.097,23	24.217.309,24
P90	113.778.022,23	22.132.199,85	22.519.821,48	22.645.096,27	22.997.095,22	23.483.809,41

Tabelle 6: Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion P50

Alle folgenden Zahlen wurden auf Anlagenebene unter Berücksichtigung der Summe der Produktion aller Turbinen ermittelt.

Die enthaltenen Verluste sind die turbinenspezifischen Verluste, die Verluste aufgrund von Mikroklima- und Geländeeinflüssen sowie die Auswirkungen der gewählten Windparkanordnung und der Nachlauffähne. Einige weitere Verluste auf der technischen Seite und der Einspeiseseite sowie auf der betrieblichen Seite können später noch auftreten.

 resampled power

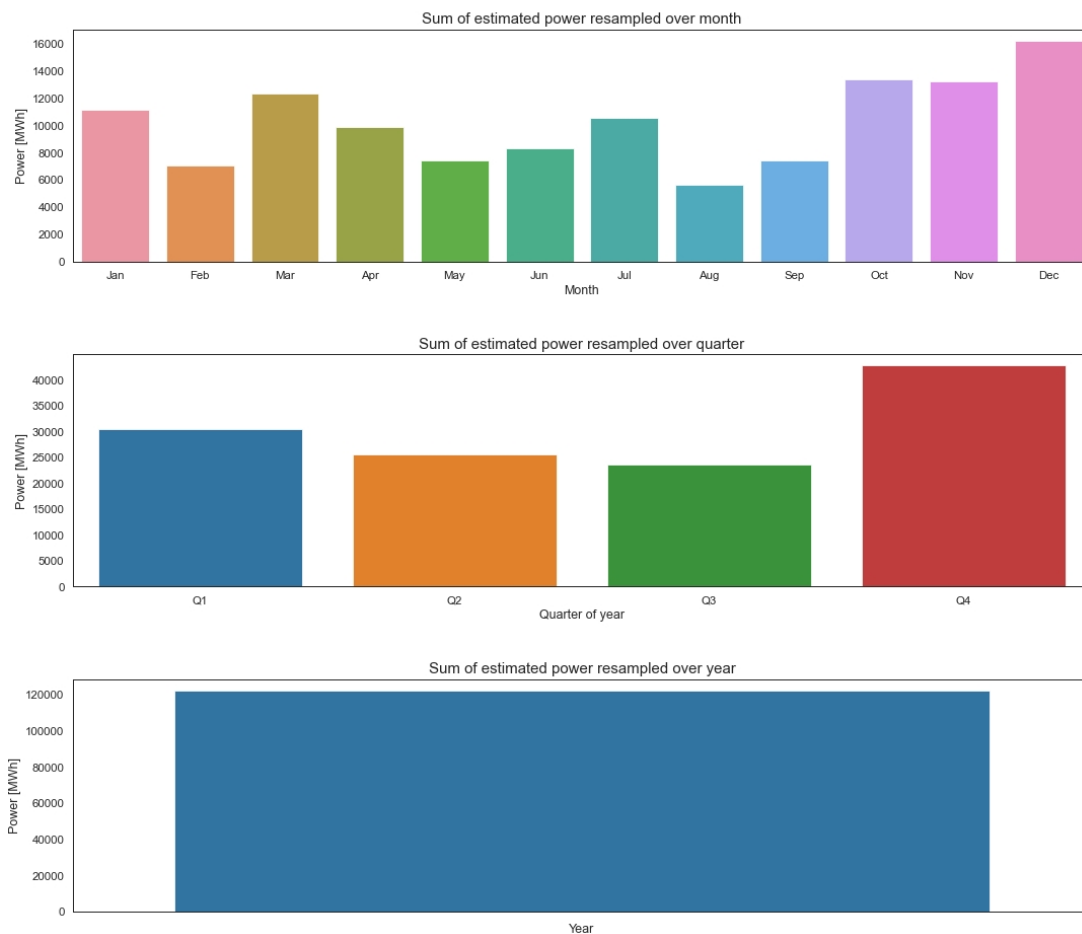


Abbildung 14: WP-XXX geschätzte Jahres-, Monats- und Quartalsproduktion P50

