



TECHNISCHE HOCHSCHULE ROSENHEIM

BACHELORARBEIT

IM STUDIENGANG ENERGIE- UND
GEBÄUDETECHNOLOGIE

UNTERSUCHUNG DES ENERGETISCHEN
POTENZIALS DES WINDSYSTEMS ERLER WIND

MESSDATENAUSWERTUNG, ERTRAGSANALYSE UND
WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG

Christoph Harwalik

Matr.-Nr.: 909905

Januar 2022

Verfasser: Christoph Harwalik
Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Frank Buttinger
Zweitprüfer: Dipl.-Ing. (FH) Peter Viehhauser

Anmeldedatum: 19.11.2021

Abgabedatum: 21.01.2022

Eigenständigkeitserklärung

Hiermit bestätige ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Die Stellen der Arbeit, die dem Wortlaut oder dem Sinn nach anderen Werken (dazu zählen auch Internetquellen) entnommen sind, wurden unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Rosenheim, 21.01.2022

Unterschrift Christoph Harwalik

ZUSAMMENFASSUNG

Ziel dieser Arbeit ist, das Windsystem Erler Wind zu untersuchen und Potenziale für eine mögliche Nutzung der Windenergie zu ermitteln. Der Erler Wind ist ein Berg- und Talwindssystem, welches im nördlichen Inntal auftritt. In dem betrachteten Abschnitt des nördlichen Inntals befindet sich in der Nähe des Ortes Sonnhart eine Talverengung.

Die Untersuchung des Windsystems Erler Wind beinhaltet die folgenden Aspekte:

- Auswertung der Messdaten von meteorologischen Messstationen im nördlichen Inntal
- Bestimmung der Eigenschaften des Windsystems Erler Wind anhand von Windmessdaten
- Detaillierte Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf Basis von meteorologischen Messdaten
- Vergleich der Energieerzeugung von Windkraft und Photovoltaik
- Festlegung des energetischen Potenzials im Einflussbereich des Erler Windes

Das Windsystem Erler Wind wurde bereits in der Vergangenheit mehrmals auf verschiedene Art und Weise untersucht. In dieser Arbeit findet eine Betrachtung des Erler Windes auf deutscher Seite, nördlich der Talverengung auf Höhe der Landesgrenze zwischen Deutschland und Österreich, statt.

Auswertung Windmessdaten

Die Bestimmung der Eigenschaften des Windsystems Erler Wind konnte anhand Windmessdaten von insgesamt fünf Stationen erfolgen. Die Ergebnisse dieser Auswertung lauten:

- Die Windverhältnisse sind mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s direkt an der Engstelle des Inntals bei Sonnhart am stärksten.
- Die Intensität des Erler Windes nimmt mit zunehmender Entfernung zur Talverengung ab.
- Ein energetisches Potenzial der Windenergienutzung ist in der Region rund um Rosenheim nur im Bereich des nördlichen Inntals, nahe der Engstelle bei Sonnhart, vorhanden.
- Der Erler Wind tritt meist als Süd- oder Nordwind auf. Die Häufigkeit des Auftretens sowie die Höhe der Windgeschwindigkeiten sind bei den Südwinden deutlich größer.
- Je nach Standort variiert die Hauptwindrichtung in Abhängigkeit der Topographie zwischen südwestlicher und südöstlicher Richtung.
- In Sonnhart, nahe der Engstelle, weht meist ein Südwind in der Zeit vom späten Abend bis zur Mittagszeit. Der Nordwind tritt meist in den Nachmittagsstunden auf.

Diese hier ermittelten Eigenschaften decken sich mit dem bisherigen Stand der Forschung. Die Messdatenauswertung dient, anhand der erstellten Häufigkeitsverteilungen der auftretenden Windgeschwindigkeiten, als Basis für die Berechnung der energetischen Erträge und Stromgestehungskosten (LCOE) verschiedener Windenergieanlagen im Einflussbereich des Erler Windes.

Ertrag und Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen

Es werden Windenergieanlagen mit einer Anlagenleistung von 12 kW bis 800 kW betrachtet. Die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Windenergieanlagen im Einflussbereich des Erler Windes liefert folgende Ergebnisse:

- Der Standort Sonnhart, nahe der Engstelle, besitzt das größte Potenzial hinsichtlich der Windenergienutzung.
- Eine Windkraftanlage mit 250 kW Leistung und einer Gesamthöhe von 50 m würde am Standort Sonnhart LCOE von 7,1 ct/kWh erreichen.
- Eine Windenergienutzung mit Kleinwindanlagen (bis 30 kW Leistung) ist im gesamten nördlichen Inntal wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- In den Wintermonaten würde deutlich mehr elektrische Energie aus Windkraft erzeugt werden als in den Sommermonaten.

Neben der Betrachtung von Windenergieanlagen wurden in dieser Arbeit die energetischen Erträge und LCOE von Photovoltaikanlagen für den Standort Sonnhart berechnet. Mit Hilfe einer Simulationssoftware konnten die energetischen Erträge von Photovoltaikanlagen, mit der jeweils gleichen elektrischen Leistung wie die betrachteten Windenergieanlagen, berechnet werden. Dabei wurden Anlagen mit einer Leistung von 12 kW bis 250 kW betrachtet.

Vergleich Windenergie und Photovoltaik

Der Vergleich der Energieerzeugung der betrachteten Windenergie- und Photovoltaikanlagen hinsichtlich der LCOE, ist in Abbildung 1 dargestellt (siehe Kapitel 8.1). Des Weiteren sind in diesem Diagramm die ermittelten, mittleren Windgeschwindigkeiten der jeweiligen Standorte, in einer Höhe von 11 m über dem Grund, enthalten.

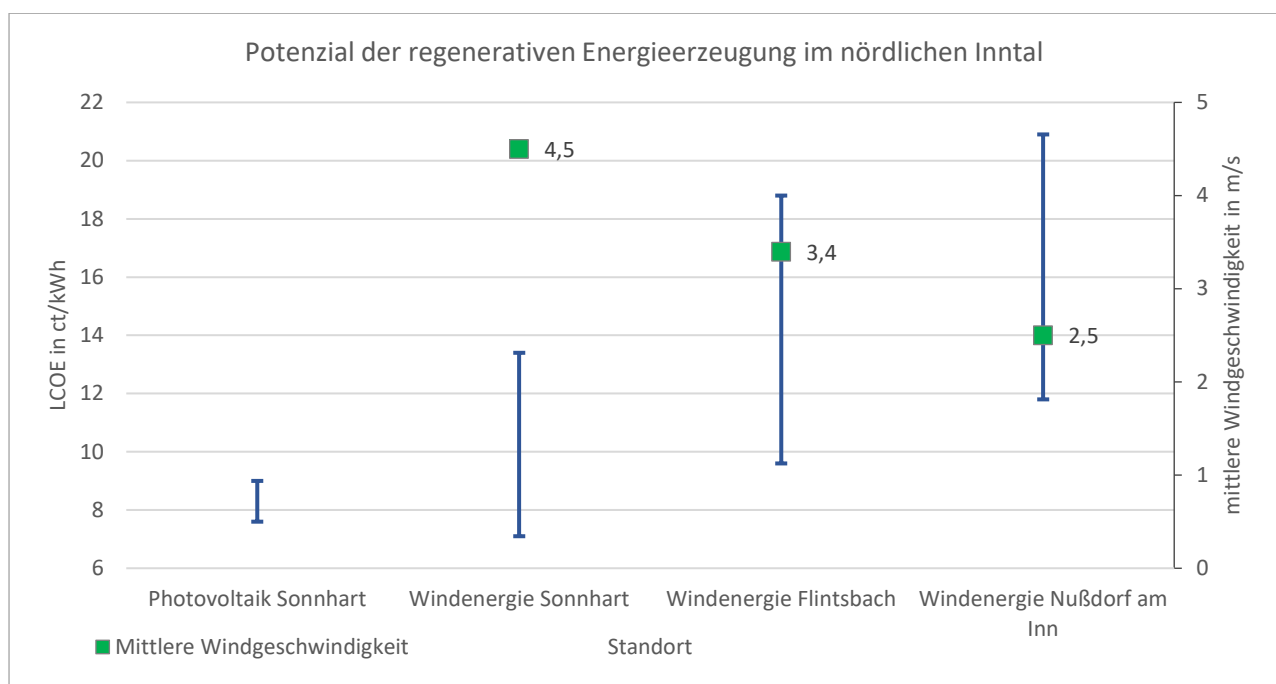


Abbildung 1: LCOE der betrachteten Energieerzeugungsanlagen in den Leistungsklassen 12 kW, 30 kW und 250 kW sowie die auftretenden mittleren Windgeschwindigkeiten an den jeweiligen Standorten

Der direkte Vergleich der Energieerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart ergibt die folgenden Ergebnisse:

- Am Standort Sonnhart wäre aufgrund der höheren LCOE die Windkraftanlage Leitwind LTW42 mit 250 kW Leistung am wirtschaftlichsten.
- Bei kleinen Anlagen (bis 30 kW Leistung) ist die Errichtung einer Photovoltaikanlage wirtschaftlich sinnvoller.
- Eine Windenergieanlage würde sich mit einer doppelt so leistungsstarken Photovoltaikanlage (Leistungsverhältnis 1:2) hinsichtlich der monatlichen Energieerzeugung im Jahresverlauf ergänzen.

Diese Arbeit führt insgesamt zu dem Ergebnis, dass ein energetisches Potenzial im Bereich des Windsystems Erler Wind vorhanden ist. Eine Nutzung der Windenergie wäre aufgrund wirtschaftlicher Gesichtspunkte nahe der Engstelle bei Sonnhart mit einer mittelgroßen Windenergieanlage (250 kW Leistung) zu empfehlen.

Schlagerwörter: Windenergie, Windkraftanlage, Photovoltaik, Ertragsanalyse, Stromgestehungskosten

ABSTRACT

Tasks and objective

The objective of this thesis is to examine the Erler Wind wind system and to determine the potential for a possible use of wind energy. The Erler Wind is a mountain and valley wind system that occurs in the Inntal. In the northern Inntal there is a narrowing of the valley near the village of Sonnhart. In this thesis, the properties of the Erler wind should be examined using measurement data. Furthermore, the yields and the profitability of wind turbines in the Erler wind area are to be determined. To be able to assess this better, the energy generation of wind energy and photovoltaics are compared with one another.

Results of the study

Overall, this work leads to the conclusion that there is an energetic potential in the area of the Erler Wind wind system. The analysis of the measurement data from the measurement station in Sonnhart shows, that high wind speeds with a southerly main wind direction occur near the narrowing of the valley in the northern Inntal. North of the narrowing at the towns of Flintsbach and Nußdorf am Inn, the mean wind speeds decrease. This shows that this wind phenomenon with high wind speeds only occurs spatially to a very limited extent. The yield and profitability calculations showed that medium-sized wind turbines with an output of 250 kW or more, can produce electrical energy with low LCOE in the examined section of the valley. The comparison carried out at the Sonnhart location leads to the finding that photovoltaics and wind energy complement each other well in terms of the monthly amounts of energy generated over the year. For these reasons, the use of wind energy near the narrowing of the valley at Sonnhart would be recommended.

Keywords: wind energy, wind power plant, photovoltaics, energy yield analysis, electricity generation costs

INHALT

Zusammenfassung.....	2
Abstract	5
Inhalt	6
Nomenklatur	9
1 Motivation und Zielsetzung.....	10
1.1 Motivation.....	10
1.2 Zielsetzung.....	10
2 Projektvorstellung	11
2.1 Geographische Lage des Windsystems Erler Wind.....	11
2.2 Forschungsprojekt FH Kufstein und TH Rosenheim.....	13
3 Stand der Forschung.....	14
3.1 Meteorologische Untersuchung des Erler Windes	14
3.1.1 Inhalt der Arbeit	14
3.1.2 Zusammenfassung der Ergebnisse	15
3.2 Untersuchungen der FH Kufstein	15
3.2.1 Messung und Auswertung des Erler Windes	15
3.2.2 Zwischenstand des Projekts Erler Wind.....	16
3.2.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	16
3.3 Untersuchungen der TH Rosenheim.....	16
3.3.1 Zwischenstand Forschungsprojekt Erler Wind.....	17
3.3.2 Zusammenfassung der Ergebnisse	17
4 Datenbasis und Messstandorte	18
4.1 Sonnhart.....	19
4.1.1 Beschreibung der Station	19
4.1.2 Übersicht	20
4.2 Prutting.....	21
4.2.1 Beschreibung der Station	21
4.2.2 Übersicht	21
4.3 Nußdorf am Inn	22
4.3.1 Beschreibung der Station	22
4.3.2 Übersicht	24
4.4 Flintsbach	24

4.4.1	Beschreibung der Station	24
4.4.2	Übersicht	25
4.5	Niederaudorf	25
4.5.1	Beschreibung der Station	25
4.5.2	Übersicht	26
5	Auswertung der Windmessdaten	27
5.1	Theoretische Grundlagen und Methodik.....	27
5.1.1	Logarithmische Höhenformel	27
5.1.2	Mittlere Leistungsdichte.....	28
5.1.3	Methodik	28
5.2	Messdatenauswertung	29
5.2.1	Sonnhart.....	29
5.2.2	Prutting.....	35
5.2.3	Nußdorf am Inn	37
5.2.4	Flintsbach	40
5.2.5	Niederaudorf	42
5.3	Ergebnisse	45
5.3.1	Vergleich der Messstandorte.....	45
5.3.2	Zusammenfassung der Ergebnisse	50
5.3.3	Vergleich der Ergebnisse mit dem Stand der Forschung	50
6	Ertrag und Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen.....	51
6.1	Methodik und Annahmen.....	51
6.1.1	Ertragsberechnung	51
6.1.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	52
6.2	Windenergieanlagen am Standort Sonnhart	55
6.2.1	Ergebnisse	55
6.2.2	Analyse Leitwind LTW42.....	56
6.3	Windenergieanlagen am Standort Nußdorf am Inn	60
6.3.1	Ergebnisse	60
6.3.2	Analyse Leitwind LTW42.....	61
6.4	Windenergieanlagen am Standort Flintsbach.....	63
6.4.1	Ergebnisse	63
6.4.2	Analyse Leitwind LTW42.....	64
6.5	Vergleich der Standorte.....	66
7	Ertrag und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen	68
7.1	Methodik und Annahmen.....	68

7.1.1	Ertragsberechnung	68
7.1.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	69
7.2	Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart.....	70
7.2.1	Ergebnisse	70
7.2.2	Analyse 250 kW-Photovoltaikanlage	71
8	Vergleich Windenergie und Photovoltaik.....	74
8.1	Energetischer Ertrag und LCOE.....	74
8.2	Zeitliche Verteilung der Energieerzeugung am Standort Sonnhart	76
8.3	Ergebnisse	78
9	Ergebnisdiskussion und Ausblick	79
9.1	Ergebnisse der Untersuchung	79
9.2	Ausblick	79
	Literaturverzeichnis	80
	Datenquellen	82
	Tabellenverzeichnis	83
	Abbildungsverzeichnis	84
	Anhang	89

NOMENKLATUR

Abkürzung	Einheit	Bezeichnung
PV	/	Photovoltaik
LCOE	€/kWh	Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity)
CAPEX	€	Investitionskosten (Capital Expenditures)
OPEX	€	Betriebskosten (Operating Expenses)
WACC	/	Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital)
EEG	/	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Formelzeichen		
z_1	m	Referenzhöhe
z_2	m	Höhe
z_0	m	Rauhigkeitslänge
c_1	m/s	Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe
c_2	m/s	Windgeschwindigkeit in Höhe z_2
P_{spez}	W/m ²	Mittlere Leistungsdichte
ρ	kg/m ³	Dichte
c_0	m/s	Windgeschwindigkeit (Anströmung in Rotorebene)
c_{mittel}	m/s	Mittlere Windgeschwindigkeit
c	m/s	Windgeschwindigkeit
c_{max}	m/s	Abschaltwindgeschwindigkeit Windkraftanlage
h	h	Absolute Häufigkeit
W	kWh	Arbeit
P	kW	Leistung
I_0	€	Investitionskosten
A_t	€	Betriebskosten im Jahr t
$M_{t,el}$	kWh	Erzeugte elektrische Energie im Jahr t
t	/	Jahr der Nutzung
T	/	Nutzungsdauer
i	/	Kalkulationszins

1 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG

1.1 MOTIVATION

Um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels zu begrenzen, ist eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen nötig. Dieses Ziel erfordert eine weltweite Umstellung der Energieversorgung von fossile auf erneuerbare Energieträger.

Das Bundesland Bayern hat die Ziele formuliert, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 65% zu verringern und im Jahr 2040 klimaneutral zu sein. Dieses Vorhaben umfasst neben Veränderungen in den Bereichen Mobilität und Bauwesen, vor allem den Ausbau der Erneuerbaren Energien [1]. Somit ist ein deutlicher Zubau von Photovoltaik sowie von Windenergieanlagen im gesamten Staatsgebiet Bayerns nötig. Um den Ausbau der Windenergie in Bayern voranzutreiben ist es unter anderem entscheidend, ideale Standorte zu ermitteln, um einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen zu gewährleisten. Die Windenergie existiert bisher vor allem in der Form großer Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe bis zu 240 m [2]. Diese Anlagen sind an Standorten installiert, an denen hohen Windgeschwindigkeiten großen Höhen auftreten. Jedoch existieren ebenso kleinere Windenergieanlagen auf dem Markt mit einer Gesamthöhe bis zu 50 m und mit einer elektrischen Leistung bis 250 kW. Diese Windenergieanlagen würden, aufgrund ihrer geringen Gesamthöhe, bei einer möglichen Neuerrichtung genehmigungsrechtliche Vorteile mit sich bringen [3]. Eine Installation solcher Windenergieanlagen sollte jedoch an Standorten erfolgen, an denen auch in geringeren Höhen, stärkere Windgeschwindigkeiten auftreten.