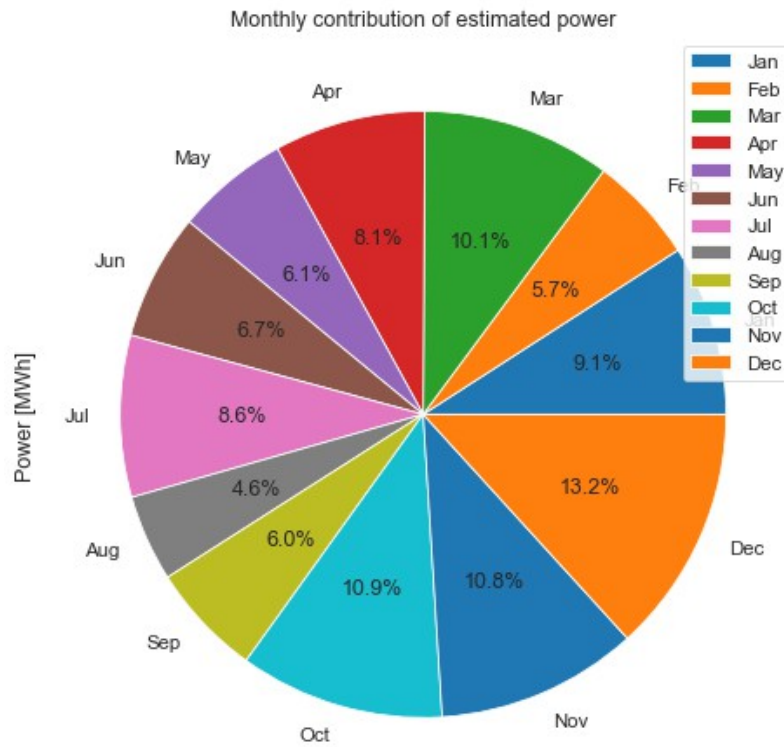


Abbildung 15: Monatlicher Beitrag der geschätzten Leistung P50

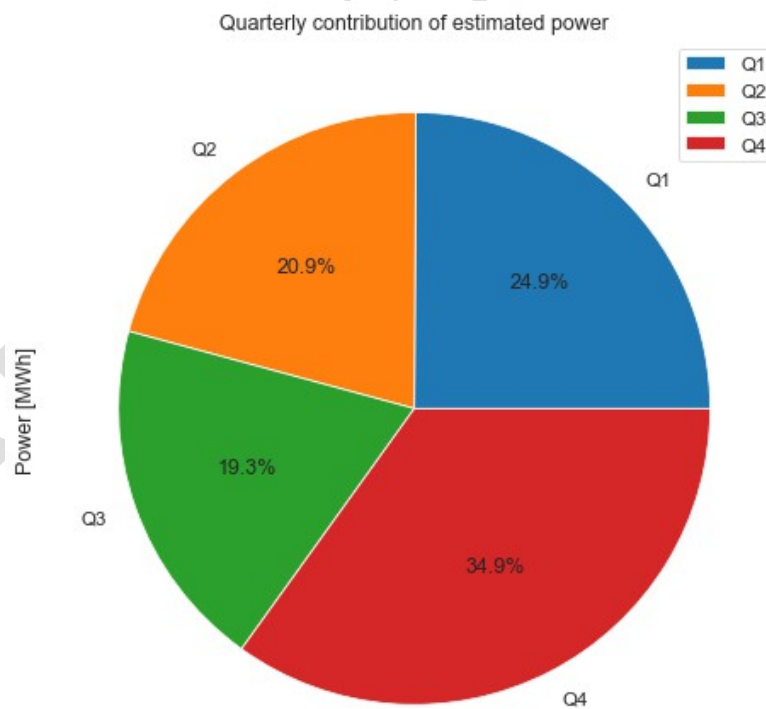


Abbildung 16: Vierteljährlicher Beitrag der geschätzten Leistung P50

4.4. Perzentile Vestas V172-7,2 MW 172 m

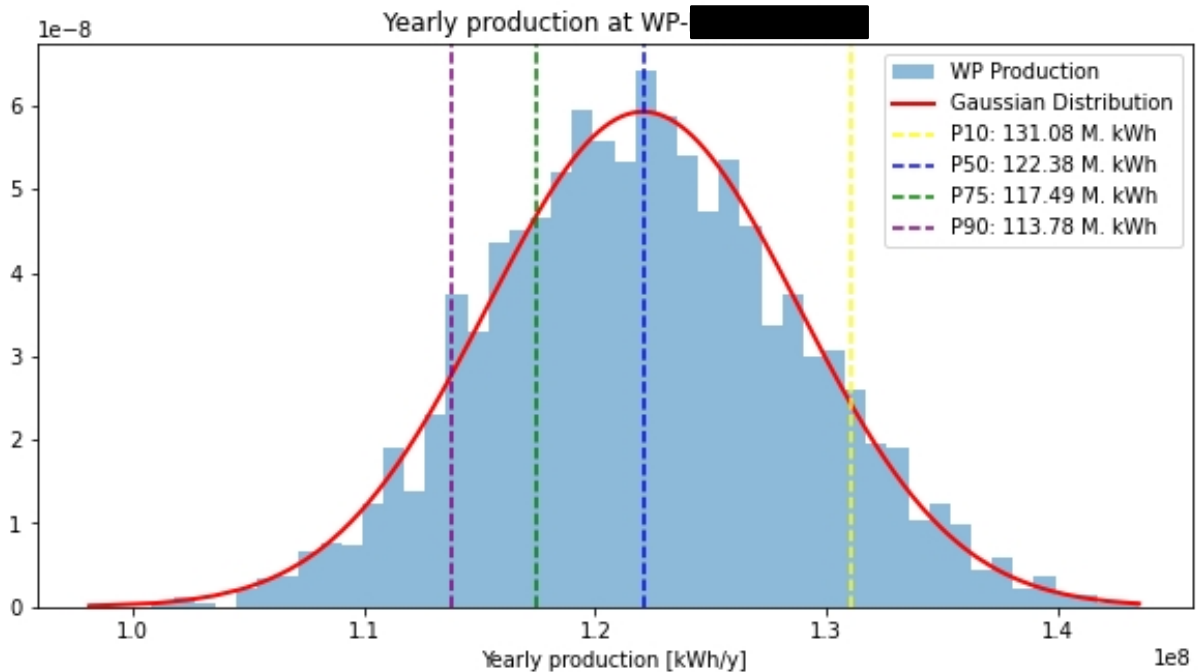


Abbildung 17: Perzentile WP-XXX Vestas V172-7,2 MW 172 m, P10, P50, P75 und P90

4.5. Leistungskurve einschließlich Wetter- und Nachlaufeffekten

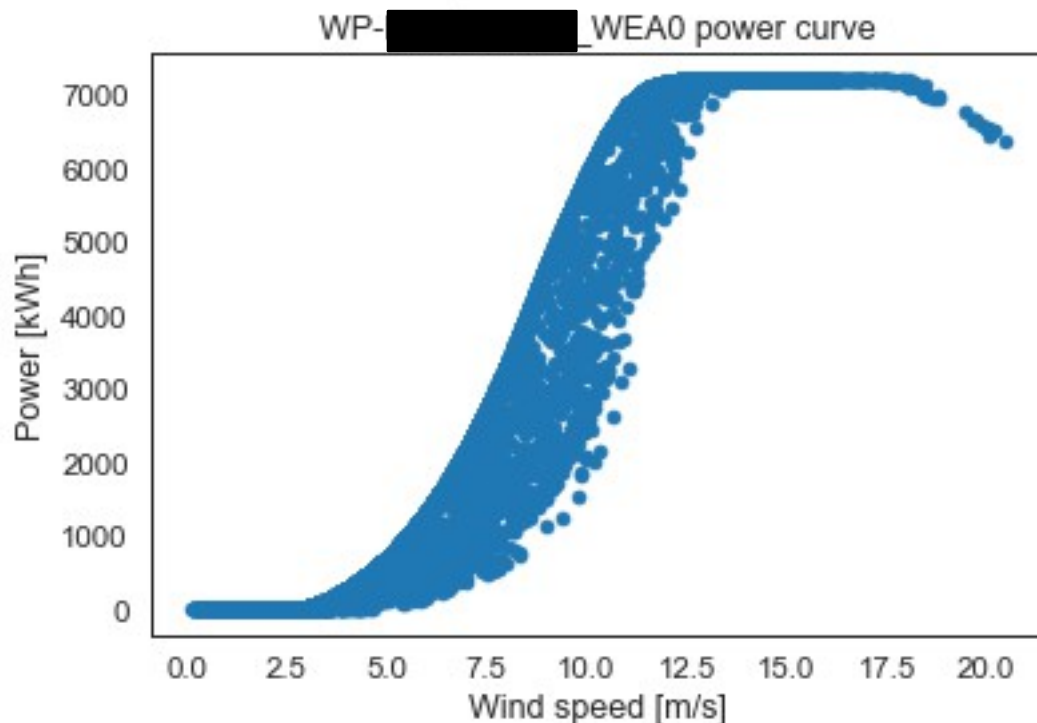


Abbildung 18: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA0

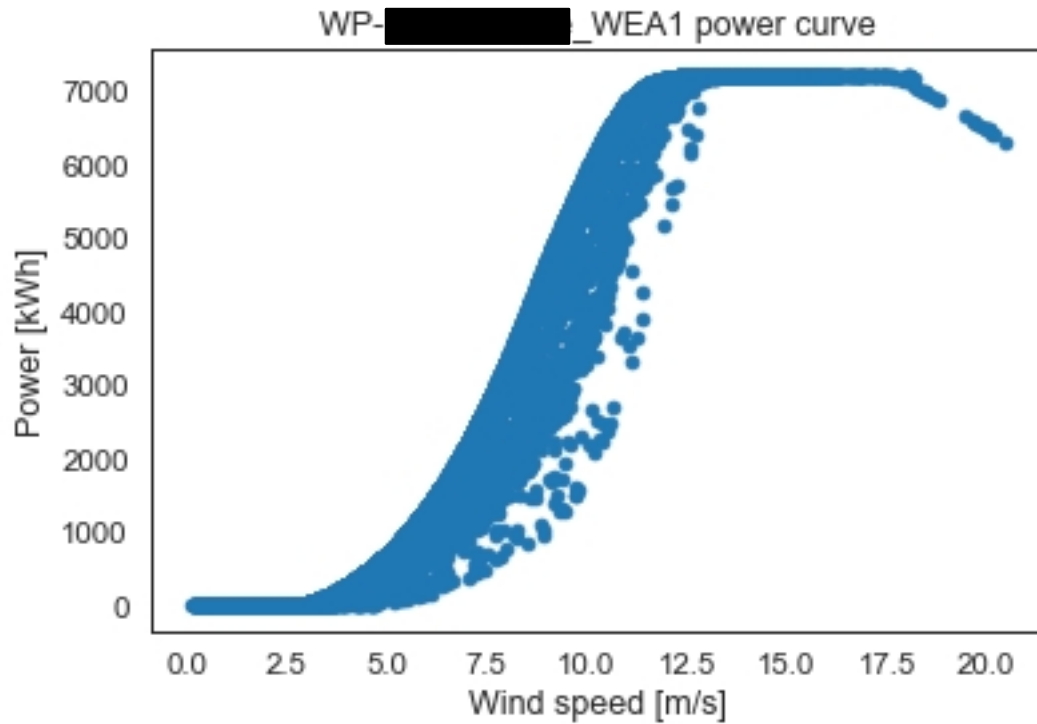


Abbildung 19: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA1

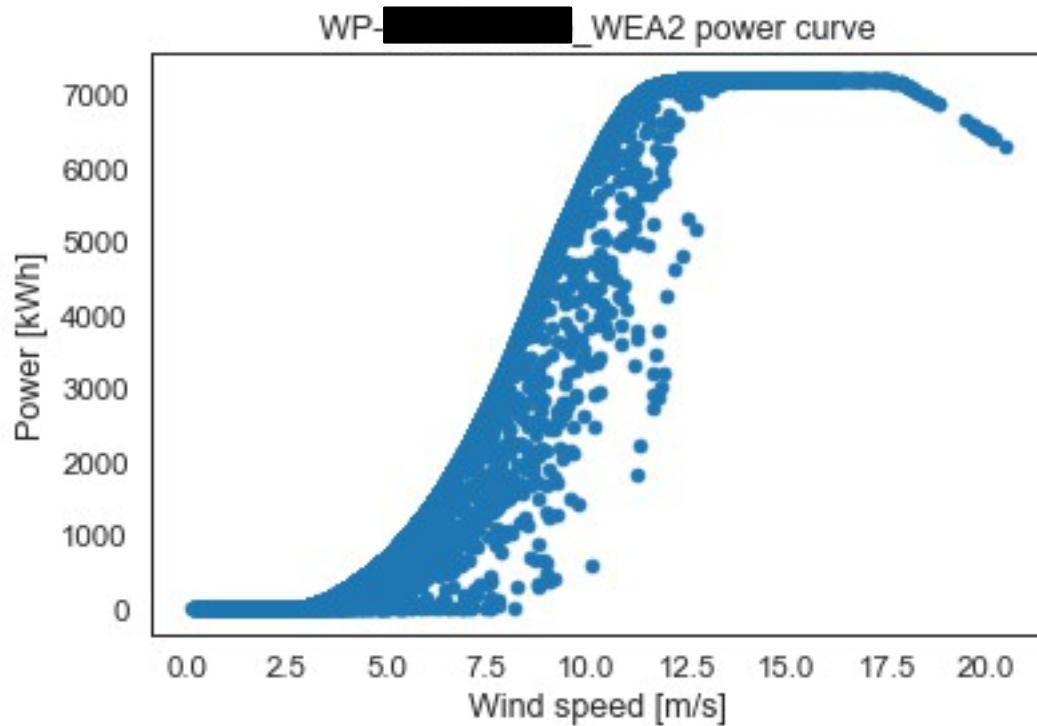


Abbildung 20: Leistungskurve mit Nachlaufeffekt WEA2

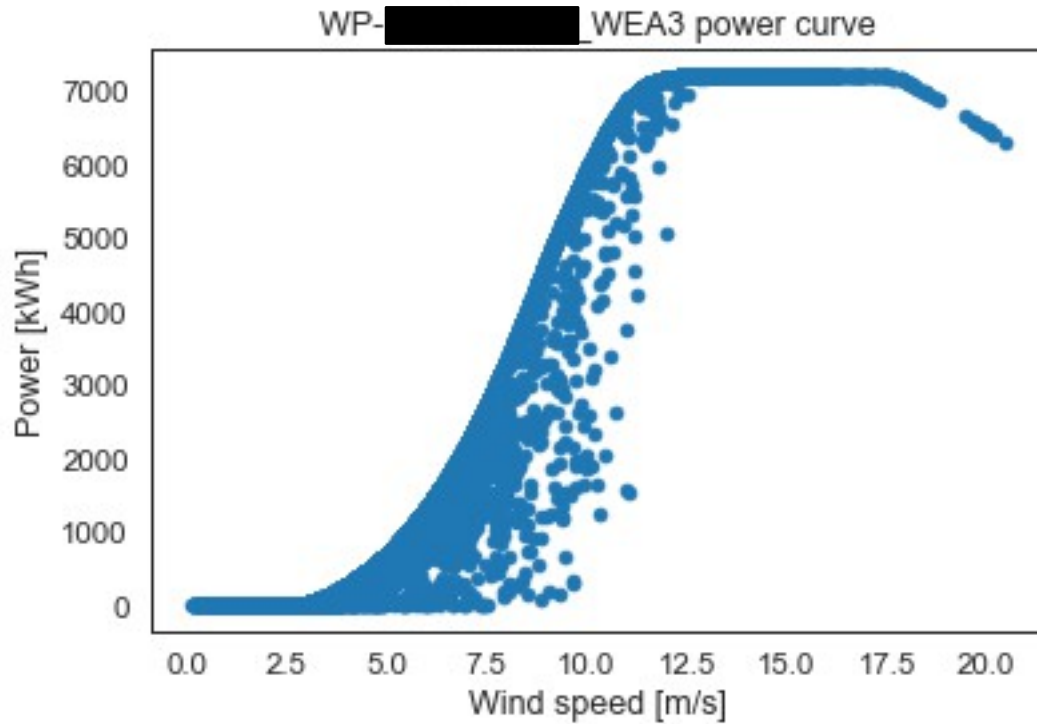