Im Alpenraum kommt es aufgrund der Gebirge zur Entstehung lokaler Windphänomene. Derartige Windphänomene zeichnen sich oft durch hohe Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichsten Höhen aus. Somit liegt die Vermutung nahe, dass im Bereich solcher Windsysteme die Windenergienutzung in Form kleinerer Windenergieanlagen (Gesamthöhe bis 50 m) möglich wäre. Im nördlichen Inntal befindet sich ein lokales Windsystem namens Erler Wind. In dieser Arbeit soll das Windsystem Erler Wind hinsichtlich einer mögliche Windenergienutzung untersucht werden.

1.2 ZIELSETZUNG

Ziel dieser Arbeit ist es, dass Windsystem Erler Wind zu untersuchen und Potenziale für eine mögliche Nutzung der Windenergie zu ermitteln. Dabei werden Messdaten verschiedener im nördlichen Inntal durchgeführter meteorologischer Messungen ausgewertet. Daraus sollen Kenngrößen und Eigenschaften des Windsystems bestimmt bzw. abgeleitet werden. Darauf aufbauend wird eine detaillierte Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung für verschiedene Windenergie- und Photovoltaikanlagen, basierend auf den Messdaten, durchgeführt. Die Energieerzeugungsprofile der Windenergie- sowie der Photovoltaikanlagen sollen hinsichtlich möglicher zeitlicher Ergänzungen miteinander verglichen werden. Des Weiteren soll ein Vergleich der Energieerzeugungsanlagen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit erfolgen. Diese Arbeit soll die Frage beantworten, ob eine Windenergienutzung im nördlichen Inntal mit kleineren Windenergieanlagen (Gesamthöhe bis 50 m) möglich bzw. wirtschaftlich wäre.

2 PROJEKTVORSTELLUNG

2.1 GEOGRAPHISCHE LAGE DES WINDSYSTEMS ERLER WIND

Das Windsystem Erler Wind befindet sich im nördlichen Inntal. Das Inntal liegt am nördlichen Alpenrand in Bayern und erstreckt sich von der Stadt Rosenheim auf deutscher Seite bis nach Kufstein in Österreich. Der hier betrachtete Abschnitt des Inntals, welcher sich auf einer Nord-Süd-Achse befindet, ist in Abbildung 2 dargestellt. Das nördliche Inntal wird von der Ost- und Westseite durch die Gebirge der Alpen begrenzt, sodass ein keilförmiger Windkanal besteht.

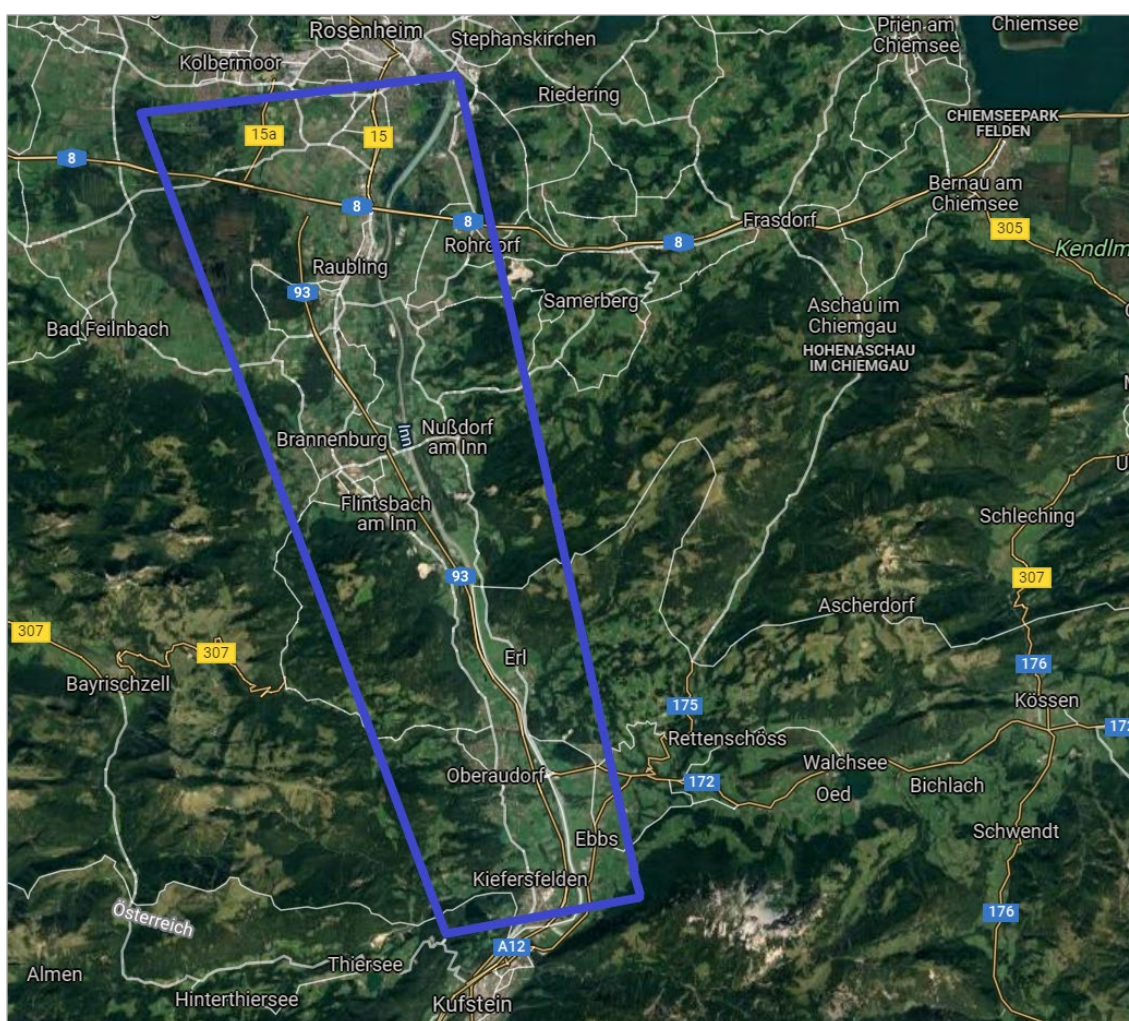


Abbildung 2: Geographische Lage des Windsystems Erler Wind im nördlichen Inntal [5]

In dem hier betrachteten Abschnitt des nördlichen Inntals befindet sich eine Engstelle auf Höhe der Landesgrenze. An dieser Engstelle liegt der Ort Schwaigen auf österreichischer Seite. Auf der deutschen Seite befinden sich die Orte Sonnhart und Steinach. Die Talverengung sowie die umliegenden Ortschaften werden in Abbildung 3 zur Veranschaulichung gezeigt.

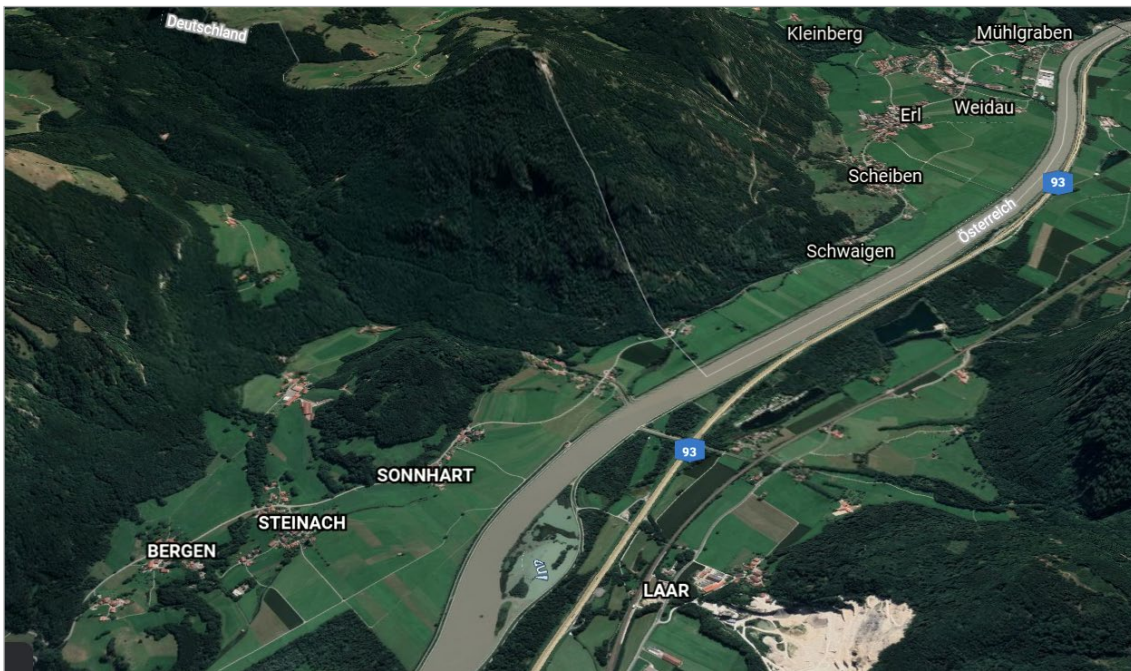


Abbildung 3: Engstelle im nördlichen Inntal zwischen den Orten Sonnhart und Schwaigen [5]

Diese Engstelle des nördlichen Inntals wird von den Hängen des Wildbarrens und des Kranzhorns begrenzt. Dabei findet eine Verengung des Tals von ca. 4.000 m Breite in Höhe der Berggipfel auf ca. 1000 m am Talboden statt [3]. Diese Talverengung ist in Abbildung 4 dargestellt.



Abbildung 4: Größe und Anordnung der Engstelle im nördlichen Inntal [6]

Im Bereich dieser beschriebenen Engstelle befindet sich der Einflussbereich des Windsystems Erler Wind. Die Bezeichnung stammt von der Bevölkerung des bayrischen Inntals, da hier vor allem ein Wind aus südlicher Richtung bzw. aus Richtung des österreichischen Orts Erl (siehe Abbildung 4) weht [4]. Dieses Windsystem wird im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts der TH Rosenheim und der FH Kufstein untersucht, was im Folgenden erläutert wird.

2.2 FORSCHUNGSPROJEKT FH KUFSTEIN UND TH ROSENHEIM

Die Untersuchung des Erler Windes findet in Form eines gemeinsamen Forschungsprojekts der TH Rosenheim und der FH Kufstein statt. Die FH Kufstein hat bereits seit dem Jahr 2013 die Untersuchung des Erler Windes vorangetrieben. Die beiden Hochschulen untersuchen in Kooperation das Windsystem Erler Wind mit dem Ziel, eine großräumige Simulation sowie ein darauf basierendes Windatlas über das nördliche Inntal zu erstellen. Mit Hilfe des Windatlasses sollen potenzielle Standorte für die Nutzung der Windenergie ermittelt werden. Auf die bisherigen Untersuchungen und Ergebnisse der FH Kufstein wird in Kapitel 3.2 eingegangen [3].

Die TH Rosenheim errichtete in Rahmen dieses Forschungsprojekts im Oktober 2020 einen Messturm zwischen den Orten Steinach und Sonnhart im nördlichen Inntal (siehe Abbildung 3). Dieser energieautarke Messturm, mit einer Messhöhe von 11 m, soll für die Zeitdauer von mindestens einem Jahr, alle meteorologisch relevanten Messdaten aufzeichnen. Die aufgenommenen Messdaten werden an die zentrale Datenbank der TH Rosenheim übermittelt und können mit Hilfe einer Software abgerufen werden. Zusätzlich installierte die TH Rosenheim im Oktober 2020 ein sogenanntes LiDAR System, welches Messungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung bis in eine Höhe von 220 m über der Oberfläche durchführte [3]. Diese Messung erfolgte über einen Zeitraum von einem Monat. Auf die beschriebenen Messeinrichtungen und die bisherigen Ergebnisse der TH Rosenheim wird in Kapitel 3.3 genauer eingegangen.

Diese Bachelorarbeit soll im Kontext dieses Forschungsprojekts unter anderem die Messdaten (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) des Messturms in Sonnhart für die Zeitdauer eines Jahres auswerten. Des Weiteren soll auf Basis dieser Messdaten eine Bewertung der Windenergienutzung für den Standort Sonnhart erfolgen.

3 STAND DER FORSCHUNG

Nachdem der Erler Wind ein in der Region rund um das Inntal bekanntes Windphänomen ist, haben sich bereits in der Vergangenheit mehrere Forschungsprojekte und Arbeiten damit beschäftigt. Im Nachfolgenden werden einige der bisherigen Untersuchungen und die damit einhergehenden Erkenntnisse dargestellt. Dabei werden auf eine meteorologische Untersuchung des Windsystems in Form einer Diplomarbeit sowie auf die bisherigen Erkenntnisse der FH Kufstein und der TH Rosenheim genauer eingegangen.

3.1 METEOROLOGISCHE UNTERSUCHUNG DES ERLER WINDES

Die Diplomarbeit „Untersuchung eines thermisch induzierten Berg- und Talwindsystems am Beispiel des Erler-Windes“ wurde im Jahr 2017 von Guido Kugelman verfasst [4]. In dieser Arbeit wurden die Entstehung sowie die Eigenschaften des Erler Windes meteorologisch untersucht.

3.1.1 INHALT DER ARBEIT

Insgesamt wurden bei dieser Diplomarbeit Messdaten von insgesamt zwölf meteorologischen Messstationen in- und außerhalb des nördlichen Inntals vor allem in Bezug auf den Erler Wind ausgewertet [4]. Dabei zeigte sich zum einen, dass der Erler Wind ein thermisch induziertes Berg- und Talwindsystem ist. Ein solches Berg- und Talwindsystem entsteht in Gebirgstälern, in denen sich die Luft im Tal aufgrund der Gebirgshänge und des geringeren Luftvolumens bei Sonneneinstrahlung schneller erwärmt als im Vorland. Somit steigt die Luft an den Berghängen auf und es entsteht durch den Luftdruckunterschied ein Wind, welcher taleinwärts weht. In der Nacht kühlt hingegen die Luft im Tal aufgrund der Berghänge und des geringeren Luftvolumens schneller ab als im Vorland, was einen Talauswind erzeugt. Es konnte aus den Daten der zwölf meteorologischen Messstationen ermittelt werden, dass der Erler Wind ein solches Windsystem ist. Der Ursprung des Erler Windes liegt laut dieser Untersuchung im sogenannten Kufsteiner Becken [4].

Hinsichtlich der Eigenschaften des Erler Windes ergaben die Untersuchungen, dass an sogenannten störungsfreien Tagen ein Wechsel der Windrichtung stattfindet. Bei störungsfreien Tagen handelt es sich um Tage mit klarem Himmel und somit hoher solaren Einstrahlung. Bezüglich des Auftretens des Erler Windes wurde festgestellt, dass der Erler Wind für gewöhnlich in der Nacht und am frühen Vormittag talauswärts weht. Am Nachmittag tritt hingegen, aufgrund der Sonneneinstrahlung an den Berghängen, überwiegend ein Taleinwind auf. Aufgrund der Ausrichtung des nördlichen Inntals weht der Talauswind aus südsüdöstlicher Richtung (SSO) und der Taleinwind aus nordnordwestlicher Richtung (NNW). Eine weitere Erkenntnis dieser Untersuchung ist, dass der Wechsel am Tag zwischen Talaus- und Taleinwind abhängig von der Jahreszeit, nämlich nur in den Sommermonaten stattfindet. In den Wintermonaten ist ein solcher Wechsel der Windrichtung aufgrund der geringeren solaren Einstrahlung nicht zu beobachten. Hinsichtlich der Intensität wurden bei den Talauswinden höhere Windgeschwindigkeiten gemessen als bei den Taleinwinden. Des Weiteren ergab sich aus den Messungen, dass die auftretenden Winde und somit die gemessenen Windgeschwindigkeiten an der Engstelle (vgl. Abbildung 4) aufgrund eines Düseneffekts deutlich ausgeprägter sind. Dadurch würde eine Nutzung der Windenergie vor allem an dieser Stelle in Frage kommen [4].

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurden unter anderem, zeitlich limitierte Messungen in der Nähe der bereits beschriebenen Engstelle des nördlichen Inntals bei Sonnhart durchgeführt. Dabei wurden in den Orten Flintsbach und Niederaudorf mobile Messmasten erreicht. Diese temporär aufgezeichneten Messdaten werden ebenso in dieser Bachelorarbeit als zusätzliche Datenbasis verwendet, worauf im nachfolgenden Kapitel 4 genauer eingegangen wird.

3.1.2 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die Ergebnisse der meteorologischen Untersuchungen des Erler Windes von Guido Kugelman sind im Folgenden nochmals zur Übersicht aufgelistet:

- Der Erler Wind tritt überwiegend in der Nacht und am Vormittag als Talauswind (südsüdöstliche Windrichtung) und am Nachmittag als Taleinwind (nordnordwestliche Windrichtung) auf.
- Der Wechsel der Windrichtung findet meist an Tagen mit hoher solarer Einstrahlung und vor allem in den Sommermonaten statt.
- Der Talauswind erreicht im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten als der Taleinwind.
- An der Talverengung, bei den Orten Sonnhart und Schwaigen, treten aufgrund eines Düseneffekts höhere Windgeschwindigkeiten auf als in den restlichen Abschnitten des nördlichen Inntals [4].

3.2 UNTERSUCHUNGEN DER FH KUFSTEIN

Die FH Kufstein hat hinsichtlich des Windsystems Erler Wind bereits einige Untersuchungen durchgeführt. Im Nachfolgenden werden auf eine Untersuchung aus dem Jahr 2018 sowie auf die Zwischenergebnisse einer Messkampagne aus dem Jahr 2019 genauer eingegangen [7][8].

3.2.1 MESSUNG UND AUSWERTUNG DES ERLER WINDES

Im Jahr 2018 veröffentlichte die FH Kufstein eine Arbeit mit dem Thema „Messung und Auswertung des Erler Windes“ unter der Leitung von Prof. Dr. Wolfgang Woyke [7]. Darin werden die bis zum Jahr 2018 vorhandenen meteorologischen Messungen, welche sich im nördlichen Inntal auf österreichischer Seite befinden, ausgewertet.