Abbildung 21: Leistungskurve mit Nachlauffeffekt WEA3

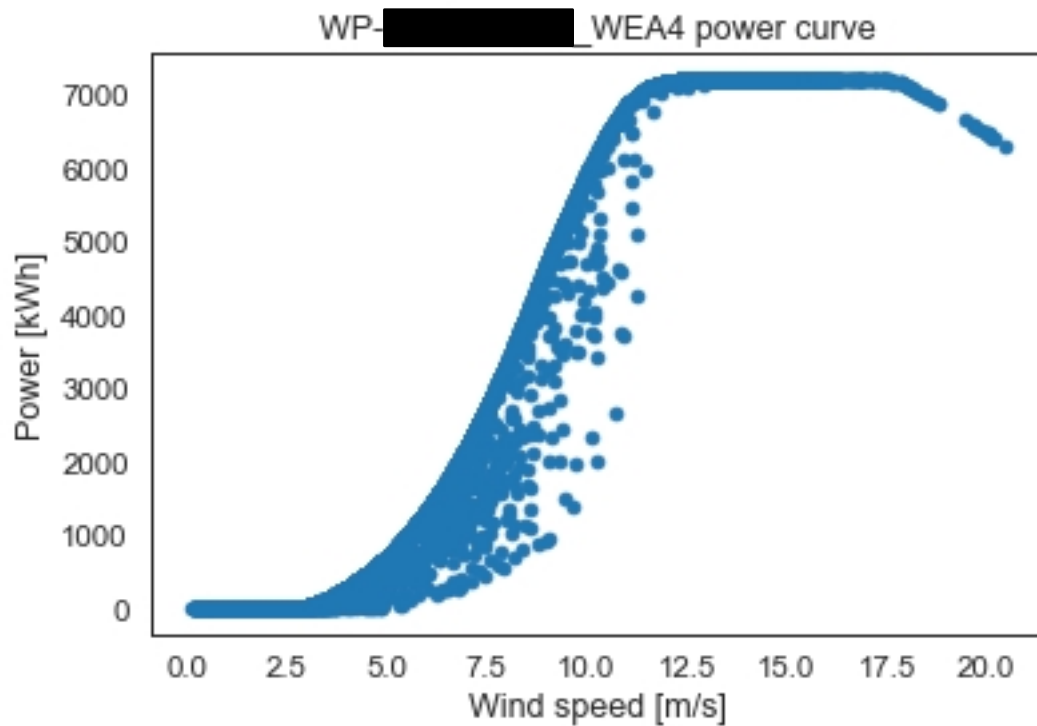


Abbildung 22: Leistungskurve mit Nachlauffeffekt WEA4

5. Potenzialanalyse für andere Turbinentypen

Um den bestmöglichen Business Case zu berechnen, simuliert NAECO blue stets auch andere Turbinen am selben Standort und mit derselben Anordnung, um dem Kunden eine umfassende Datenquelle für die Finanzberechnung zur Verfügung zu stellen.

5.1. Enercon E-175 EP5 6 MW, Nabenhöhe: 162 m

Enercon ist einer der bekanntesten Hersteller von Windkraftanlagen, insbesondere für niedrige Windgeschwindigkeiten. Die E-175 EP5 6 MW ist einer der neuesten Turbinentypen und in verschiedenen Höhen erhältlich.

5.1.1. Leistungskurve Enercon E-175 EP5 6 MW, 162 m

Enercon E-175 EP5 6 MW		Luftdichte [kg/m³]
OM-0-0-Modus		1,225
Windgeschwindigkeitsschwingungsgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	
0,0	0	
0,5	0	
1,0	0	
1,5	0	
2,0	0	
2,5	57	
3,0	147	
3,5	272	
4,0	438	
4,5	650	
5,0	901	
5,5	1205	
6,0	1565	
6,5	1986	
7,0	2465	
7,5	2992	
8,0	3545	
8,5	4093	
9,0	4600	
9,5	5032	
10,0	5375	
10,5	5624	
11,0	5794	
11,5	5901	
12,0	5964	
12,5	5999	
13,0	6000	
13,5	6000	
14,0	6000	

14,5	6000
15,0	6000
15,5	6000
16,0	6000
16,5	6000
17,0	6000
17,5	6000
18,0	6000
18,5	6000
19,0	6000
19,5	5992
20,0	5939
20,5	5853
21,0	5721
21,5	5534
22,0	5278
22,5	4951
23,0	4549
23,5	4080
24,0	3163
24,5	2548
25,0	207

Tabelle 7: Leistungskurve Enercon E-175 6 MW

5.1.2. Perzentile Enercon E-175 EP5 6 MW, 162 m

Die folgende Abbildung zeigt die Perzentile für die ausgewählte Turbine und Nabenhöhe:

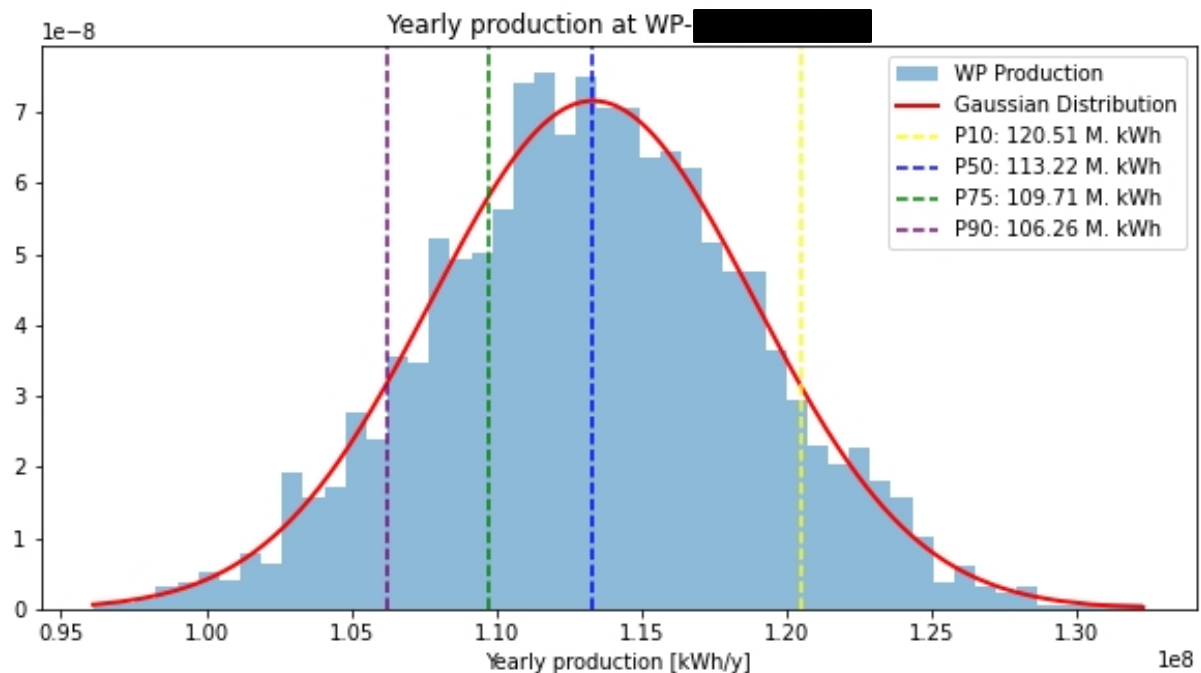


Abbildung 23: Perzentile Enercon E-175 EP5 6 MW, P10, P50, P75 und P90

5.1.3. Geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion

Die folgende Tabelle beschreibt die geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Stromerzeugung für die gewählte Nabenhöhe und den gewählten Turbinentyp:

Monat	Summe der geschätzten Kraftwerksleistung [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA0 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA1 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA2 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA3 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA4 [kWh]
Jan	11.773.332,06	2.339.159,94	2.344.346,28	2.304.598,93	2.370.657,49	2.414.569,43
Feb	12.011.593,67	2.387.679,27	2.358.297,89	2.366.696,53	2.447.417,10	2.451.502,89
M	10.540.230,82	2.158.992,13	2.126.603,22	2.091.852,05	2.012.815,62	2.149.967,80
Apr	7.866.406,80	1.548.394,06	1.637.202,60	1.515.629,62	1.533.767,33	1.631.413,19
Mai	7.260.859,14	1.367.546,52	1.455.234,67	1.465.498,94	1.459.456,03	1.513.122,98
Jun	6.495.208,86	1.303.508,68	1.269.670,30	1.298.724,90	1.289.926,91	1.333.378,07
Jul	7.752.763,60	1.434.797,69	1.529.144,63	1.558.841,54	1.611.959,64	1.618.020,10
Aug	5.312.819,16	1.067.182,32	1.037.394,10	1.032.549,95	1.064.927,10	1.110.765,68
Sep	7.563.305,39	1.478.379,00	1.437.986,13	1.481.042,45	1.577.494,21	1.588.403,60
Okt	11.293.246,29	2.245.982,00	2.174.241,46	2.256.676,10	2.309.746,38	2.306.600,36
Nov	13.195.253,52	2.536.488,58	2.636.113,66	2.583.987,48	2.701.507,10	2.737.156,70
Dez	12.157.548,40	2.417.969,71	2.390.358,47	2.425.640,02	2.464.234,30	2.459.345,91
Q1	34.325.156,55	6.885.831,34	6.829.247,39	6.763.147,51	6.830.890,20	6.206.059,42
Q2	21.622.474,80	4.219.449,26	4.362.107,57	4.279.853,46	4.283.150,27	5.263.591,18
Q3	20.628.888,14	3.980.359,01	4.004.524,87	4.072.433,95	4.254.380,95	4.875.852,49
Q4	36.646.048,22	7.200.440,29	7.200.713,59	7.266.303,59	7.475.487,77	8.835.957,78
Jährlich						
P50	113.222.567,70	22.286.079,90	22.396.593,42	22.381.738,51	22.843.909,19	23.314.246,70
P75	109.709.868,77	21.758.459,18	21.655.405,86	21.805.106,44	22.009.929,98	22.480.967,31
P90	106.257.390,78	21.040.401,45	20.971.964,90	21.186.739,63	21.298.291,29	21.759.993,50

Tabelle 8: Enercon E-175 EP5 6 MW geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50

5.2. Vestas V172-7,2 MW, Nabenhöhe: 199 m

Vestas ist einer der bekanntesten Hersteller von Windkraftanlagen. Die Turbine V172-7,2 MW ist die neueste Generation. Im Vorfeld der vorherigen Potenzialanalyse mit einer Nabenhöhe von 172 m stellt diese Analyse dieselbe Turbine mit einer Nabenhöhe von 199 m dar.