Die Ergebnisse dieser Auswertungen hinsichtlich der Eigenschaften dieses Windphänomens zeigen, dass der Erler Wind überwiegend am Vormittag als Talauswind (südliche Windrichtung) und hingegen am Nachmittag als Taleinwind (nördliche Windrichtung) auftritt. Diese Erkenntnisse decken sich mit einer damals durchgeführten Befragung der Bevölkerung. Eine weitere Erkenntnis ist, dass die Talauswinde im Mittel deutlich größere Windgeschwindigkeiten erreichen als die am Nachmittag auftretenden Taleinwinde. Ebenso ergab die Untersuchung, dass an der Engstelle des Inntals bei dem Ort Schwaigen deutlich größere Windgeschwindigkeiten auftreten als in der Umgebung [7].

Aufgrund dieser Erkenntnisse und der bis dahin unsicheren Datenbasis, wurde ein Vorhaben von Seiten der FH Kufstein hinsichtlich einer genaueren Untersuchung des Erler Windes geplant. Dabei sollen zwei Messstandorte südlich der Engstelle auf österreichischer Seite errichtet werden. Diese Messstationen sollen für die Zeitdauer von zwei Jahren Windmessdaten aufzeichnen [7]. Im Nachfolgenden werden das Projekt der FH Kufstein sowie die Zwischenergebnisse dieser Messkampagne vorgestellt.

3.2.2 ZWISCHENSTAND DES PROJEKTS ERLER WIND

Die FH Kufstein errichtete im August 2018 zwei Windmessmasten an den Standorten Schwaigen und Oberndorf, auf der österreichischen Seite des nördlichen Inntals. Der Standort Schwaigen befindet sich direkt an der Talverengung, wohingegen der Ort Oberndorf in der Nähe der Stadt Kufstein liegt [8]. In der Arbeit „Bewertung lokaler Windphänomene“ der FH Kufstein aus dem Jahr 2019 sind die Zwischenergebnisse dieser Messkampagne beschrieben [8].

Die Messungen ergaben, dass am Ort Schwaigen deutlich größere Windgeschwindigkeiten auftreten als in Oberndorf. Die Erkenntnis, dass überwiegend ein Talauswind (Südwind) am Vormittag und ein Taleinwind (Nordwind) am Nachmittag auftritt, konnte durch diese Messungen nochmals verifiziert werden. Hinsichtlich der Intensität der auftretenden Winde konnten im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten bei den Talauswinden festgestellt werden als bei den Taleinwinden. Als Ursache wird ein Düseneffekt genannt. Dieser Effekt soll durch die Topografie des nördlichen Inntals hervorgerufen werden. Die Bestätigung für diese Theorie ist, dass die stärkeren Winde nur in Düsenrichtung auftreten. Dabei werden die Talauswinde aufgrund der Topografie und des somit größeren Düseneffekts deutlich ausgeprägter verstärkt [8].

Des Weiteren zeigte sich anhand der Messungen, dass das Windphänomen Erler Wind räumlich nur gering ausgedehnt ist. Am Messstandort in Oberndorf wurden bereits deutlich niedrigere Windgeschwindigkeiten gemessen als in Schwaigen. Somit ergibt sich, dass eine Nutzung der Windenergie vor allem am Standort in Schwaigen bzw. im Bereich der Engstelle des nördlichen Inntals möglich wäre [8].

3.2.3 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die Erkenntnisse der beschriebenen Untersuchungen des Erler Windes seitens der FH Kufstein sind im Nachfolgenden nochmals zur Übersicht aufgelistet:

- Der Erler Wind tritt meist am Vormittag als Talauswind (Südwind) und am Nachmittag als Taleinwind (Nordwind) auf.
- An der Engstelle des nördlichen Inntals, beim Ort Schwaigen, treten aufgrund eines Düseneffekts im Mittel Winde mit höheren Windgeschwindigkeiten auf als im Ort Oberndorf nahe Kufstein.
- Die Windenergienutzung im Einflussbereich des Erler Windes ist auf der österreichischen Seite des Inntals auf einen kleinen räumlichen Bereich begrenzt [8].

3.3 UNTERSUCHUNGEN DER TH ROSENHEIM

Neben den Forschungsaktivitäten der FH Kufstein startete ebenso die TH Rosenheim ein Forschungsprojekt bezüglich der Untersuchung des Windsystems Erler Wind. Dazu wurden zwei verschiedene Messsysteme an der Engstelle des nördlichen Inntals, auf deutscher Seite, installiert. Die TH Rosenheim misst am Standort zwischen Steinach und Sonnhart (siehe Abbildung 3) seit Oktober 2020 mit einem 11 m hohen meteorologischen Messmasten sowie mit einem LiDAR-System¹. Dieses LiDAR-System nahm ab Oktober 2020, für den Zeitraum von vier Wochen, Messwerte über die Windrichtung und Windgeschwindigkeit bis in eine Höhe von 220 m über dem Grund auf [3].

Im Rahmen dieser Messungen verfasste Johannes Binstener eine Projektarbeit, in der die damals aufgezeichneten bzw. vorhandenen Messdaten für einen vierwöchigen Messzeitraum ausgewertet wurden [3].

¹ Ein LiDAR-System kann mit Hilfe der Aussendung von Lichtimpulsen, welche an Aerosolen der Luft reflektiert werden, Windgeschwindigkeit und Windrichtung bis in große Höhen messen [3].

3.3.1 ZWISCHENSTAND FORSCHUNGSPROJEKT ERLER WIND

Im Rahmen des Forschungsprojekts der TH Rosenheim sollte zunächst anhand der Messdaten des LiDAR-Systems ermittelt werden, ob die logarithmische Höhenformel für das Windsystem Erler Wind bzw. an der Engstelle des nördlichen Inntals bei Sonnhart gültig ist. Die logarithmische Höhenformel gibt die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über dem Grund an (siehe Kapitel 5.1.1). Diesbezüglich ergaben die Messungen, dass die logarithmische Höhenformel bei diesem Windphänomen allgemein nicht gültig ist. Jedoch kann man bis in eine Höhe von 80 m über dem Grund die logarithmische Höhenformel anwenden. Bis in diese Höhe wurden keine signifikanten Unterschiede zwischen den Messwerten und den mit der logarithmischen Höhenformel errechneten Werten der Windgeschwindigkeit festgestellt [3].

Des Weiteren wurden mit Hilfe der Messdaten des LiDAR-Systems und des Messturms die Eigenschaften des Erler Windes am Messstandort in Sonnhart bestimmt. Dabei zeigte sich, dass hauptsächlich größere Windgeschwindigkeiten bei Winden aus südlicher Richtung, innerhalb des kurzen Messzeitraums von vier Wochen, aufgezeichnet wurden. Ebenso wurde bei einzelnen Tagen mit wolkenlosem Himmel ein Richtungswechsel der Windrichtung von südliche auf nördliche Richtung, rund um die Mittagszeit, festgestellt [3].

Auf Basis der bis dahin vorhandenen Windmessdaten wurden Ertragsberechnungen von Windenergieanlagen durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass Windenergieanlagen im Bereich der Engstelle des nördlichen Inntals, sprich am Standort Sonnhart, wirtschaftlich betrieben werden könnten. Hinsichtlich der Genehmigung der Errichtung von Windenergieanlagen wurde festgestellt, dass im nördlichen Inntal nur Anlagen kleiner einer Gesamthöhe von 50 m aufgrund genehmigungsrechtlicher Vorteile in Frage kommen [3].

Aufgrund der in dieser Auswertung verwendeten Datenbasis, welche nur einen kurzen Zeitraum von vier Wochen widerspiegelt, wurde von Seiten der TH Rosenheim entschieden, eine weitere Untersuchung durchzuführen. Die Messdatenauswertung sowie die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Windenergieanlagen sollte nochmals anhand Messdaten eines Messzeitraums von einem vollständigen Jahr erfolgen [3].

3.3.2 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die bisherigen Erkenntnisse der TH Rosenheim hinsichtlich der Untersuchung des Erler Windes sind im Nachfolgenden nochmals zur Veranschaulichung aufgelistet:

- An der Engstelle des nördlichen Inntals bei Sonnhart ist die logarithmische Höhenformel bis in eine Höhe von 80 m über dem Grund gültig.
- Der Erler Wind weht in diesem Talabschnitt hauptsächlich aus südlicher Richtung.
- Höhere Windgeschwindigkeiten treten überwiegend bei den Südwinden auf.
- Die Errichtung von Windenergieanlagen bis in eine Gesamthöhe von 50 m bietet genehmigungsrechtliche Vorteile.
- Erste Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass Windenergieanlagen am Standort Sonnhart, elektrische Energie mit niedrigen Stromgestehungskosten (LCOE) erzeugen könnten [3].

4 DATENBASIS UND MESSSTANDORTE

Nach der Erläuterung der bisherigen Forschungsergebnisse bezüglich des Windsystems Erler Wind, wird im Folgenden auf die in dieser Arbeit verwendete Datenbasis eingegangen. Neben den Messdaten des Messturms der TH Rosenheim in Sonnhart, werden ebenso Daten anderer Messstationen aus dem nördlichen Inntal verwendet. Mit Hilfe einer breiteren Datenbasis soll es möglich sein, eine genauere Aussage über die Windsituation im nördlichen Inntal, auf deutscher Seite, zu treffen. Aus diesem Grund werden bei der Datenauswertung Messdaten von insgesamt fünf verschiedenen Messstationen verwendet. Zur Übersicht ist die geographische Anordnung der Stationen in Abbildung 5 dargestellt.



Abbildung 5: Übersichtskarte der verwendeten Messstationen entlang des nördlichen Inntals [5]

Die in Abbildung 5 gezeigten Messstationen befinden sich, bis auf die Station im Ort Prutting, im nördlichen Inntal. Anzuführen ist, dass diese Stationen von unterschiedlichen Organisationen bzw. Personen betrieben wurden und zu unterschiedlichen Zeitpunkten Messdaten aufnahmen. Bei der Station in Sonnhart handelt es sich um den bereits in Kapitel 2.2 beschriebenen Messmast der TH Rosenheim an der Engstelle des nördlichen Inntals, auf Höhe der Landesgrenze.

Zur Übersicht sind in Tabelle 1 die für diese Arbeit herangezogenen Messstationen aufgelistet. Darin sind ebenso der Messzeitraum, die Messhöhe über dem Grund sowie der Betreiber der jeweiligen Station mit aufgeführt.

Tabelle 1: Liste der verwendeten Messstationen

Station/Standort	Messzeitraum	Messhöhe über Grund	Betreiber
Sonnhart	06.10.2020 bis 05.10.2021	11 m	TH Rosenheim ²
Prutting	06.10.2020 bis 05.10.2021	13 m	TH Rosenheim
Nußdorf am Inn	22.11.2020 bis 21.11.2021	13,5 m	Privat ³
Flintsbach	19.11.2015 bis 06.10.2016	10 m	DWD MME ⁴
Niederaudorf	19.02.2016 bis 08.06.2016	10 m	DWD MME

Bezüglich der in Tabelle 1 enthaltenen Messzeiträume ist zu ergänzen, dass es sich dabei um die Zeiträume der Datensätze handelt, welche in dieser Arbeit ausgewertet werden. Es liegen lediglich für die Stationen Sonnhart, Prutting und Nußdorf am Inn Messdaten für die Zeitdauer eines vollständigen Jahres vor. In Kapitel 5 wird genauer auf die Datenauswertung und ggf. auf die Anpassung der vorhandenen Datensätze eingegangen. Zunächst werden im Nachfolgenden die Eigenschaften der Messdatensätze sowie die Standorte der jeweiligen Stationen beschrieben.

4.1 SONNHART

4.1.1 BESCHREIBUNG DER STATION

Bei der Station in Sonnhart handelt es sich, wie bereits in Kapitel 2.2 erwähnt, um einen 11 m hohen Messturm. Diese Messstation wird energieautark mit Hilfe von zwei Photovoltaikmodulen betrieben und ist mit einem Halbschalen-Anemometer, einer Wetterstation sowie einem Pyranometer ausgestattet. Gemessen werden an diesem Standort die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung vom Anemometer sowie von der Wetterstation. Mit Hilfe der Wetterstation werden ebenso weitere Messgrößen im Außenbereich wie z.B. Luftfeuchtigkeit, Temperatur, Niederschlagsmenge und Luftdruck aufgezeichnet. Das Pyranometer misst die horizontale Einstrahlung der Sonne, sprich die Globalstrahlung, an diesem Standort.

Hinsichtlich des Standorts des Messmasts ist zu nennen, dass sich dieser auf einer freien Fläche zwischen Sonnhart und Steinach befindet [3]. Somit kann angenommen werden, dass bei dieser Messstation keine Störung des Windfeldes auftritt. In unmittelbarer Nähe zu diesem Standort liegt die in Kapitel 2.1 beschriebene Engstelle des nördlichen Inntals. Zur Veranschaulichung werden in Abbildung 6 der Messturm in Sonnhart sowie die unmittelbare Umgebung gezeigt. Die von dieser Messstation der TH Rosenheim aufgezeichneten Daten werden in dieser Arbeit zur Winddatenauswertung sowie für die Ertragsberechnung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen verwendet.

² Messstationen der TH Rosenheim, Quelle: TH Rosenheim

³ Private Messstation, Quelle: Christian Holzner (Schotterwerk Holzner) aus Nußdorf am Inn [22]

⁴ Temporäre Mobile Messeinheit (MME) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [4],
Quelle: Deutscher Wetterdienst, Regionales Klimabüro München [21]



Abbildung 6: Messturm der TH Rosenheim in Sonnhart nahe der Engstelle des nördlichen Inntals [3]

4.1.2 ÜBERSICHT

Alle für die Auswertung verwendeten Datenreihen sowie die Eigenschaften der Messdaten des Messturms in Sonnhart sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der Messstation Sonnhart (TH Rosenheim)

Station Sonnhart	
Messzeitraum	06.10.2020 bis 05.10.2021
Messhöhe über Grund	11 m
Auflösung der Datenreihen	10-Minutenwerte
Verwendete Parameter	Windrichtung, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung, Außentemperatur, Luftfeuchtigkeit

4.2 PRUTTING

4.2.1 BESCHREIBUNG DER STATION

Die Messstation in Prutting befindet sich auf dem Dach eines Hauses und wird ebenfalls von der TH Rosenheim betrieben. Der Ort Prutting liegt nordöstlich von Rosenheim und befindet sich somit außerhalb des Inntals (siehe Abbildung 5). Die Messeinrichtungen sind an einem auf dem Hausdach montierten Masten in einer Höhe von 13 m über dem Grund installiert. Hinsichtlich der Umgebung ist zu nennen, dass sich die Messstation in einem Siedlungsgebiet befindet. Die Station sowie die unmittelbare Umgebung sind zur Veranschaulichung in Abbildung 7 dargestellt. In diesem Fall sind ein Halbschalen-Anemometer sowie eine Wetterstation zur Messung sämtlicher meteorologischer Größen installiert. Mit Hilfe dieser Messdaten soll ein Vergleich der Windgegebenheiten im Inntal mit denen des Vorlandes erfolgen.



Abbildung 7: Messstation der TH Rosenheim im Vorland des Inntals am Standort Prutting

4.2.2 ÜBERSICHT

Die verwendeten Datenreihen sowie die Eigenschaften der Messstation sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der Messstation Prutting (TH Rosenheim)

Station Prutting	
Messzeitraum	06.10.2020 bis 05.10.2021
Messhöhe über Grund	13 m
Auflösung der Datenreihen	10-Minutenwerte
Verwendete Parameter	Windgeschwindigkeit, Windrichtung

4.3 NUSSDORF AM INN

4.3.1 BESCHREIBUNG DER STATION

Bei der Station in Nußdorf am Inn handelt es sich um eine private Messeinrichtung. Diese wird von dem Inhaber eines Schotterwerks namens Christian Holzner betrieben. Der Standort dieser Messstation befindet sich an einer Kiesgrube südlich von dem Ort Nußdorf am Inn. Gezeigt wird der Standort der Messung in Abbildung 8. Darin ist ersichtlich, dass die Station (rote Markierung) direkt an der Kiesgrube und nördlich von Bäumen sowie eines Sees liegt. Diese Messstation besteht aus einer Wetterstation, welche unter anderem die Windgeschwindigkeit sowie die Windrichtung in einer Messhöhe von 13,5 m über dem Grund erfasst. Die Wetterstation, welche an einem Masten montiert ist und sich oberhalb eines Containers befindet, ist in Abbildung 9 dargestellt. Hierbei ist zu ergänzen, dass die Wetterstation nur wenige Meter oberhalb der umgebenden Sträucher und Bäumen installiert ist. Des Weiteren ist zu nennen, dass sich in südlicher Richtung ein Hügel befindet. Bei diesem Hügel handelt es sich um den sogenannte Riedlberg [22]. Diese beschriebene Umgebung der Messstation wird in Abbildung 10 gezeigt. In dieser Abbildung sind die umgebenden Bäume und Sträucher sowie links im Bild, neben dem See, der Riedlberg zu sehen.

Aufgrund des Einflusses der umliegenden Bäume bzw. Sträucher und des vorgelagerten Hügels ist davon auszugehen, dass das Windfeld im Bereich der Wetterstation gestört wird. Bei der Auswertung dieser Messdaten in Kapitel 5.2.3 wird darauf detailliert eingegangen. Hinsichtlich der verwendeten Messdaten dieser Station ist zu ergänzen, dass die aufgezeichneten Messdaten zur Winddatenauswertung sowie für die Ertragsberechnung von Windenergieanlagen verwendet werden.



Abbildung 8: Standort der privaten Messung von Christian Holzner südlich des Ortes Nußdorf am Inn [6]



Abbildung 9: Messmast der privaten Messstation südlich von Nußdorf am Inn [22]



Abbildung 10: Umgebung der privaten Messstation in Nußdorf am Inn mit Blick in südliche Richtung [22]

4.3.2 ÜBERSICHT

Die für die Auswertung verwendeten Datenreihen sowie die Eigenschaften der Messstation sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der privaten Messstation Nußdorf am Inn

Station Nußdorf am Inn	
Messzeitraum	22.11.2020 bis 21.11.2021
Messhöhe über Grund	13,5 m
Auflösung der Datenreihen	30-Minutenwerte
Verwendete Parameter	Windgeschwindigkeit und Windrichtung

4.4 FLINTSBACH

4.4.1 BESCHREIBUNG DER STATION

Die Messstation in Flintsbach ist eine sogenannte Mobile Messeinheit (MME) des Deutschen Wetterdienstes [21]. Bei der zeitlich begrenzten Messung wurden in den Jahren 2015 und 2016 temporäre Messdaten mit Hilfe einer Wetterstation aufgenommen. Die MME, mit einer Messhöhe von ungefähr 10 m über dem Grund, befand sich damals nordöstlich von Flintsbach, in der Nähe eines Bauernhofes, auf offenem Gelände. Der Standort ist in etwa 1 km von dem Fluss Inn entfernt [4]. Die Messstation sowie die direkte Umgebung sind zur Veranschaulichung in Abbildung 11 dargestellt. Darin ist ersichtlich, dass sich südlich von der Station eine freie Fläche befand. In dieser Arbeit werden auf die Messdaten der Windgeschwindigkeit sowie der Windrichtung für die Winddatenauswertung sowie für die Ertragsberechnung von Windenergieanlagen zurückgegriffen.



Abbildung 11: Temporäre Messstation des DWD in Flintsbach [4]

4.4.2 ÜBERSICHT

Die verwendeten Datenreihen sowie die Eigenschaften der Messstation sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der temporären Messstation des DWD in Flintsbach

Station Flintsbach	
Messzeitraum	19.11.2015 bis 06.10.2016
Messhöhe über Grund	10 m
Auflösung der Datenreihen	Stundenwerte
Verwendete Parameter	Windgeschwindigkeit und Windrichtung

4.5 NIEDERAUDORF

4.5.1 BESCHREIBUNG DER STATION

Neben der Station in Flintsbach wurde ebenso in Niederaudorf, im Jahr 2016, eine temporäre Mobile Messeinheit (MME) des DWD errichtet [21]. Diese befand sich auf einer freien, un bebauten Fläche ungefähr 1,5 km nordöstlich von Niederaudorf. In diesem Fall befindet sich der Standort in etwa 0,5 km westlich vom Inn [4]. Gezeigt wird in Abbildung 12 die Messstation sowie die unmittelbare Umgebung. Ersichtlich wird in dieser Abbildung, dass sich neben der Messstation eine Scheune befand. Ebenso wie bei der Station in Flintsbach lag südlich der Messstation eine freie Fläche. Die aufgezeichneten Messdaten dieser Station werden zur Winddatenauswertung verwendet.



Abbildung 12: Temporäre Messstation des DWD in Niederaudorf [4]

4.5.2 ÜBERSICHT

Die für die Auswertung verwendeten Datenreihen sowie die Eigenschaften der Messstation sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der temporären Messstation des DWD in Niederaudorf

Station Niederaudorf	
Messzeitraum	19.02.2016 bis 08.06.2016
Messhöhe über Grund	10 m
Auflösung der Datenreihen	Stundenwerte
Verwendete Parameter	Windgeschwindigkeit und Windrichtung

Die Messdaten der fünf hier beschriebenen Messstationen werden im nachfolgenden Kapitel 5 ausgewertet. Dabei werden die für jeden Standort erfassten Windgeschwindigkeiten je nach Windrichtung bezüglich der Häufigkeit und Intensität untersucht. Die Auswertung soll Kenngrößen und somit Eigenschaften des Erler Windes aufzeigen. Des Weiteren soll eine Aussage über die räumliche Ausdehnung dieses Windphänomens getroffen werden.

5 AUSWERTUNG DER WINDMESSDATEN

In diesem Kapitel werden zunächst die theoretischen Grundlagen sowie das Vorgehen bei der Auswertung beschrieben. Die Messdatenauswertung sowie die Interpretation der Ergebnisse folgen im Anschluss.

5.1 THEORETISCHE GRUNDLAGEN UND METHODIK

Für die Winddatenauswertung werden theoretische Grundlagen hinsichtlich Windströmungen benötigt. Die hier erforderlichen Grundlagen werden im Nachfolgenden genauer erläutert.

5.1.1 LOGARITHMISCHE HÖHENFORMEL

Die Windmessdaten der beschriebenen Messstationen (siehe Kapitel 4) wurden in unterschiedlichen Höhen über der Erdoberfläche aufgezeichnet. Aus diesem Grund ist für einen Vergleich der Standorte eine Umrechnung der Messwerte auf eine gleiche Höhe nötig. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Intensität der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über dem Grund steigt. Die Ursache dafür ist die sogenannte atmosphärische Grenzschicht, eine turbulente Schicht im unteren Bereich der Atmosphäre nahe der Erdoberfläche. Diese in Abbildung 13 gezeigte Schicht ist von der Topographie, der Reibung an der Erdoberfläche sowie von der Druck- und Temperaturverteilung abhängig [9].

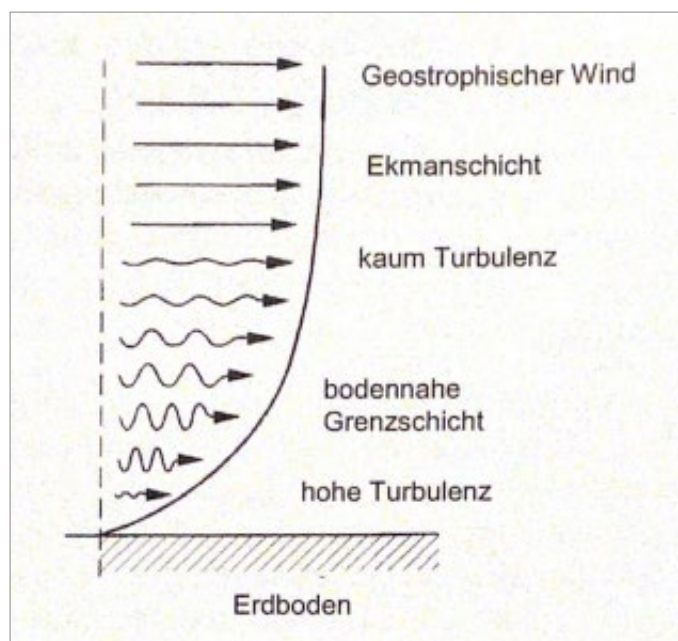


Abbildung 13: Darstellung der atmosphärischen Grenzschicht über der Erdoberfläche [9]

Die aufgrund der Grenzschicht auftretende Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Grund, kann mit der sogenannten logarithmischen Höhenformel beschrieben werden. Diese in Gleichung 5.1 gezeigte Formel ermöglicht, die in einer bestimmten Höhe z_1 gemessene Windgeschwindigkeit c_1 in die Windgeschwindigkeit c_2 umzurechnen, welche in der Höhe z_2 auftritt [9].

$$c_2(z_2) = c_1(z_1) * \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad 5.1$$

Für diese Umrechnung wird die Rauigkeitslänge z_0 benötigt. Dieser Wert ist abhängig von der umgebenden Geländeoberfläche des jeweiligen Messstandorts [9]. In Tabelle 7 sind die Rauigkeitslängen je nach Art der Geländeoberfläche aufgelistet.

Tabelle 7: Rauigkeitslängen z_0 für verschiedene Geländeoberflächen [10]

Geländeoberfläche	Rauigkeitslänge z_0 in m
Landwirtschaftliches Gelände mit offenem Erscheinungsbild	0,05
Landwirtschaftliches Gelände mit geschlossenem Erscheinungsbild	0,1
Viele Bäume und Büsche	0,2
Bebautes Gelände	0,3
Vorstädte	0,5
Wald	0,8
Stadt	1,0

Mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel werden in dieser Arbeit die von den Messstationen gemessenen Windgeschwindigkeiten auf die in der jeweils erforderlichen Höhe auftretenden Windgeschwindigkeiten umgerechnet.

5.1.2 MITTLERE LEISTUNGSDICHTE

Eine Kenngröße von den an einem Standort herrschenden Windverhältnissen ist die sogenannte mittlere Leistungsdichte P_{spez} . Diese Größe gibt die Leistung des Windes an, welche pro Fläche, an einem Standort, im Mittel auftritt. Mit dieser Kenngröße können verschiedene Standorte möglicher Windenergieanlagen hinsichtlich der im Mittel auftretenden Leistung des Windes pro Fläche verglichen werden. Die Berechnung der mittleren Leistungsdichte ist in Gleichung 5.2 angegeben. Dabei werden die Dichte ρ von Luft bei Normatmosphäre mit $1,225 \text{ kg/m}^3$ sowie die Geschwindigkeit der Anströmung in Rotorebene c_0 , in diesem Fall die aus den Messdaten ermittelte mittlere Windgeschwindigkeit, verwendet [10].

$$P_{spez} = \frac{1}{2} * \rho * c_0^3 \quad 5.2$$

5.1.3 METHODIK

Bei der Auswertung der Windmessdaten wurde wie folgt vorgegangen.

Zunächst ist es erforderlich, die jeweils aufgezeichneten Messdaten in ein passendes Dateiformat zu überführen. Die Messdaten aus Nußdorf am Inn, Flintsbach und Niederaudorf lagen bereits in Form einer CSV-Datei vor.

Hingegen sind die gemessenen Daten der Stationen der TH Rosenheim zentral auf einer Datenbank abgespeichert. Diese mussten zunächst mit Hilfe der Software Monisoft heruntergeladen und in eine CSV-Datei umgewandelt werden. Alle Datensätze sind anschließend mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel sowie mit Hilfe des Programms MATLAB ausgewertet worden.

Ein Großteil der Auswertung wurde mit Microsoft Excel durchgeführt. Dabei sind Kenngrößen wie die mittlere Windgeschwindigkeit sowie die mittlere Leistungsdichte berechnet worden. Des Weiteren wurden Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten sowie Dauerlinien erstellt. Mit Hilfe der Software MATLAB konnten aufwändigere Diagramme wie beispielsweise Stärkewindrosen und Diagramme mit Punktwolken erstellt werden. Neben der Auswertung der originalen Messdaten je nach Messstation, wurden diese Daten ebenso mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel auf die Höhe von 11 m über dem Grund umgerechnet und anschließend miteinander verglichen. Dabei findet ein Vergleich anhand der Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten sowie anhand der Kenngrößen mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Leistungsdichte statt.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der hier beschriebenen Datenauswertung dargestellt. Darin sind die Ergebnisse von jeder der fünf Messstationen sowie ein Vergleich aller Messstationen enthalten.

5.2 MESSDATENAUSWERTUNG

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der Auswertung der Messdaten der in Kapitel 4 beschriebenen Messstationen dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Auswertung mit den unveränderten Messdaten durchgeführt wurde. Dies bedeutet, dass sich die nachfolgenden Ergebnisse auf die originalen Messdaten in der jeweiligen Messhöhe sowie auf den angegebenen Messzeitraum beziehen. Bei der Auswertung der Messdaten aus Sonnhart wird zudem ausführlich auf die Eigenschaften des Erler Windes, insbesondere auf die Häufigkeit von Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Abhängigkeit der Tageszeit, eingegangen. Bei den restlichen Messstationen findet eine Auswertung hinsichtlich der Häufigkeit von Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten statt. Zusätzliche, bei der Auswertung der einzelnen Messstationen erstellte Diagramme, sind im Anhang A enthalten.

5.2.1 SONNHART

In Sonnhart wurden laut Kapitel 4.1 mit einem Anemometer sowie mit einer Wetterstation die Windgeschwindigkeiten sowie die Windrichtungen der auftretenden Winde für die Zeitdauer von insgesamt einem Jahr gemessen. Vorab ist zu erwähnen, dass das Anemometer von 06.10.2020 bis 17.09.2021 Messwerte aufzeichnete. Ab dem 17.09.2021 musste das Anemometer aufgrund eines Defekts stillgelegt werden. Die aufgenommenen Messwerte der beiden am Messmast montierte Messgeräte unterscheiden sich nur geringfügig. Bei den mittleren Windgeschwindigkeiten der Messwerte des Anemometers und der Wetterstation ergibt sich eine Differenz von 0,2 m/s. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung bezogen, auf die aus den Messdaten des Anemometers berechnete, mittlere Windgeschwindigkeit von 4%. In Abbildung 14 sind die relativen Häufigkeitsverteilungen der Messwerte des Anemometers sowie der Wetterstation zur Veranschaulichung aufgeführt. Darin wird gezeigt, dass sich die relativen Häufigkeiten von niedrigeren Windgeschwindigkeiten (0 m/s bis 4 m/s) zwar unterscheiden, jedoch sind diese niedrigen Windgeschwindigkeiten hinsichtlich der Nutzung von Windenergie weniger relevant. Dies liegt daran, dass Windkraftanlagen meist eine Einschaltgeschwindigkeit von 3 m/s besitzen und somit bei niedrigen Windgeschwindigkeiten keine bzw. nur wenig elektrische Energie erzeugen. In diesem Diagramm ist ebenfalls ersichtlich, dass sich die Messwerte von Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s nur in geringem Maße unterscheiden.

Da das Anemometer für die Messung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung generell besser geeignet ist und die Abweichungen der relevanten Messwerte nur minimal sind, werden im Nachfolgenden die Messwerte des Anemometers ausgewertet. Aufgrund des Schadensereignisses werden die Messdaten des Anemometers für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 17.09.2021 betrachtet. Zum Vergleich sind die bei der Auswertung der Messdaten der Wetterstation erstellten Diagramme im Anhang A enthalten.

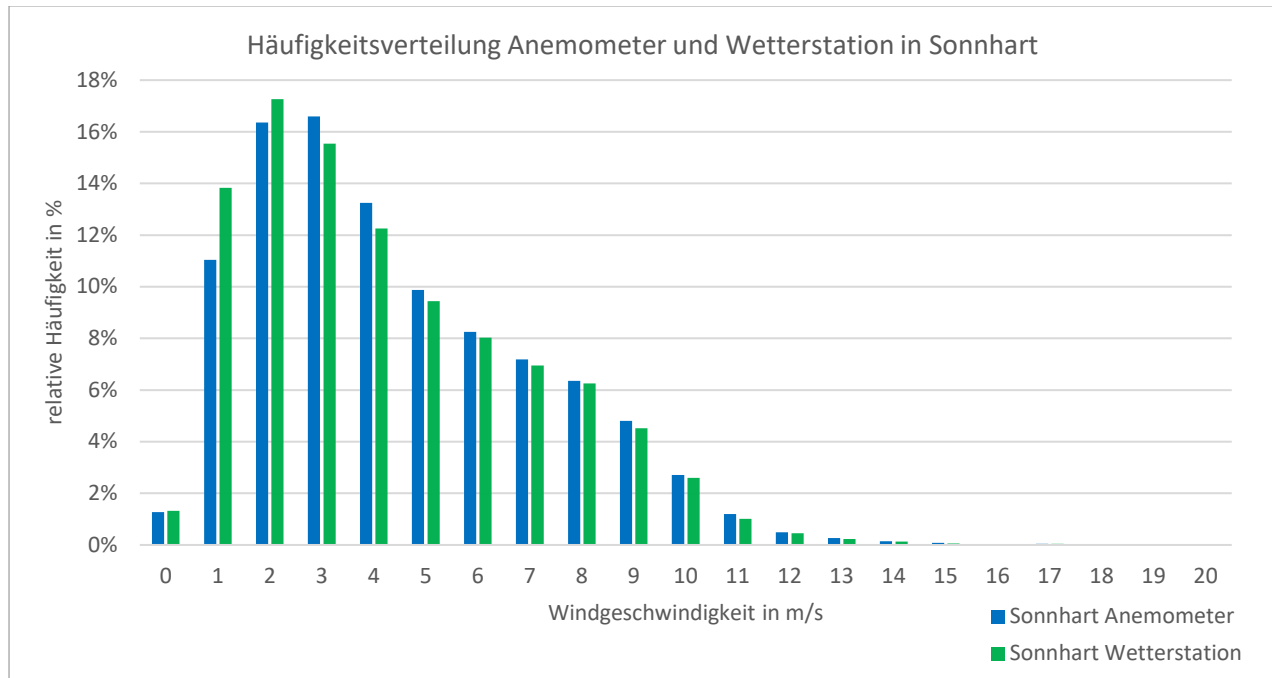


Abbildung 14: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten der Messwerte des Anemometers und der Wetterstation in Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 17.09.2021

Im Nachfolgenden werden zunächst die Ergebnisse der Auswertung hinsichtlich der auftretenden Windgeschwindigkeiten dargestellt.

Die absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten (siehe Abbildung 15) an diesem Standort ergibt, dass überwiegend Windgeschwindigkeiten von 1 m/s bis 4 m/s auftreten. Jedoch zeigt sich ebenso, dass Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s mindestens 4000 h im Messzeitraum von knapp einem Jahr vorkommen. Darin deutet sich an, dass eine Windkraftanlage mindestens die Zeitdauer eines halben Jahres in Betrieb wäre und somit hohe energetische Erträge liefern könnte. Diese Erkenntnisse sind ebenso anhand der Dauerlinie in Abbildung 16 ersichtlich. Aus den Messdaten lässt sich für den Messzeitraum eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s berechnen. Hinsichtlich der mittleren Leistungsdichte ist ein Wert von 54,3 W/m² ermittelt worden. Die Einordnung und Diskussion dieser Werte finden in Kapitel 5.3 statt.