5.2.1. Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW, 199 m

Vestas V172-7,2 MW		Luftdichte [kg/m³]
PO7200 Modus		1,225
Windgeschwindigkeitsschwankung [m/s]	Leistung [kW]	
0	0	
0,5	0	
1,0	0	
1,5	0	
2,0	0	
2,5	0	
3,0	32	
3,5	129	
4,0	288	
4,5	481	
5,0	715	
5,5	99	
6,0	1340	
6,5	1739	
7,0	2203	
7,5	2729	
8,0	3324	
8,5	3986	
9,0	4685	
9,5	5314	
10,0	5904	
10,5	6441	
11,0	6854	
11,5	7078	
12,0	7160	
12,5	7195	
13,0	7200	
13,5	7200	
14,0	7200	
14,5	7200	
15,0	7200	
15,5	7200	
16,0	7200	
16,5	7200	
17,0	7200	
17,5	7194	

18,0	7124
18,5	6959
19,0	6789
19,5	6630
20,0	6472
20,5	6262
21,0	5946
21,5	5538
22,0	5069
22,5	4597
23,0	4121
23,5	3636
24,0	3169
24,5	2718
25,0	232

Tabelle 9: Leistungskurve Vestas V172-7,2 MW

5.2.2. Perzentile Vestas V172-7,2 MW, 199 m

Die folgende Abbildung zeigt die Perzentile für die ausgewählte Turbine und Nabenhöhe:

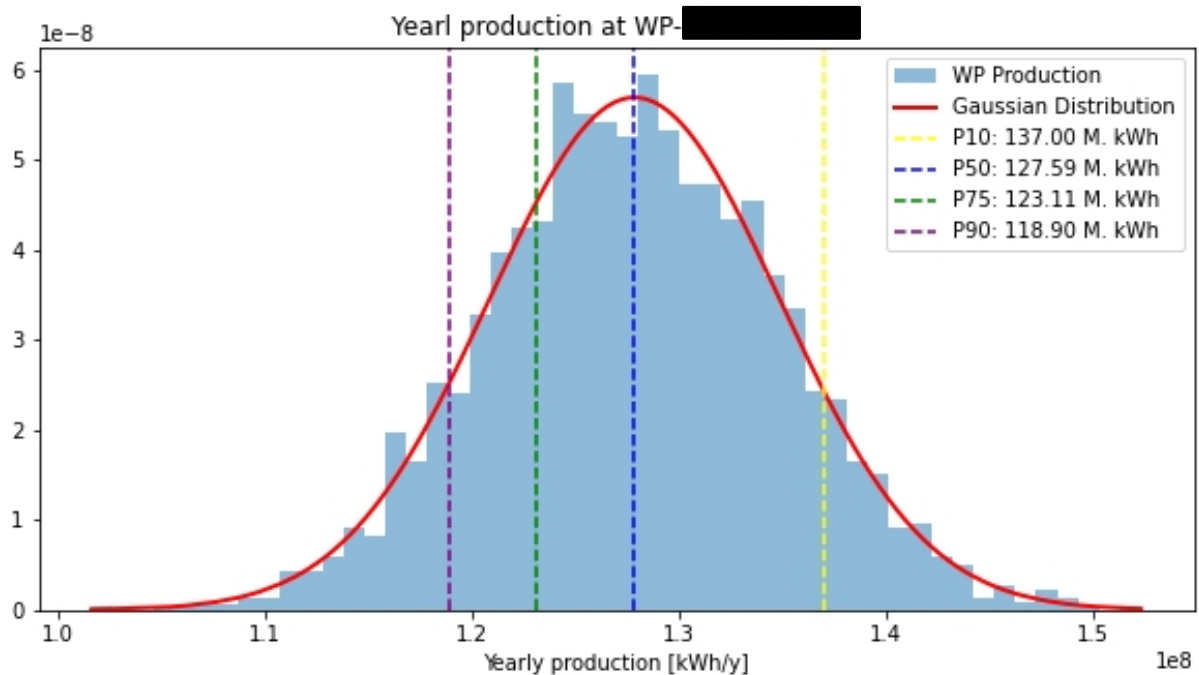


Abbildung 24: Perzentile Vestas V172-7,2 MW, P10, P50, P75 und P90

5.2.3. Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion

Monat	Summe der geschätzten Kraftwerksleistung [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA0 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA1 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA2 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA3 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA4 [kWh]
Jan	11.855.275,40	2.297.582,47	2.321.511,07	2.375.804,49	2.410.114,50	2.450.262,87
Feb	14.257.241,51	2.770.832,90	2.889.452,61	2.679.894,13	2.924.616,04	2.992.445,82
M	11.855.720,00	2.427.992,59	2.389.584,91	2.360.746,15	2.257.822,05	2.419.574,31
Apr	9.188.108,71	1.863.264,48	1.844.290,74	1.867.124,05	1.746.036,24	1.867.393,20
Mai	6.783.667,03	1.392.337,25	1.325.020,53	1.357.530,13	1.338.020,49	1.370.758,63
Jun	8.316.124,70	1.624.633,20	1.634.387,88	1.696.805,62	1.658.503,08	1.701.794,92
Jul	4.433.409,06	891.172,00	849.575,89	890.829,85	903.002,80	898.828,52
Aug	10.351.737,96	1.937.700,40	1.957.008,85	2.146.851,98	2.134.403,79	2.175.772,94
Sep	7.634.157,81	1.543.210,70	1.507.978,62	1.521.493,39	1.492.842,39	1.568.632,71
Okt	9.007.009,12	1.730.128,11	1.840.413,01	1.757.231,68	1.805.773,50	1.873.462,82
Nov	12.083.243,90	2.370.708,02	2.485.299,65	2.274.784,76	2.434.070,73	2.518.380,75
Dez	21.822.878,57	4.294.364,40	4.344.631,28	4.244.602,52	4.467.631,37	4.471.649,00
Q1	37.968.236,92	7.496.407,97	7.600.548,59	7.416.444,77	7.592.552,59	7.862.283,00
Q2	24.287.900,44	4.880.234,93	4.803.699,15	4.921.459,81	4.742.559,80	4.939.946,76
Q3	22.419.304,82	4.372.083,10	4.314.563,36	4.559.175,22	4.530.248,98	4.643.234,16
Q4	42.913.131,59	8.395.200,53	8.670.343,94	8.276.618,95	8.707.475,60	8.863.492,57
Jährlich						
P50	127.588.573,77	25.143.926,53	25.389.155,04	25.173.698,75	25.572.836,97	26.308.956,49
P75	123.107.236,73	24.320.475,57	24.164.601,75	24.436.439,03	24.914.186,26	25.271.534,13
P90	118.897.177,61	23.423.460,15	23.480.525,38	23.707.894,24	23.999.225,69	24.286.072,16

Tabelle 10: Vestas V172-7,2 MW – geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50

5.3. Enercon E-175 EP5 7 MW, Nabenhöhe: 175 m

Enercon ist einer der bekanntesten Hersteller von Windkraftanlagen, insbesondere für niedrige Windgeschwindigkeiten. Die E-175 EP5 7 MW ist einer der neuesten Anlagentypen und die Weiterentwicklung der 6-MW-Version und in verschiedenen Höhen erhältlich.