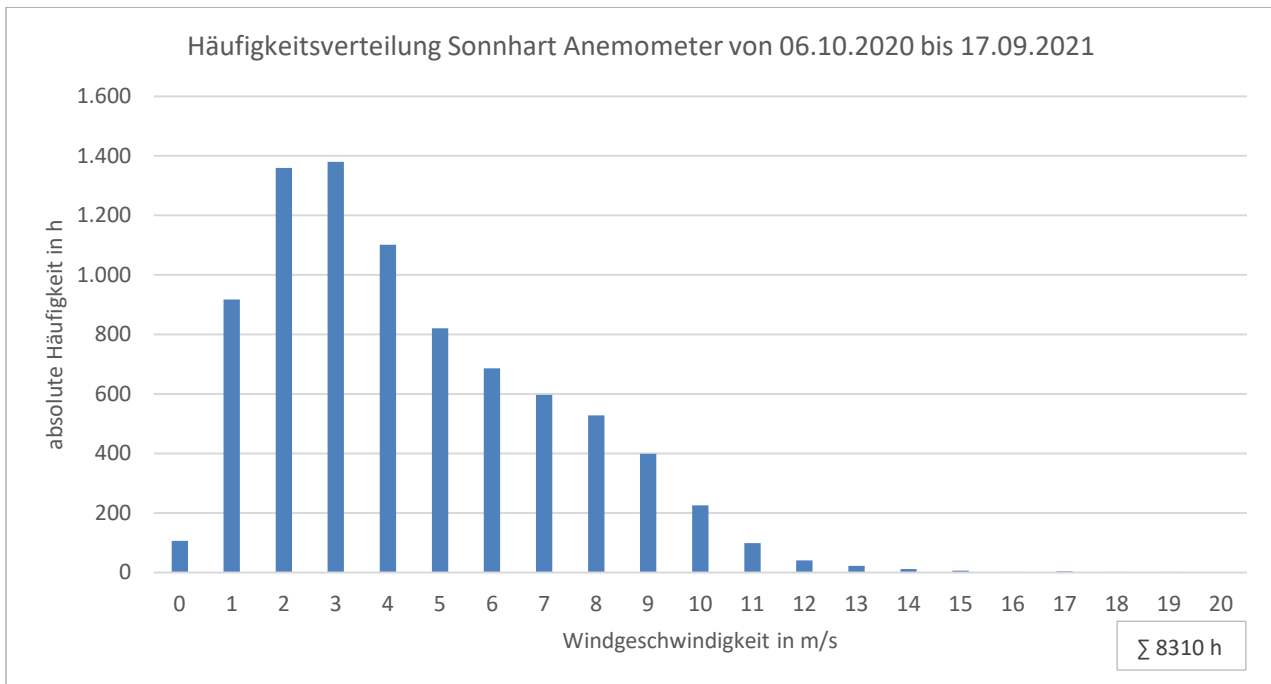


Abbildung 15: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart

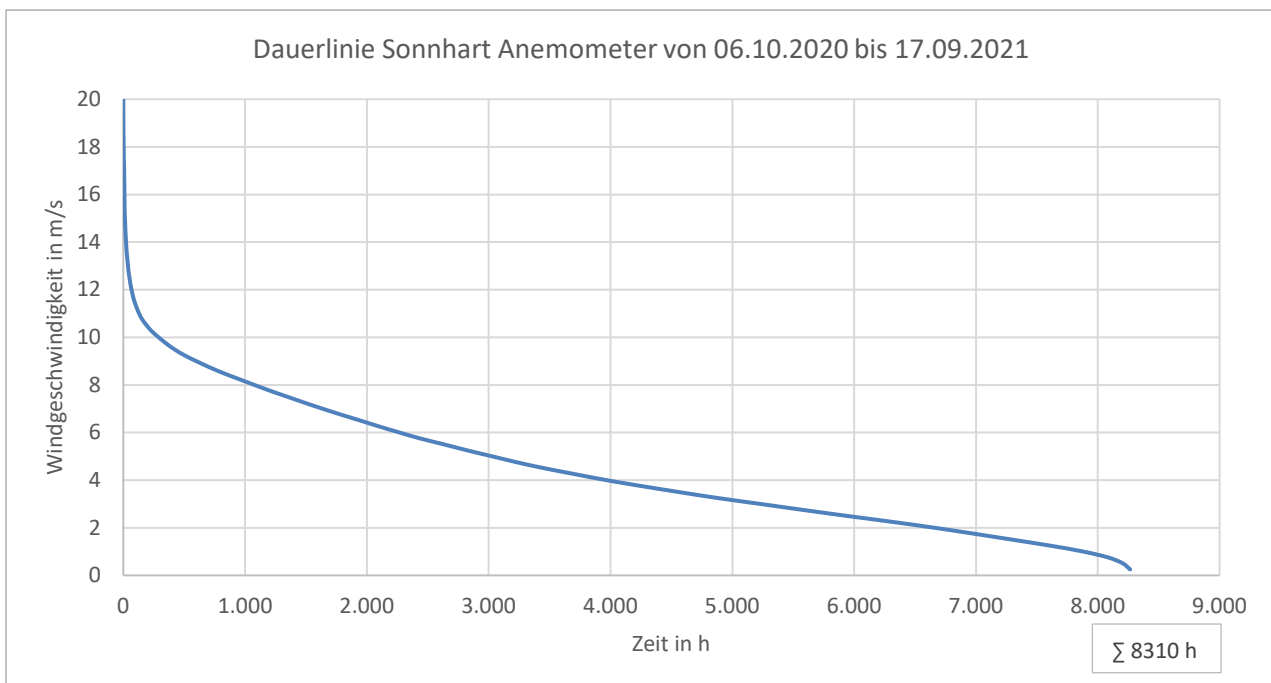


Abbildung 16: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart

Hinsichtlich der weiteren Datenanalyse sind zum einen sämtliche Messpunkte in Abbildung 17 bezüglich Windrichtung und Windgeschwindigkeit dargestellt. Die Messpunkte von auftretenden Winden aus südlicher Richtung, sprich aus einem Winkel von 90° bis 270°, sind in der Farbe Grün in dem Diagramm eingezeichnet. Die Messpunkte von Winden aus nördlicher Richtung sind hingegen in blauer Farbe dargestellt. Darin zeigt sich, dass die Hauptwindrichtung bei ca. 170° liegt. Bei diesen aus südlicher Richtung kommenden Winden treten ebenso vermehrt höhere Windgeschwindigkeiten von 6 m/s bis 12 m/s auf. Eine weitere Häufung der Messpunkte ist bei Windrichtungen zwischen 280° und 320°, sprich nordwestliche Richtung, festzustellen. Jedoch sind die dabei überwiegend auftretenden Windgeschwindigkeiten von 2 m/s bis 4 m/s deutlich geringer.

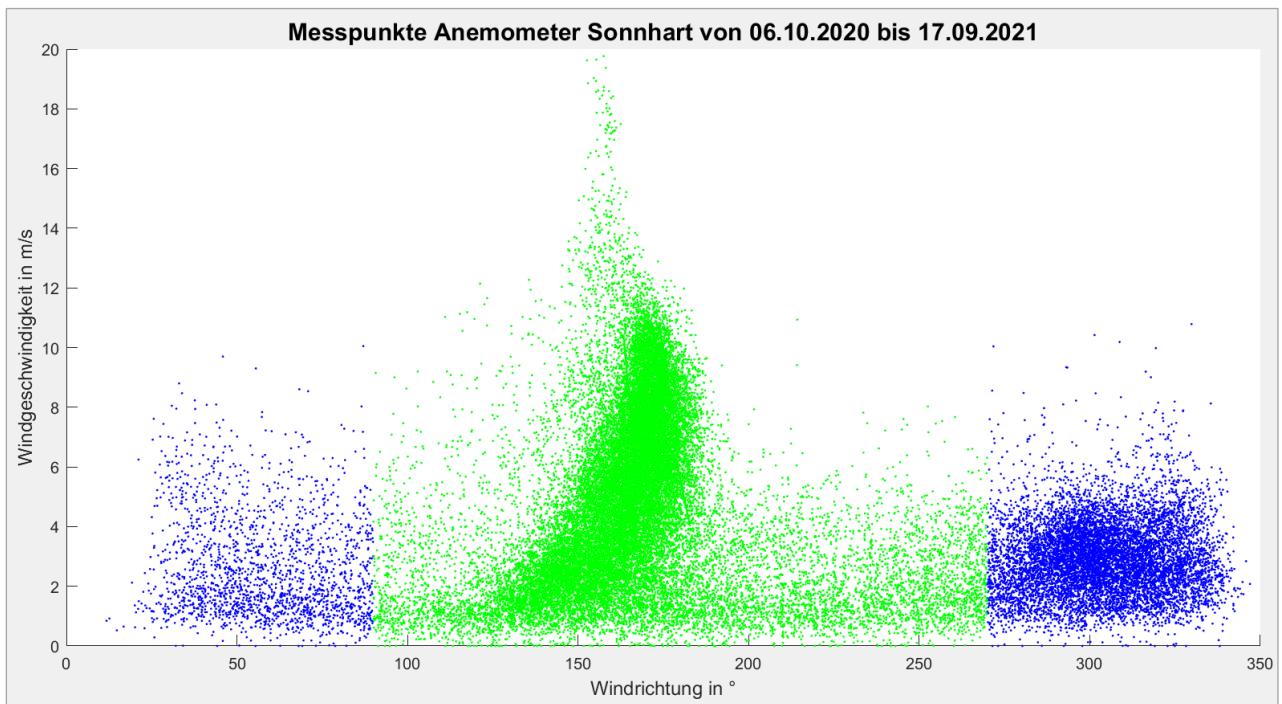


Abbildung 17: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit des Anemometers am Standort Sonnhart

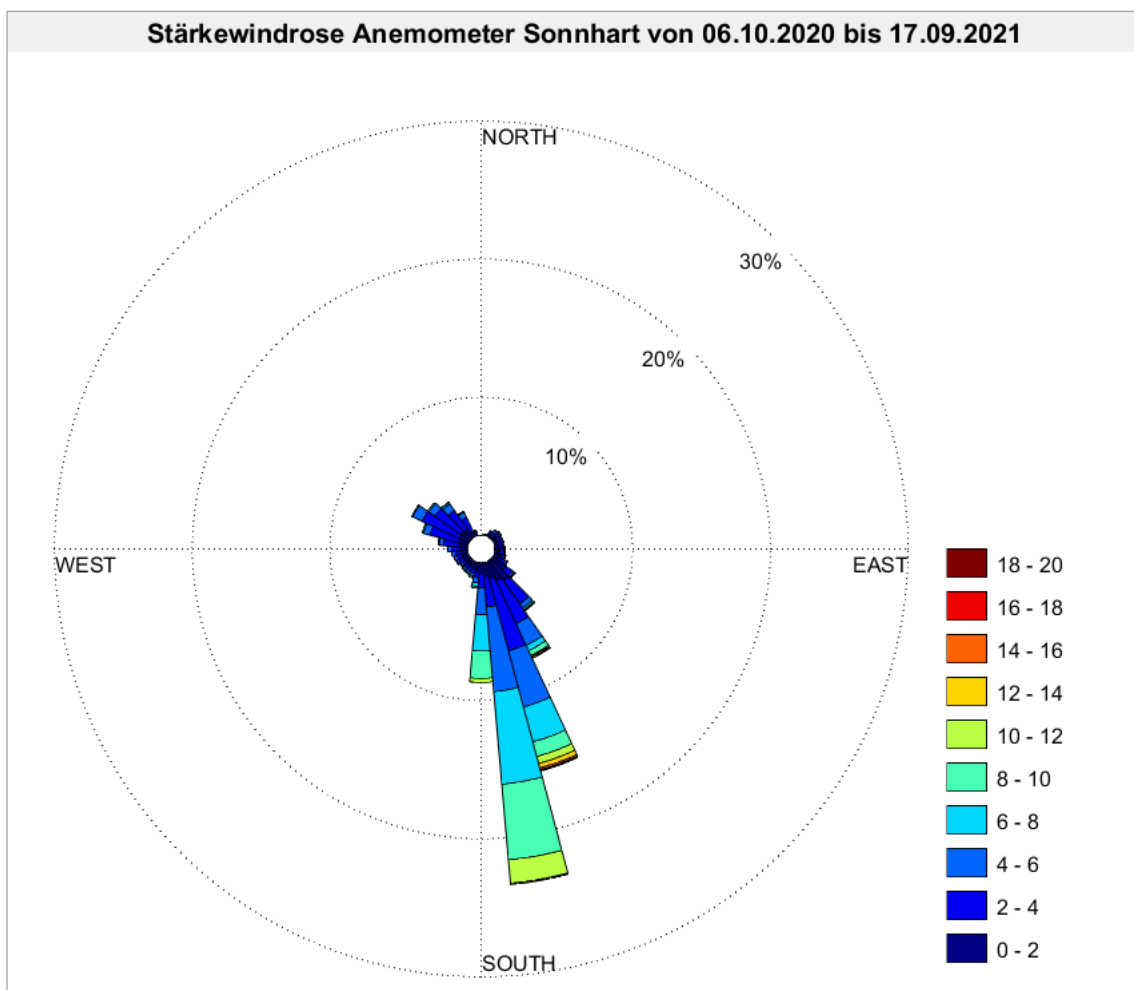


Abbildung 18: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Sonnhart

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung ist ebenso in der Stärkewindrose in Abbildung 18 zu sehen. Darin ist die Häufigkeit der auftretenden Windgeschwindigkeiten anhand der in Größe und Farbe unterschiedlichen Segmente je nach Windrichtung dargestellt. Dabei bestätigt sich die gemessene Hauptwindrichtung von ca. 170° (Süden) und die dabei häufiger auftretenden größeren Windgeschwindigkeiten von 6 m/s bis 12 m/s.

Ein weiterer Punkt bei der Datenauswertung ist die tageszeitliche Verteilung der auftretenden Winde bezüglich den Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen. Damit können die Eigenschaften des Erler Windes am Standort Sonnhart genauer analysiert werden. Ersichtlich werden die Eigenschaften des Windsystems in Abbildung 19, einer dreidimensionalen Darstellung von Messpunkten bestehend aus Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Tageszeit. Die Messpunkte sind zur besseren Visualisierung, je nach Höhe der Windgeschwindigkeit, in unterschiedlichen Farben dargestellt. In diesem Diagramm ist zum einen der bereits festgestellte Zusammenhang mit vermehrt höheren Windgeschwindigkeiten aus südlicher Richtung ersichtlich (rötliche Messpunkte). Des Weiteren lässt sich aus dem Diagramm interpretieren, dass Winde mit hohen Windgeschwindigkeiten meist zwischen 0 Uhr und 11 Uhr sowie zwischen 20 Uhr und 24 Uhr, aus südlicher Richtung kommend, auftreten. Der Nordwind tritt hingegen meist nachmittags zwischen 11 Uhr und 20 Uhr auf. Jedoch weht der Nordwind im Mittel mit weitaus geringeren Windgeschwindigkeiten.

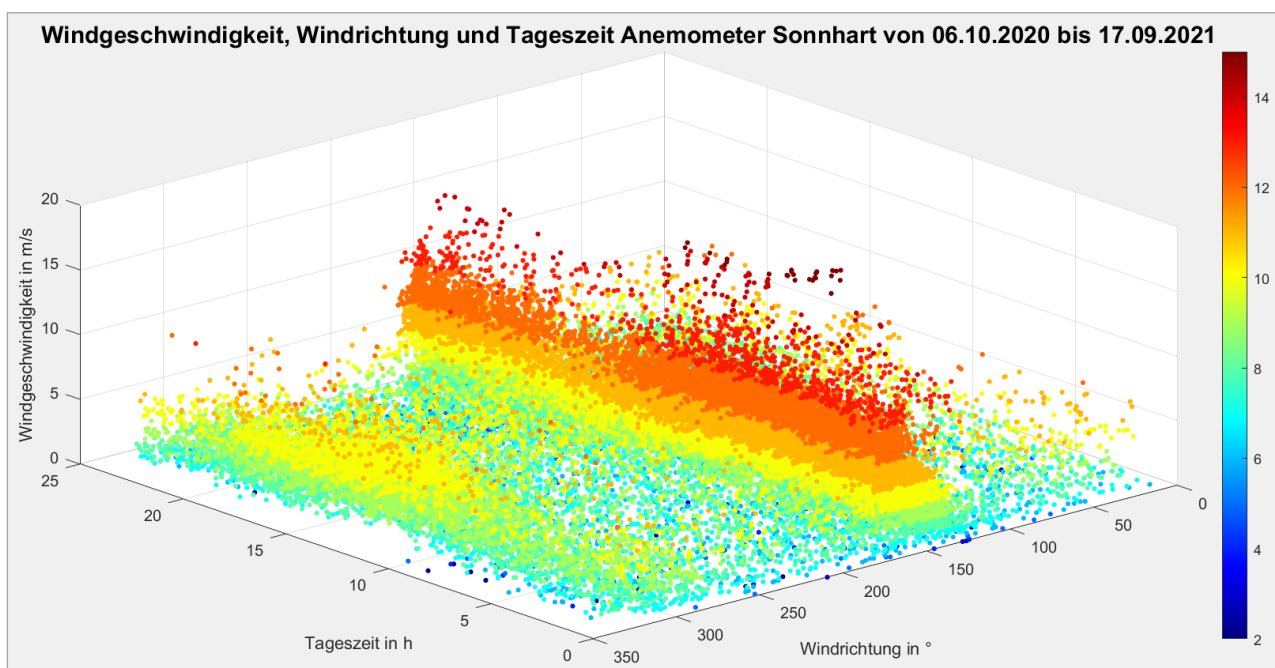


Abbildung 19: Messpunkte der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart

Um diese, sich aus dem dreidimensionalen Diagramm mit Messpunkten ergebenden Erkenntnisse zu Veranschaulichung, ist in Abbildung 20 und Abbildung 21 jeweils die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten bzw. der Windrichtungen, je nach Tageszeit, farblich dargestellt. Darin ist ebenfalls ersichtlich, dass in einem Zeitbereich von 0 Uhr bis 11 Uhr der Wind am häufigsten aus südlicher Richtung (180°) kommt. Dabei treten am häufigsten Windgeschwindigkeiten zwischen 6 m/s und 9 m/s auf. In der Zeit zwischen 11 Uhr und 20 Uhr nimmt hingegen die Häufigkeit des Windes aus nordwestlicher Richtung (300° bis 360°) zu. In der gleichen Zeitdauer nimmt hingegen die Häufigkeit der höheren Windgeschwindigkeiten deutlich ab. Somit kann die Aussage getroffen werden, dass am Vormittag und am späten Abend überwiegend Winde mit größeren Windgeschwindigkeiten, aus südlicher Richtung kommend, auftreten. Hingegen weht am Nachmittag häufig ein Nordwind mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten.

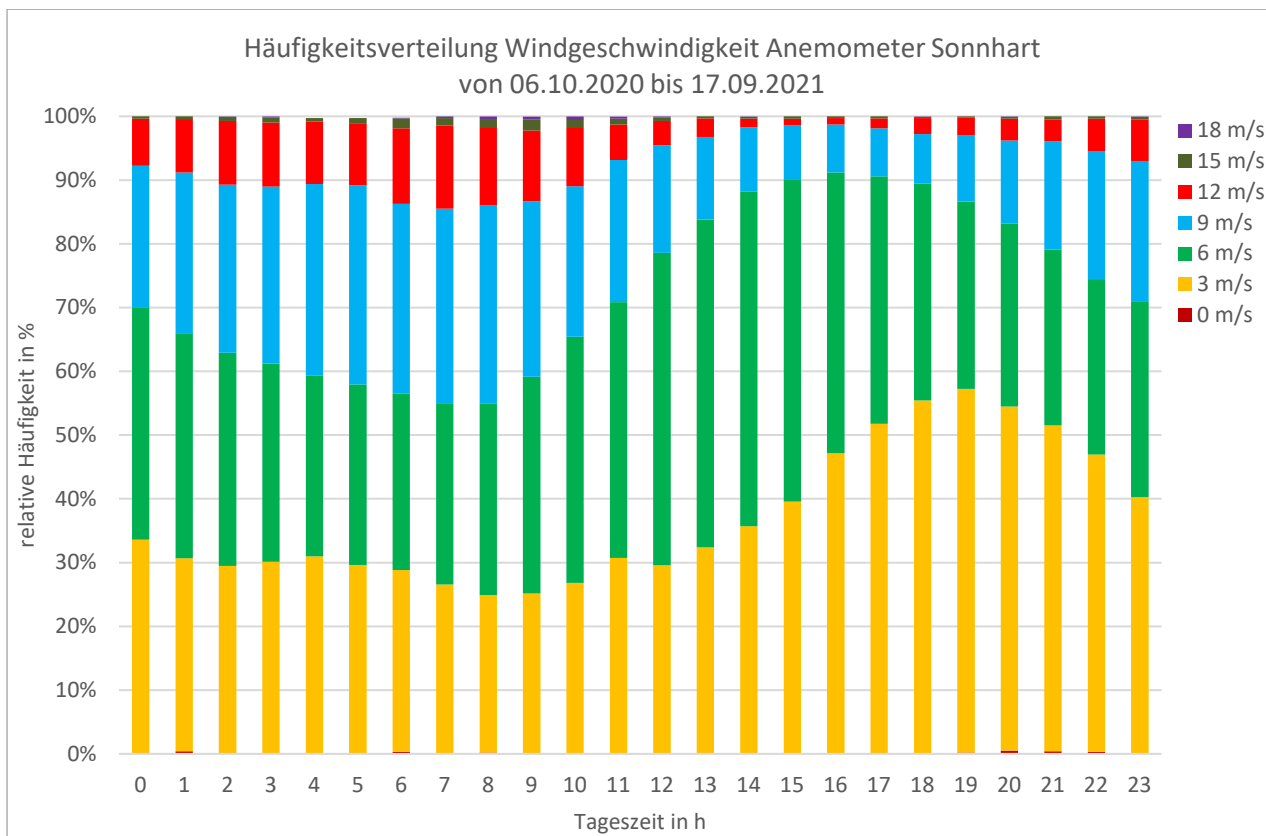


Abbildung 20: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart

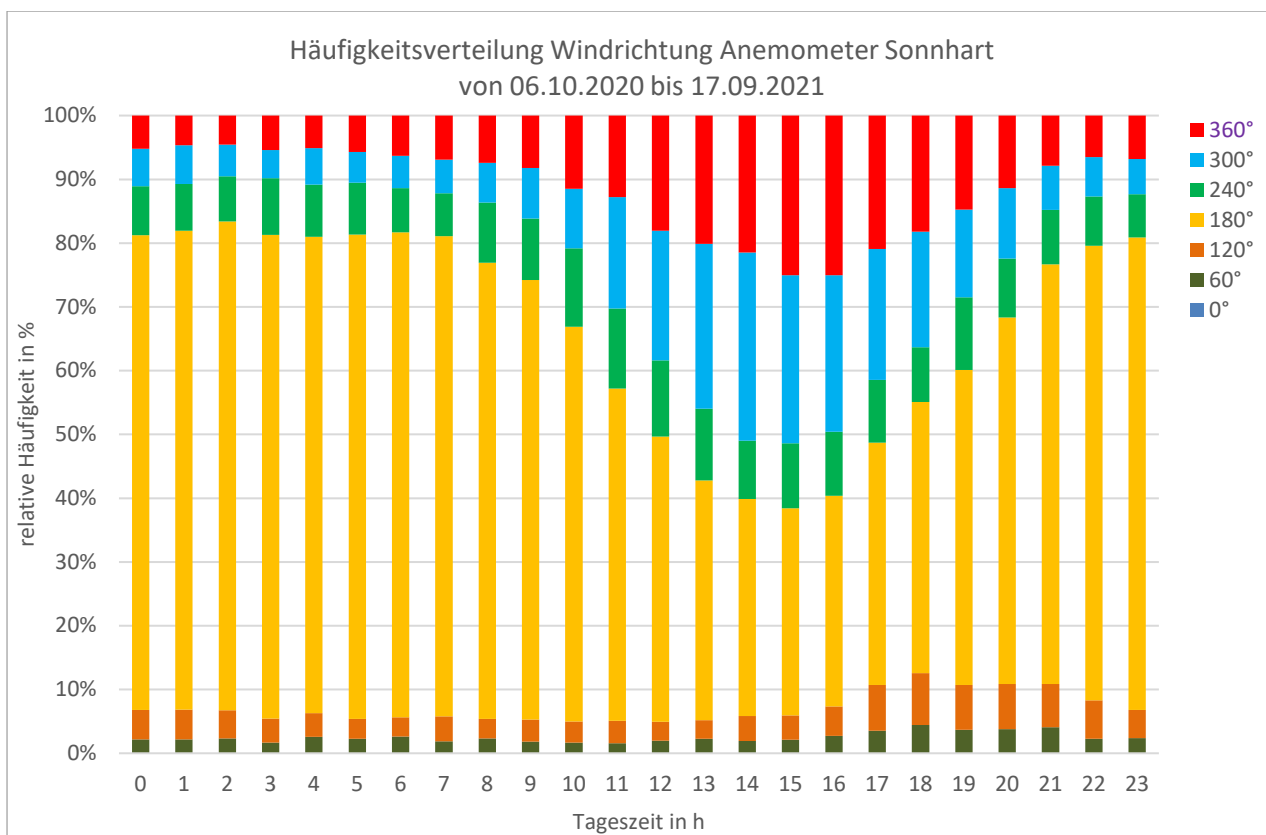


Abbildung 21: Relative Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart

Die Analyse der Messdaten aus Sonnhart zeigt hinsichtlich der Eigenschaften des Erler Windes an der Engstelle im nördlichen Inntal ähnliche Ergebnisse, wie die bisher durchgeführten Untersuchungen (siehe Kapitel 3). Die Ergebnisse der Diplomarbeit von Guido Kugelman, die Arbeiten der FH Kufstein sowie die bisherigen Auswertungen der TH Rosenheim stimmen mit den hier ermittelten Eigenschaften des Erler Windes überein. Die Tatsache, dass ein Südwind überwiegend in der Nacht sowie am Vormittag und ein Nordwind häufig am Nachmittag auftritt, wird ebenso in dieser Arbeit bestätigt. Des Weiteren stimmt die Erkenntnis, dass die Südwinde häufiger mit höheren Windgeschwindigkeiten als die Nordwinde auftreten, mit den bisherigem Forschungsstand überein. Zusammengefasst wird dies nochmals in Kapitel 5.3.3.

5.2.2 PRUTTING

Am Messstandort in Prutting werden ebenfalls, wie in Kapitel 4.2 beschrieben, mit einem Anemometer sowie mit einer Wetterstation sämtliche meteorologische Kenngrößen gemessen. Die Höhe der Messeinrichtungen beträgt 13 m über dem Grund. In diesem Fall werden ebenso die Messdaten des Anemometers, aufgrund der höheren Genauigkeit, für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 ausgewertet. Dabei ist anzumerken, dass für den Zeitraum von 01.07.2021 bis 15.09.2021 die Messdaten der Wetterstation verwendet wurden, da in dieser Zeit das Anemometer aufgrund eines Schadensereignisses defekt war. Im Folgenden werden eine Häufigkeitsverteilung sowie eine Dauerlinie der von der Messstation gemessenen Windgeschwindigkeiten dargestellt und erläutert.

Die absolute Häufigkeitsverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeiten an diesem Standort ist in Abbildung 22 dargestellt. Darin ist zum einen ersichtlich, dass an diesem Standort, außerhalb des Inntals, überwiegend niedrigere Windgeschwindigkeiten von 0 m/s bis 2 m/s auftreten. Eine weitere Erkenntnis ist, dass bei der Messung in Prutting keine Winde mit einer Windgeschwindigkeit größer 6 m/s erfasst wurden. Die aus diesen Daten berechnete mittlere Windgeschwindigkeit beträgt 1,4 m/s. Für die an diesem Standort auftretende mittlere Leistungsdichte wird der Wert 1,8 W/m² berechnet. Aus diesen Ergebnissen lässt sich interpretieren, dass das Windphänomen Erler Wind nicht bis in den Raum rund um Rosenheim reicht. Der Einflussbereich des Windsystems befindet sich somit nach bisherigen Ergebnissen nur im nördlichen Inntal. Die Tatsache, dass in Prutting nur Winde mit sehr geringen Windgeschwindigkeiten auftreten, lässt sich ebenso anhand der Dauerlinie in Abbildung 23 zeigen. Aus diesem Diagramm lässt sich beispielsweise auslesen, dass nur an weniger als 650 h pro Jahr Winde mit Windgeschwindigkeiten größer als 3 m/s auftreten. Nachdem Windkraftanlagen eine Einschaltwindgeschwindigkeit von ungefähr 3 m/s besitzen, lässt sich aus den Ergebnissen interpretieren, dass elektrische Energie von Windkraftanlagen an diesem Standort nur an wenigen Stunden im Jahr erzeugt werden könnte. Dass am Standort Prutting bzw. im Raum Rosenheim bestehende Potenzial hinsichtlich der Windenergienutzung ist somit sehr gering.

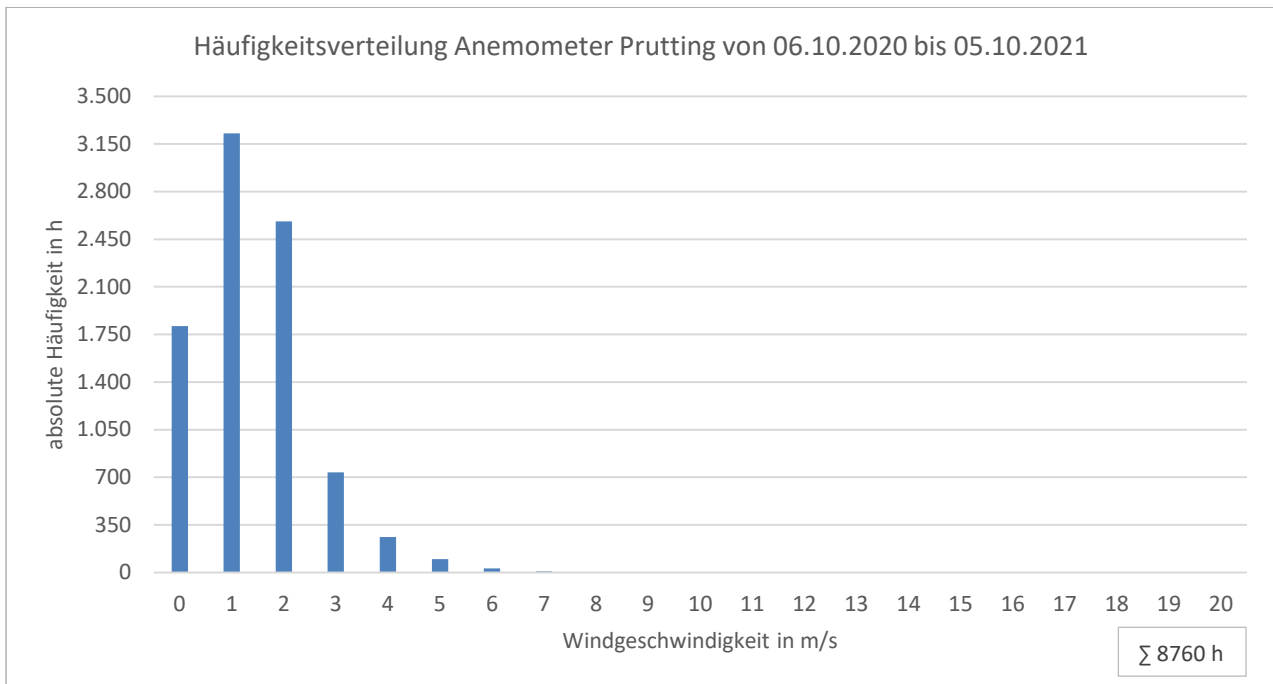


Abbildung 22: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Prutting

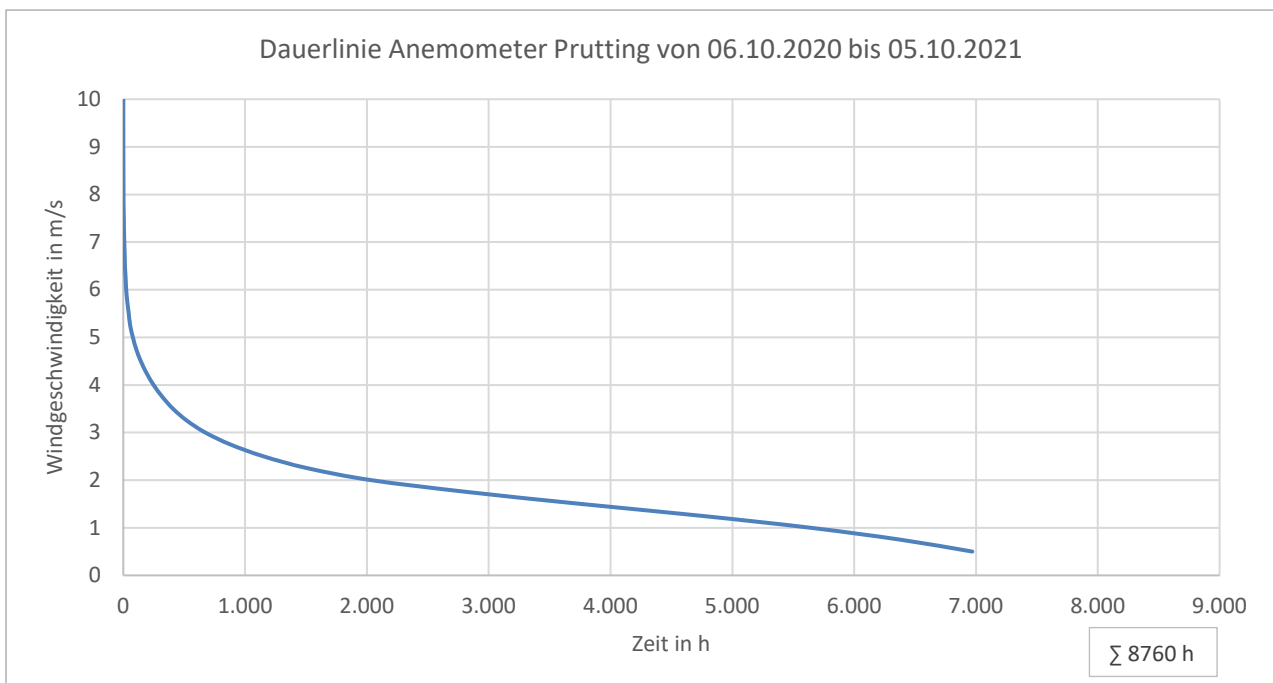


Abbildung 23: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Prutting

5.2.3 NUSSDORF AM INN

Bei der Windmessung in Nußdorf am Inn handelt es sich um eine Wetterstation, welche unter anderem die Windgeschwindigkeit sowie die Windrichtung in einer Höhe von 13,5 m über dem Grund misst (Quelle [22]). Vorweg ist hinsichtlich der Auswertung zu erwähnen, dass diese hier ermittelten Ergebnisse und Erkenntnisse, lediglich einen ungefähren Richtwert aufzeigen. Laut der in Kapitel 4.3 beschriebenen Störung des Windfeldes, aufgrund der umliegenden Bäume, fallen die gemessenen Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu den tatsächlich auftretenden Windgeschwindigkeiten, vermutlich zu gering aus.

Dennoch werden im Folgenden die Ergebnisse der Auswertungen der Messdaten, für die Zeitdauer eines Jahres, dargestellt. Dies geschieht in Form einer Häufigkeitsverteilung und einer Dauerlinie der gemessenen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen, sowie anhand einer Stärkewindrose.