5.3.1. Leistungskurve Enercon E-175 EP5 7 MW, 175 m

Enercon E-175 EP5 7 MW		Luftdichte [kg/m³]
PO7200 Modus		1,225
Windgeschwindigkeitsschwingungsgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]	
0	0	
0,5	0	
1,0	0	
1,5	0	
2,0	0	
2,5	60	
3,0	165	
3,5	287	
4,0	444	
4,5	644	
5,0	885	
5,5	1174	
6,0	1515	
6,5	1913	
7,0	2373	
7,5	2897	
8,0	3478	
8,5	4090	
9,0	4684	
9,5	5214	
10,0	5665	
10,5	6053	
11,0	6392	
11,5	6677	
12,0	6892	
12,5	6997	
13,0	7000	
13,5	7000	
14,0	7000	
14,5	7000	
15,0	7000	
15,5	7000	
16,0	7000	
16,5	7000	
17,0	7000	
17,5	7000	

18,0	7000
18,5	7000
19,0	7000
19,5	7000
20,0	7000
20,5	7000
21,0	6936
21,5	6780
22,0	6519
22,5	6142
23,0	5636
23,5	4977
24,0	4137
24,5	3138
25,0	237

Tabelle 11: Leistungskurve Enercon E-175 EP5 7 MW

5.3.2. Perzentile Enercon E-175 EP5 7 MW, 175 m

Die folgende Abbildung zeigt die Perzentile für die ausgewählte Turbine und Nabenhöhe:

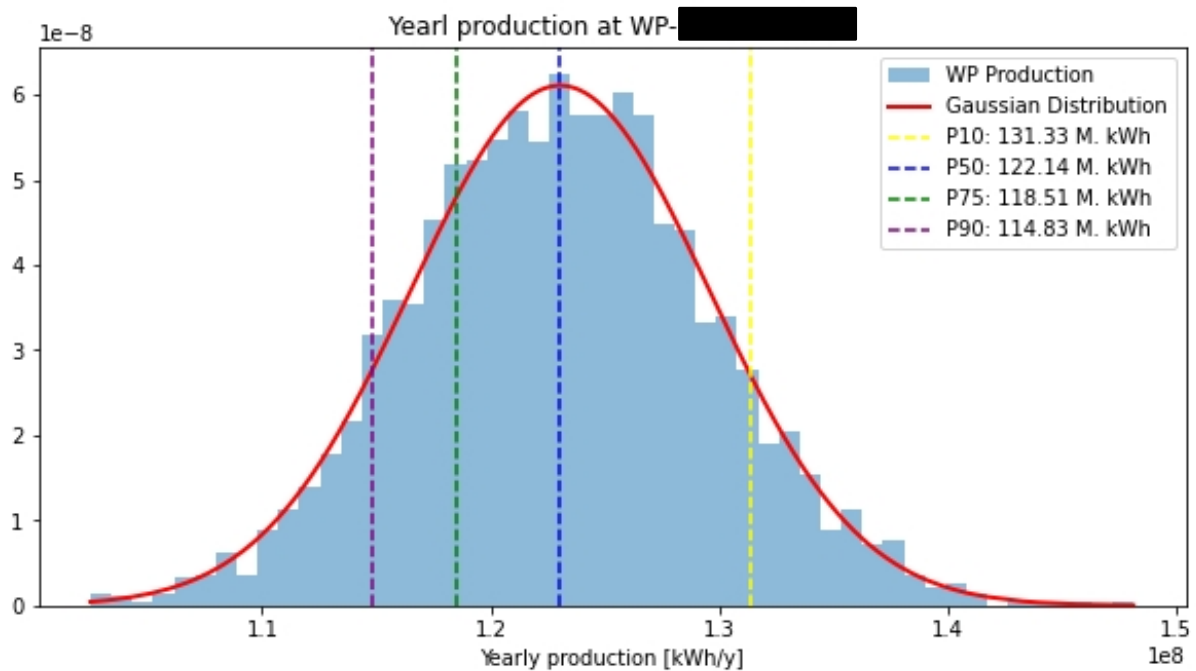


Abbildung 25: Perzentile Enercon E-175 EP5 7 MW, P10, P50, P75 und P90

5.3.3. Monatliche, vierteljährliche und jährliche geschätzte Produktion

Monat	Summe der geschätzten Kraftwerksleistung [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA0 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA1 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA2 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA3 [kWh]	Summe der geschätzten Leistung WEA4 [kWh]
Jan	11.196.662,11	2.257.149,61	2.248.736,35	2.182.384,89	2.218.438,71	2.289.952,55
Feb	11.757.852,60	2.308.134,60	2.370.111,53	2.352.007,58	2.385.463,47	2.342.135,42
M	12.339.095,80	2.350.929,96	2.428.352,44	2.509.833,65	2.519.801,44	2.530.178,32
Apr	8.852.233,89	1.769.391,52	1.790.499,31	1.795.255,07	1.690.795,19	1.806.292,81
Mai	6.725.408,20	1.313.853,70	1.376.029,12	1.344.134,91	1.325.212,69	1.366.177,78
Jun	7.502.516,31	1.439.453,68	1.492.045,67	1.537.971,01	1.503.907,87	1.529.138,08
Jul	7.548.177,36	1.435.334,55	1.466.608,37	1.520.482,68	1.561.833,88	1.563.917,89
Aug	6.829.153,41	1.284.170,34	1.276.023,32	1.402.588,24	1.420.270,39	1.446.101,14
Sep	7.951.829,95	1.505.187,74	1.556.665,61	1.561.923,96	1.657.386,41	1.670.666,23
Okt	15.754.874,86	3.052.834,10	3.061.069,37	3.154.295,99	3.238.760,82	3.247.914,58
Nov	12.339.746,46	2.463.452,43	2.448.047,80	2.398.862,60	2.504.509,32	2.524.874,31
Dez	13.337.652,58	2.610.347,60	2.662.281,50	2.658.902,59	2.711.638,64	2.694.482,25
Q1	35.293.610,50	6.916.214,16	7.047.200,32	7.044.226,11	7.123.703,63	7.162.266,28
Q2	23.080.158,41	4.522.698,90	4.658.574,10	4.677.360,99	4.519.915,74	4.701.608,67
Q3	22.329.160,73	4.224.692,62	4.299.297,30	4.484.994,87	4.639.490,67	4.680.685,26
Q4	41.432.273,91	8.126.634,12	8.171.398,68	8.212.061,18	8.454.908,78	8.467.271,15
Jährlich						
P50	122.135.203,54	23.790.239,81	24.176.470,39	24.418.643,16	24.738.018,82	25.011.831,36
P75	118.513.535,86	23.408.259,07	23.491.760,83	23.452.569,72	23.919.524,10	24.241.422,13
P90	114.833.337,74	22.725.178,20	22.814.727,40	22.663.840,02	23.023.602,80	23.605.989,32

Tabelle 12: Enercon E-175 EP5 7 MW geschätzte monatliche, vierteljährliche und jährliche Produktion P50

6. Fazit

Die geschätzte jährliche Energieproduktion kann sich bei einer weitergehenden Untersuchung noch ändern. Nicht in dieser Zahl enthalten sind Stillstände aufgrund von Genehmigungsrecht, Bat-Stillstände, Wartungsarbeiten, Nachlaufeffekte und andere kleinere Faktoren. Diese Faktoren sind unterschiedlich und erfordern eine eingehendere Untersuchung, die in den nächsten Tagen durchgeführt wird.

Die gründliche und intensive Untersuchung liefert detailliertere Ergebnisse als die erste Untersuchung, die eher eine Worst-Case-Simulation als eine vollständige Simulation darstellt. Die Untersuchung des Geländes und der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zeigt, dass die Positionierung der Windkraftanlage sehr produktiv ist und sogar bei mittlerer Geschwindigkeit besser als im gesamten Gebiet. Aufgrund der Windrose und des Geländes haben wir einige Kanal-Effekte auf die Solaranlage entdeckt. Dies führt zu einer guten geschätzten Energieproduktion. Unter Berücksichtigung der Nachlaufeffekte ist die Anordnung gut gewählt, da der Wind hauptsächlich aus Süd bis West weht und die meisten westlichen Windkraftanlagen keine großen Verluste durch Turbulenzen haben.

Nach eingehender Untersuchung und Berücksichtigung aller Effekte erwarten wir eine Leistung von WP-DEMO, dass die Solaranlage im **P50 23,92 M. kWh, im P75 23,02 M. kWh** und im **P90 22,30 M. kWh pro Jahr** produzieren kann. Dies führt zu einer Gesamtproduktion von **(P50) 122.383.853,9 kWh pro Jahr**.

In Nabenhöhe (172 m) beträgt die mittlere Windgeschwindigkeit **7,18 m/s**.

Der Unterschied in der Windgeschwindigkeit und Energieproduktion zwischen den beiden Studien ist auf die räumliche Auflösung und die Anzahl der verwendeten Modelle zurückzuführen. Die Studie, die acht Modelle mit einer höheren räumlichen Auflösung einbezog, erfasste lokale Geländeverhältnisse und atmosphärische Schwankungen, was zu einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von **7,18 m/s** führte. Eine höhere Auflösung und ein breiteres Modellensemble ermöglichen eine bessere Identifizierung von Windbeschleunigungseffekten, Mikroklimata und lokalem Energiepotenzial, wodurch die Genauigkeit der Windressourcenbewertungen erheblich verbessert wird.

Die Verteilung über den Monat verläuft wie erwartet und weist den Höchstwert im Winter und den Mindestwert im Sommer auf. Die angegebenen geschätzten Produktionswerte beinhalten einige Verluste, die spezifisch für die Turbine und das Gelände sind, sowie Nachlaufeffekte. Wie bereits erwähnt, können Verluste durch Wartungsarbeiten, Stillstände usw. die Jahresproduktion um einen bestimmten Prozentsatz verringern.

Bei der Analyse verschiedener Windturbinentypen haben wir den Fokus auf andere Hersteller und unterschiedliche Leistungskurven gelegt. Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit zwischen 7 und 8 m/s könnte ein Modell von Enercon vorteilhafter sein. Außerdem starten einige Modelle früher und erreichen die Abschaltgeschwindigkeit bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten. Daher hat das Team verschiedene Turbinentypen mit unterschiedlichen Leistungen und unterschiedlicher Nabenhöhe untersucht und ausgewählt. Aus dieser Untersuchung ergeben sich folgende Ergebnisse für die gesamte Anlage:

Turbinentyp	Jährlich geschätzte Energieerzeugung [kWh]	Nabenhöhe [m]
P50 Vestas V172-7,2 MW	122.383.853,90 kWh	172
P75 Vestas V172-7,2 MW	117.491.319,42 kWh	172 m
P90 Vestas V172-7,2 MW	113.778.022,23 kWh	172 m
Alternative Turbinen:		
Vestas V172-7,2 MW	127.588.573,77 kWh	199 m
Enercon E-175 EP5 6 MW	113.222.567,70 kWh	162 m
Enercon E-175 EP5 7 MW	122.135.203,54 kWh	175 m

Tabelle 13: Fazit aller Untersuchungen P50

Diese Tabelle zeigt, dass es Unterschiede zwischen den Turbinentypen gibt und dass die Nabenhöhe, sofern möglich, in direktem Zusammenhang mit einer höheren geschätzten Jahresproduktion steht. Je nach Finanzierungsfall lohnt es sich, nicht nur eine Version der Solaranlage zu berechnen.

7. Haftungsausschluss

Die Prognosen von NAECO Blue beziehen sich auch auf externe Datenquellen wie Wetterdaten und bereitgestellte historische Erzeugungsdaten. NAECO Blue übernimmt keine Haftung für die Ergebnisse dieser Prognosen und die daraus resultierenden Handlungen des Kunden. Wir geben keine Handlungsempfehlungen ab und sind lediglich in beratender Funktion tätig.

8. Kontakt

Ansprechpartner

Felix Mertens f.mertens@naeco.blue

00491724650495