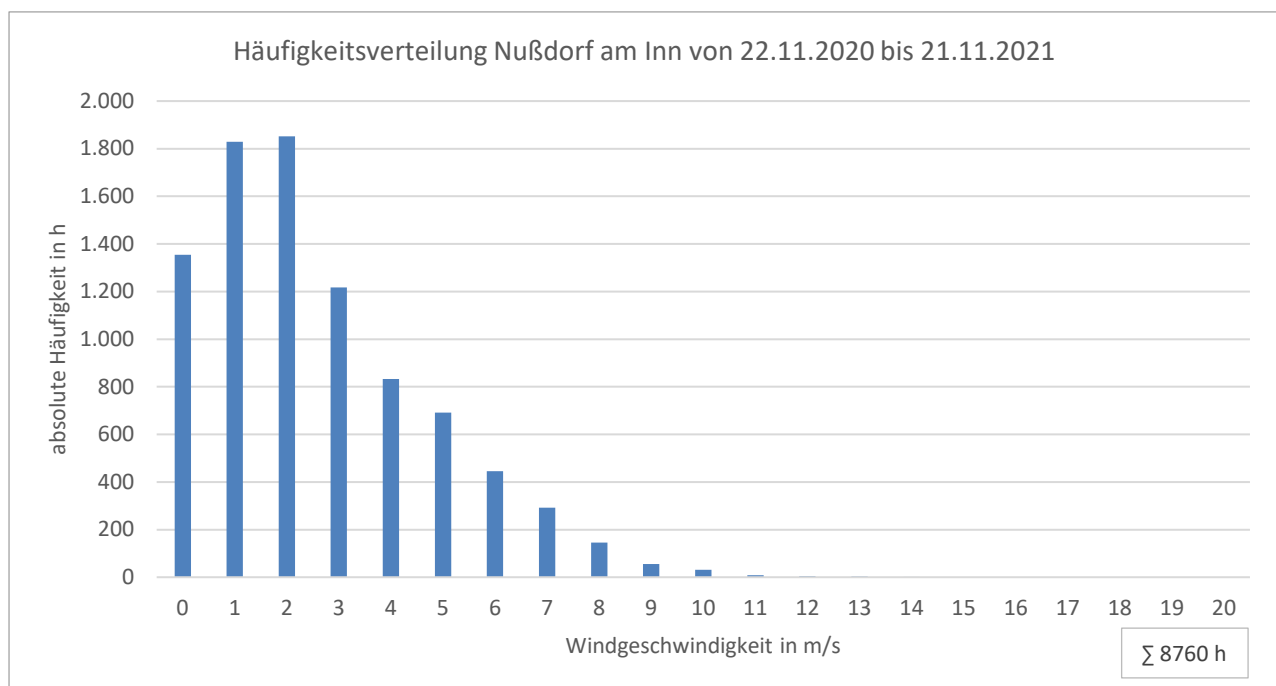


Abbildung 24: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Nußdorf am Inn

Hinsichtlich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten (siehe Abbildung 24) ist festzustellen, dass die Windgeschwindigkeit von 0 m/s ca. 1350 h im Jahr auftritt. Diese Häufung an Windflauten ist eventuell auf die Störung des Windfeldes rund um die Messeinheit zurückzuführen. Jedoch treten Windgeschwindigkeiten von 4 m/s bis 7 m/s noch zu annehmbaren Zeiten im Jahr auf. Dies zeigt ebenso die Dauerlinie in Abbildung 25. Darin ist ersichtlich, dass an 2.000 h pro Jahr eine Windgeschwindigkeit größer 4 m/s auftritt. Anhand der absoluten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten sowie der in Abbildung 25 dargestellten Dauerlinie, kann eine Windenergienutzung an diesem Standort zumindest erwägt werden. Neben der Verteilung der Windgeschwindigkeiten im Jahresverlauf, ergibt sich eine mittlere Windgeschwindigkeit von 2,6 m/s sowie eine mittlere Leistungsdichte von 11,2 W/m². Somit deutet sich auf Grund der bisherigen Untersuchungen an, dass die Intensität der auftretenden Winde mit zunehmendem Abstand von der Engstelle des nördlichen Inntals deutlich abnimmt.

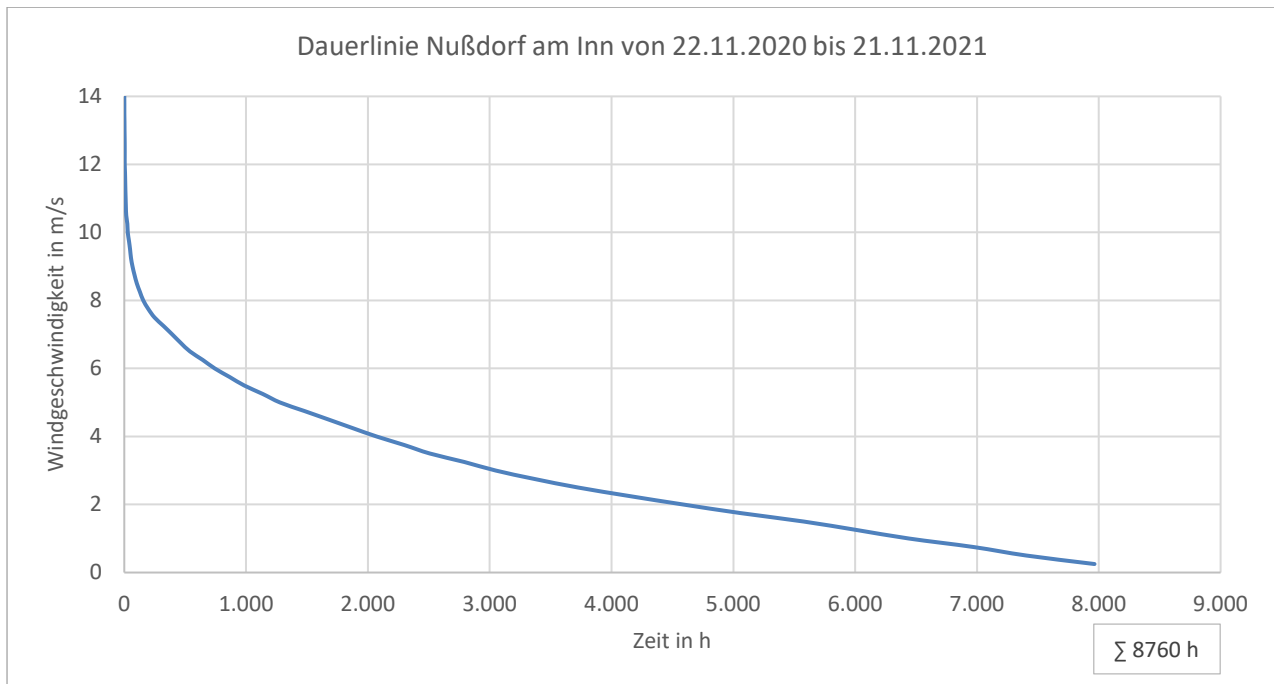


Abbildung 25: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Nußdorf am Inn

Um die Eigenschaften des Erler Windes an diesem Standort genauer bestimmen zu können, werden im Nachfolgenden die Zusammenhänge zwischen Windgeschwindigkeit und Windrichtung dargestellt. Dabei zeigt sich zunächst in Abbildung 26, dass die auftretenden Winde hauptsächlich aus südlicher Richtung (190°) kommen. Ersichtlich ist dies anhand der Häufung der grünen Messpunkte im Diagramm. Es wird ebenso gezeigt, dass die Südwinde mit größeren Windgeschwindigkeiten wehen, wie die ebenso häufig auftretenden Nordwinde (blaue Messpunkte). Zu ergänzen ist, dass die Nordwinde an diesem Standort meist aus einem Winkel zwischen 350° bis 40° , sprich aus nördlicher bis nordöstliche Richtung, wehen. Dies zeigt sich ebenso in der in Abbildung 27 dargestellten Stärkewindrose. In dieser Abbildung ist insbesondere zu erkennen, dass Winde mit größeren Windgeschwindigkeiten von 4 m/s bis 8 m/s am häufigsten aus der südlichen Hauptwindrichtung (190°) kommen.

Diese Auswertungen der Messdaten aus Nußdorf am Inn zeigen, dass die Hauptwindrichtung ebenso wie am Standort Sonnhart, die südliche Windrichtung ist. Die geringen Unterschiede der Hauptwindrichtung sind auf die unterschiedlichen geographischen Verhältnisse, sprich die Form des Inntals in diesem Abschnitt, zurückzuführen. Bei den bisherigen Ergebnissen deutet sich an, dass die Intensität des Erler Windes mit zunehmendem Abstand von der Engstelle des nördlichen Inntals deutlich abnimmt. Ebenso bestätigt sich die bereits am Standort Sonnhart festgestellte Eigenschaft des Erler Windes, dass die Südwinde mit deutlich höheren Windgeschwindigkeiten auftreten als die Nordwinde. Nachdem die in diesem Fall aufgenommenen Messdaten aus Nußdorf am Inn, aufgrund der umgebenden Bäume der Messstation sowie des südlich befindlichen Hügels (siehe Kapitel 4.3.1) weniger aussagekräftig sind, ist die Analyse weiterer Standorte ebenfalls bedeutend.

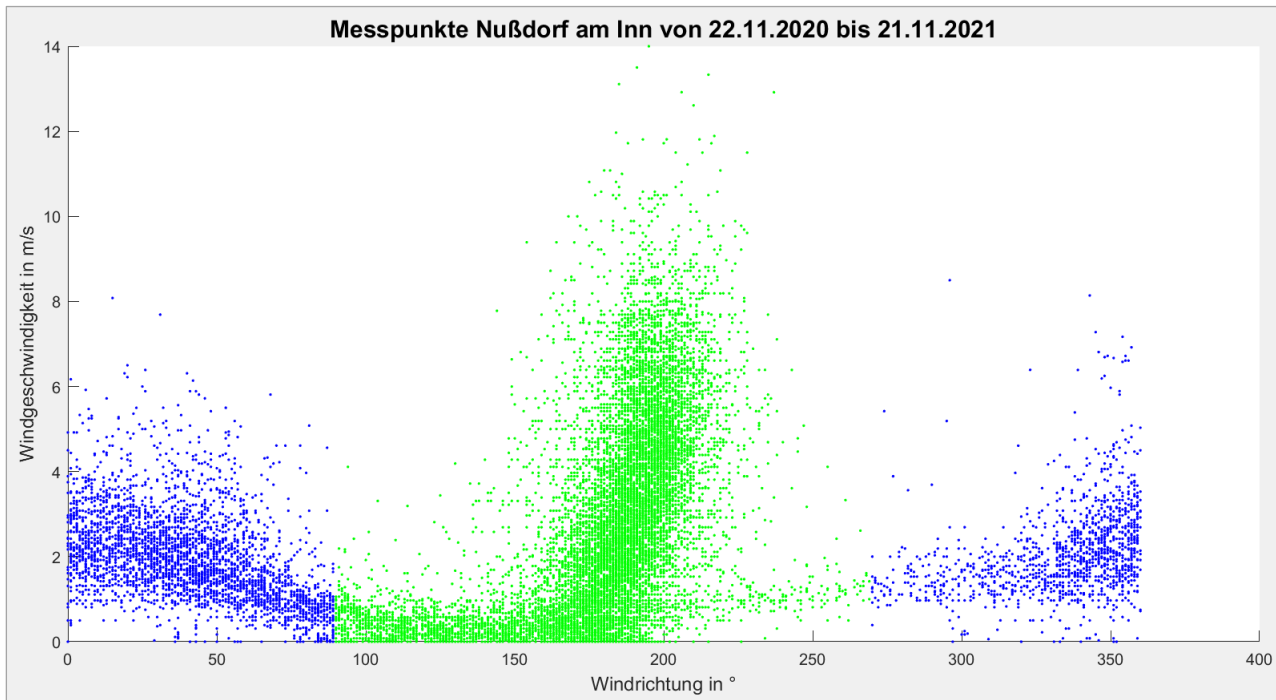


Abbildung 26: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Nußdorf am Inn

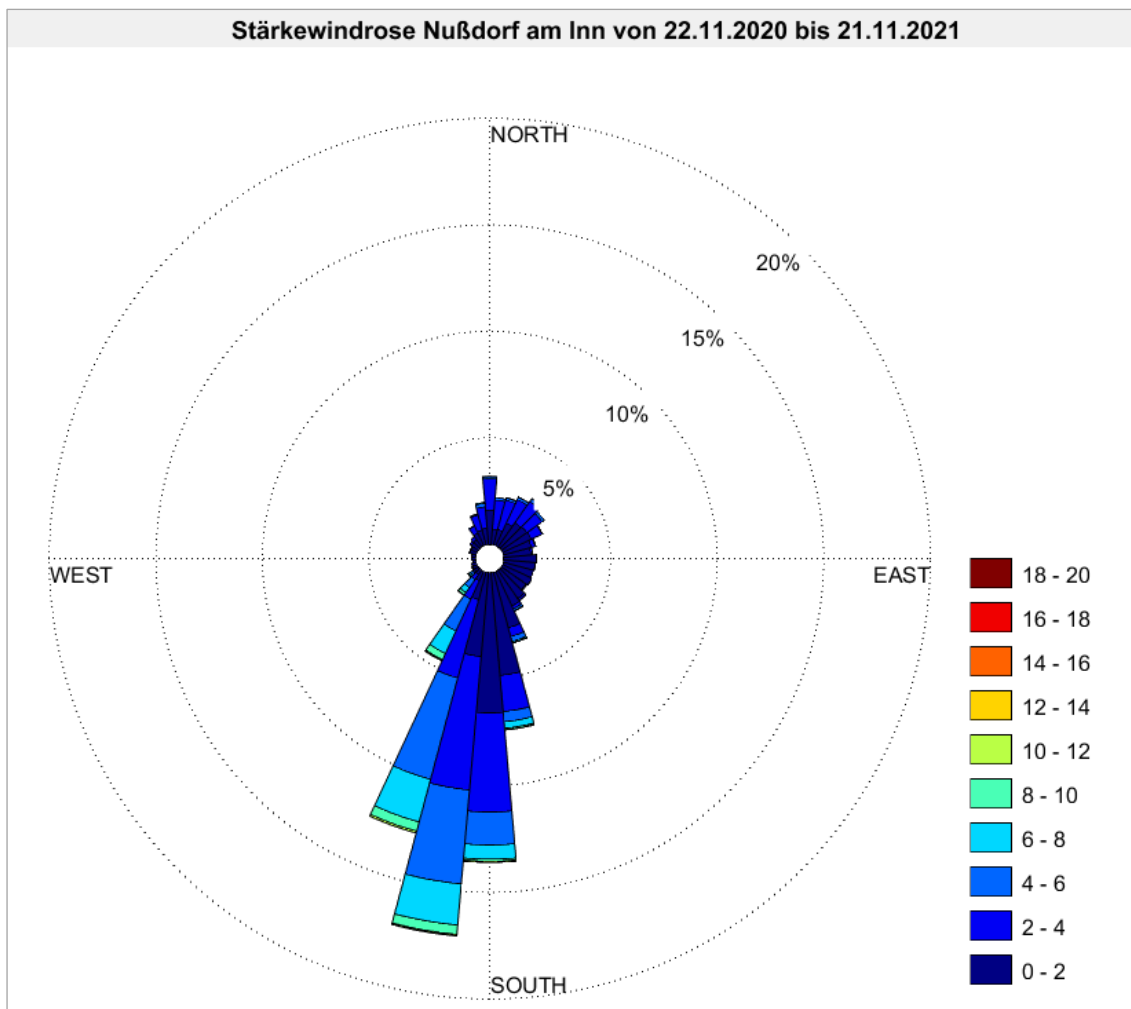


Abbildung 27: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Nußdorf am Inn

5.2.4 FLINTSBACH

Um die bisherigen Erkenntnisse dieser Arbeit bezüglich der Eigenschaften des Erler Windes zu bestätigen, werden ebenso die Messdaten der temporären Stationen des DWD ausgewertet. Die Messdaten des DWD aus Flintsbach für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016 werden ebenfalls, wie im vorherigen Kapitel 5.2.3, anhand der Häufigkeit der gemessenen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen ausgewertet. Bei dieser Messstation in Flintsbach betrug die Messhöhe 10 m über dem Grund (Quelle [21]).

Die für den Messzeitraum aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten am Standort Flintsbach ergeben die in Abbildung 28 dargestellte Häufigkeitsverteilung. Darin zeigt sich das vermehrte Auftreten von Winden mit einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s an ungefähr 2.300 h im Messzeitraum. Positiv ist jedoch, dass ebenso Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s häufig im Messzeitraum gemessen wurden. Dies zeigt sich insbesondere anhand der Dauerlinie in Abbildung 29. Aus diesem Diagramm lässt sich auslesen, dass ca. 2.500 h im Messzeitraum Winde mit der Windgeschwindigkeit größer 4 m/s erfasst wurden. Des Weiteren wurden an ungefähr 300 h im Messzeitraum Windgeschwindigkeiten größer 10 m/s aufgezeichnet, was vor allem hinsichtlich eine mögliche Windenergienutzung relevant ist. Bezüglich der dargestellten Dauerlinie ist hinzuzufügen, dass aufgrund der ungenaueren Datenbasis der DWD Station (Stundenwerte), diese nicht so geglättet ist, wie in den vorherigen Diagrammen. Somit zeigt sich ebenso auf Basis der Messdaten aus Flintsbach, dass eine Nutzung der Windenergie an diesem Standort genauer untersucht werden sollte. Hinsichtlich der Kenngrößen lässt sich für den Messzeitraum eine mittlere Windgeschwindigkeit von 3,4 m/s sowie eine mittlere Leistungsdichte von 24,0 W/m² ermitteln. Es wird ebenso anhand dieser Auswertung gezeigt, dass die Intensität der auftretenden Winde mit zunehmendem Abstand zur Engstelle im nördlichen Inntal abnimmt. Somit bestätigt sich die Erkenntnis der Messdatenauswertung auf Basis der Daten aus Nußdorf am Inn, dass das Windphänomen Erler Wind bzw. das Auftreten höherer Windgeschwindigkeiten nur über einen geringen räumlichen Bereich ausgedehnt ist.

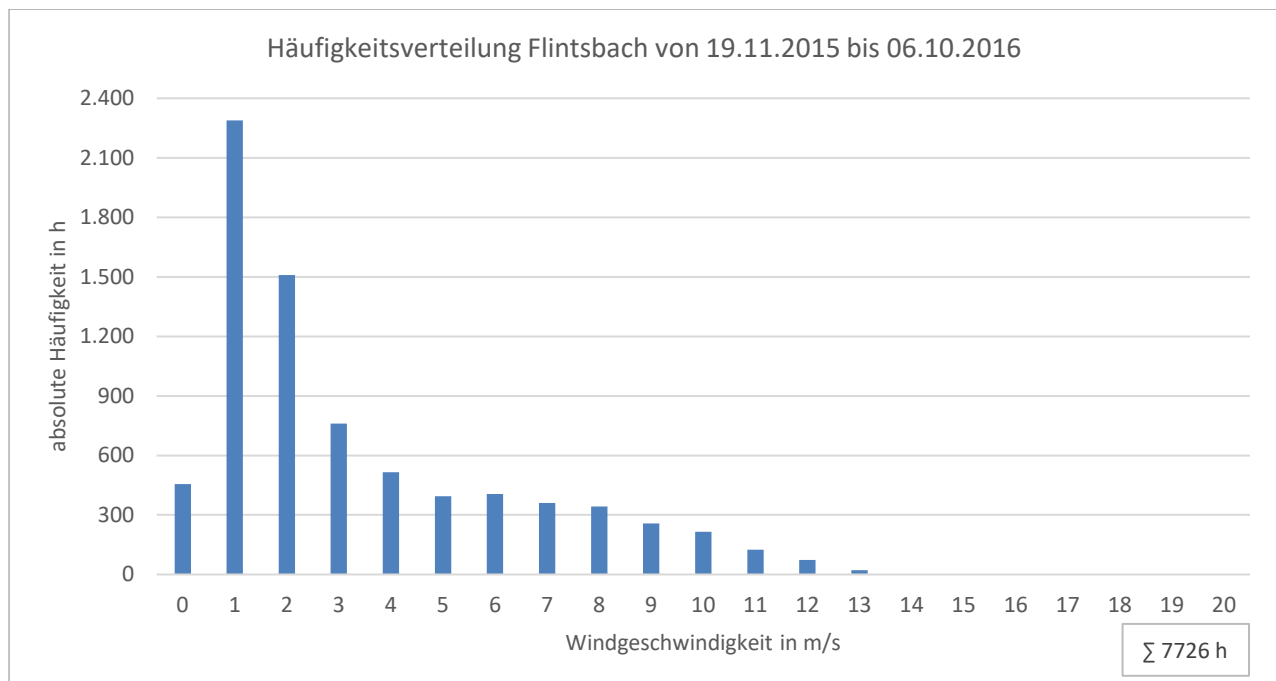


Abbildung 28: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Flintsbach

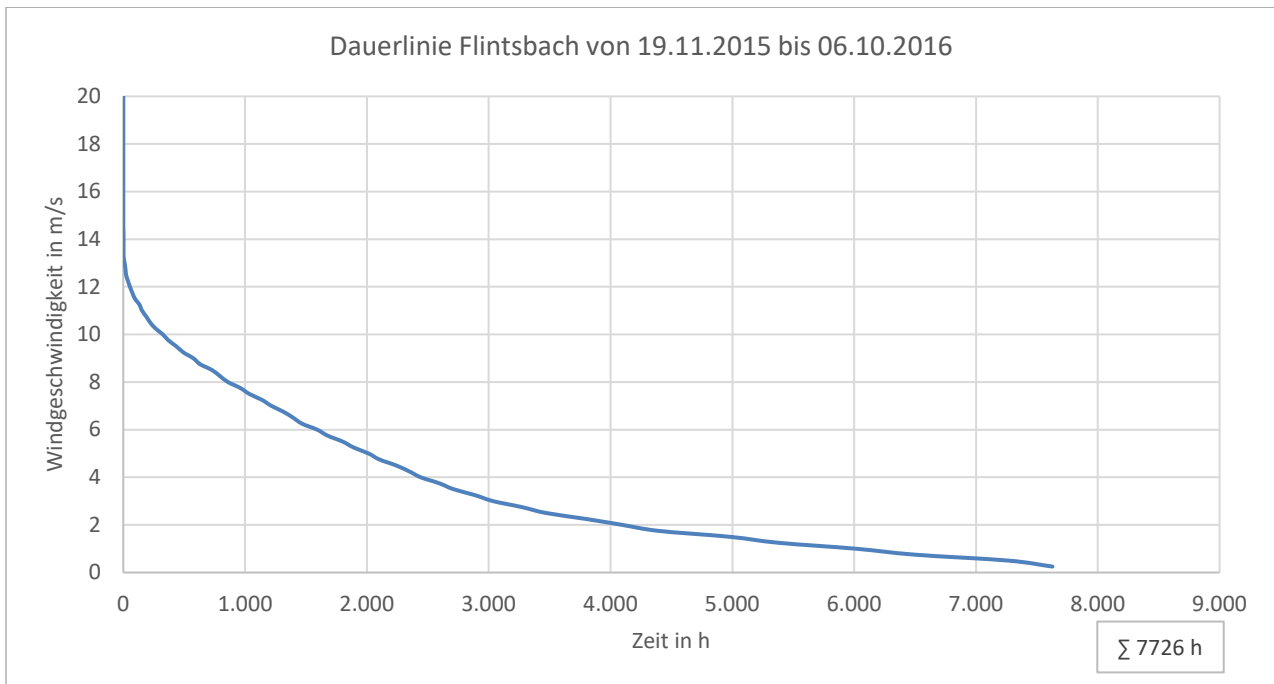


Abbildung 29: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Flintsbach

Die Messdaten aus Flintsbach werden ebenso hinsichtlich der Windgeschwindigkeiten von auftretenden Winden in Abhängigkeit der Windrichtung untersucht. In Abbildung 30 zeigt sich ein deutlicher Schwerpunkt von Messpunkten (grüne Punkte) in südlicher Richtung. Jedoch ist dabei zu ergänzen, dass die Hauptwindrichtung hier bei ca. 140°, sprich südöstliche Richtung, liegt. Auch in diesem Fall treten die Südostwinde mit deutlich größeren Windgeschwindigkeiten auf als die Nordwinde. Diese Erkenntnis wird von der Stärkewindrose in Abbildung 31 untermauert. Darin zeigt sich insbesondere, dass Winde mit Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s nahezu ausschließlich südöstliche Windrichtung besitzen.

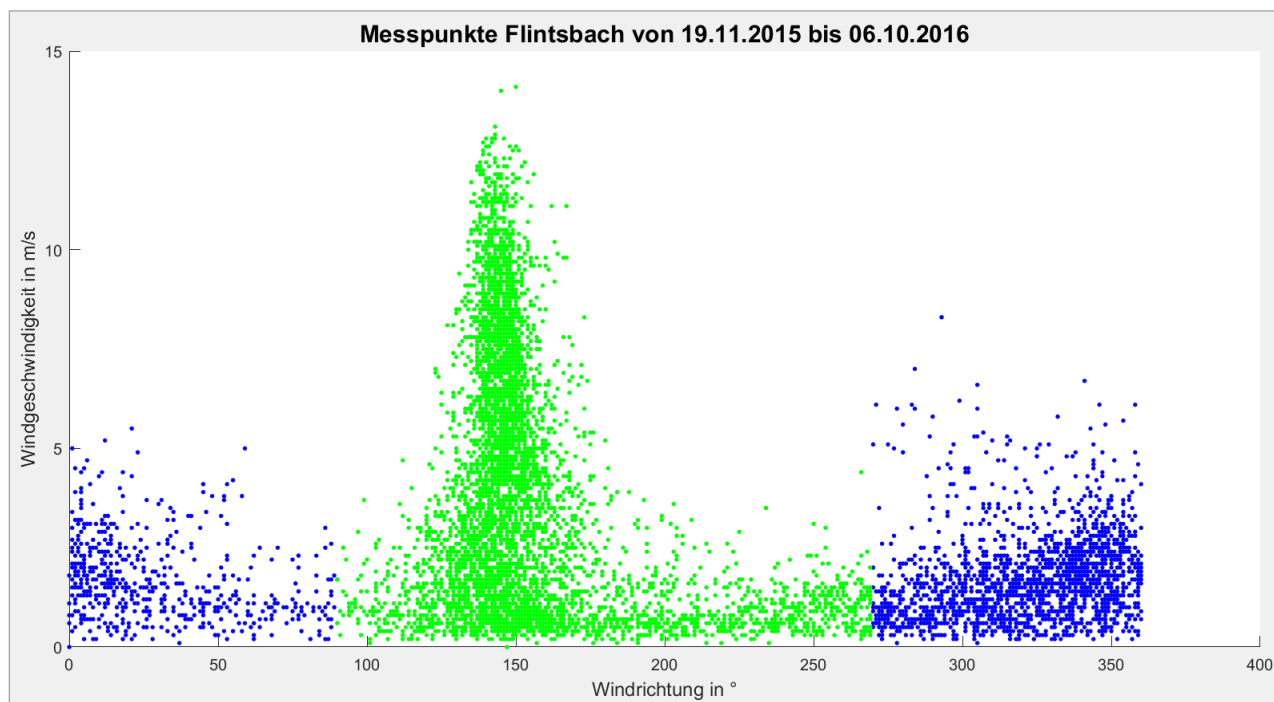


Abbildung 30: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Flintsbach

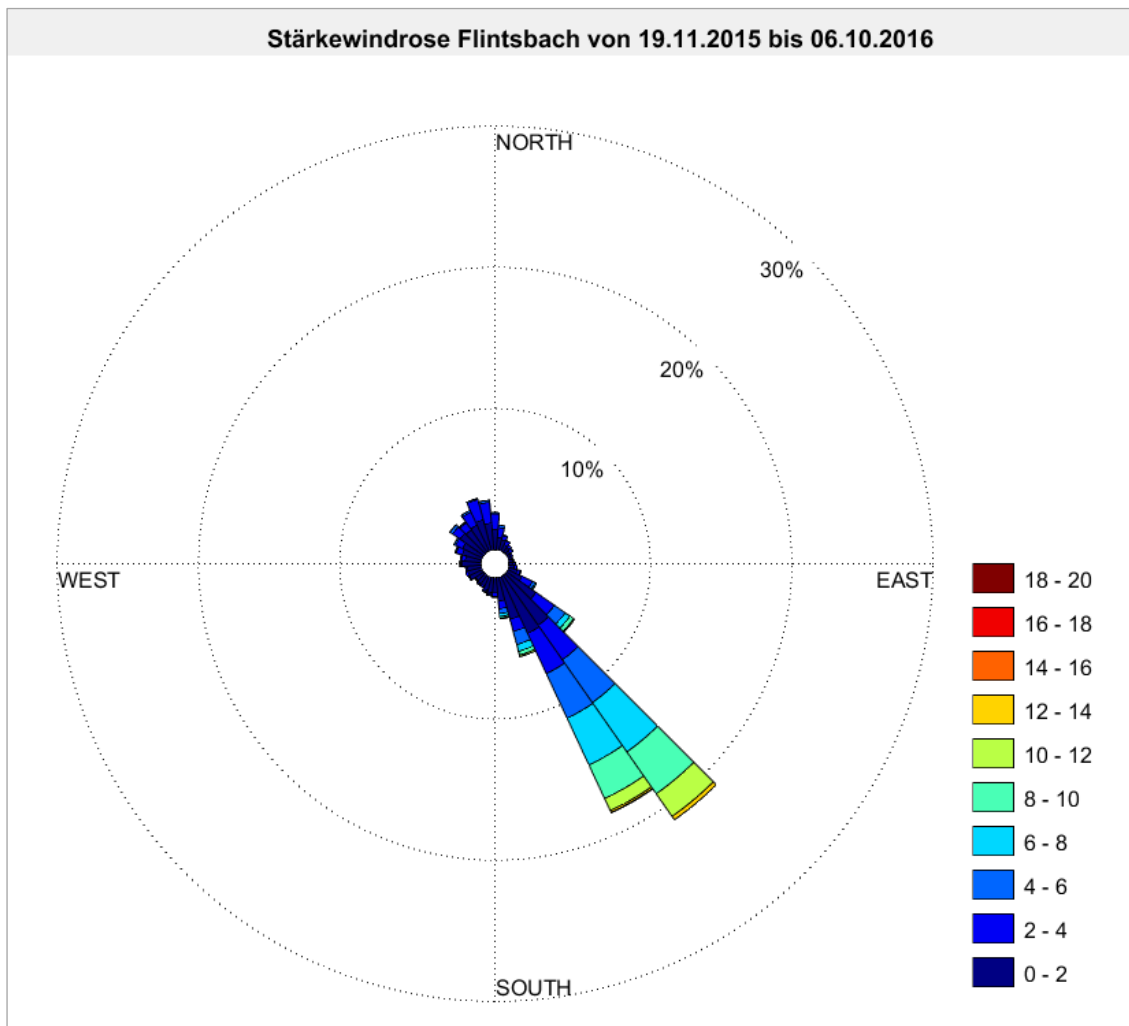


Abbildung 31: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Flintsbach

Die bei Auswertung der Messdaten aus Sonnhart und Nußdorf am Inn gezeigt Häufung von Südwinden mit höheren Windgeschwindigkeiten, ist hier ebenfalls ersichtlich. Die existierenden Unterschiede der Hauptwindrichtung (südöstlich) der auftretenden Winde ist ebenfalls auf die unterschiedliche Form des Tals in Flintsbach im Vergleich zu den anderen beiden Standorten zurückzuführen.

5.2.5 NIEDERAUDORF

Neben der Messstation in Flintsbach zeichnete der DWD ebenso Messdaten in Niederaudorf, südlich der Engstelle im nördlichen Inntal, auf (Quelle [21]). Die Auswertung dieser Daten soll die unterschiedlichen Eigenschaften des Erler Windes südlich der Engstelle im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen, anhand Daten von nördlich gelegenen Stationen, aufzeigen. Die Messhöhe lag hier ebenfalls bei 10 m über dem Grund. Die in diesem Fall gemessenen Windgeschwindigkeiten für den Zeitraum von 19.02.2016 bis 08.06.2016 weisen die in Abbildung 32 enthaltene Häufigkeitsverteilung auf. Dieses Diagramm führt zu der Erkenntnis, dass in Niederaudorf im Messzeitraum überwiegend Windgeschwindigkeiten kleiner 4 m/s aufgezeichnet wurden. Um diese Erkenntnis besser einordnen zu können, liefert die in Abbildung 33 enthaltene Dauerlinie die genauere Aussage, dass Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s an lediglich 500 h des Messzeitraums von 2641 h auftraten. Nachdem zudem Winde mit Windgeschwindigkeiten größer 7 m/s nahezu nie im Messzeitraum wehten, deutet sich an, dass nahezu kein Potenzial für die Nutzung von Windenergie am Standort in Niederaudorf besteht.

Für diesen Standort wurde eine mittlere Windgeschwindigkeit von 2,6 m/s sowie eine mittlere Leistungsdichte von 10,2 W/m² berechnet. Diese Ergebnisse sind jedoch aufgrund des kurzen Messzeitraums nur bedingt aussagekräftig.

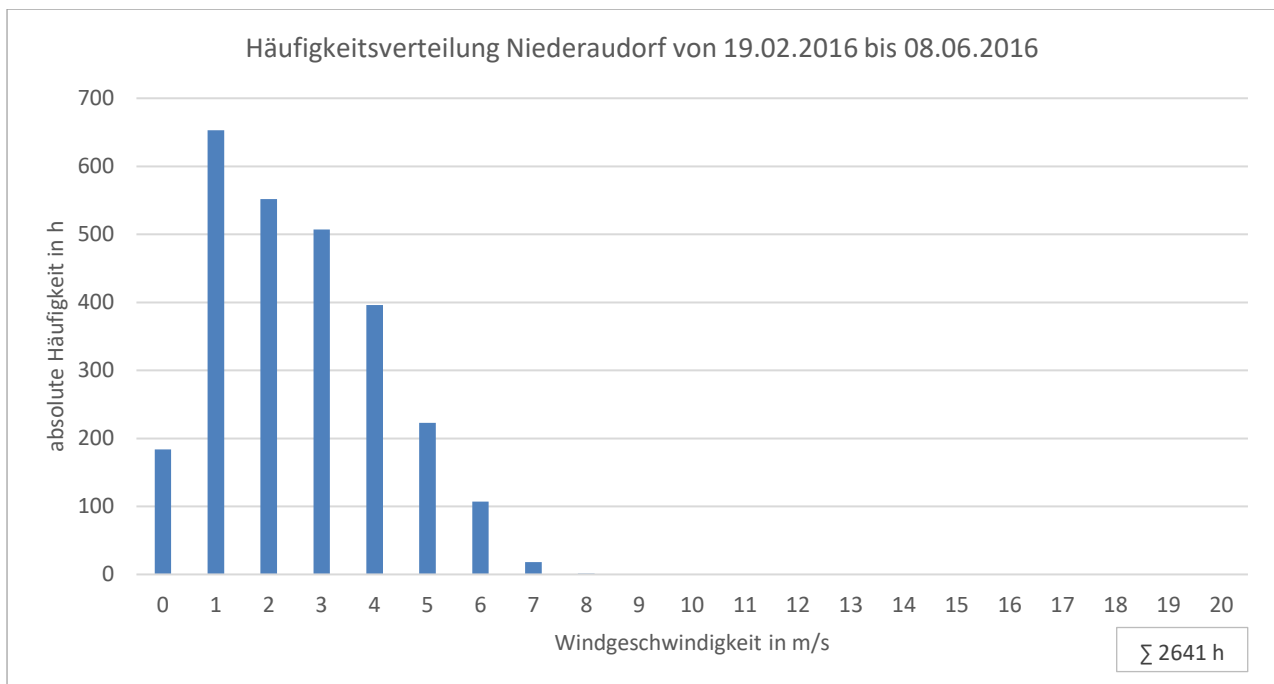


Abbildung 32: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Niederaudorf

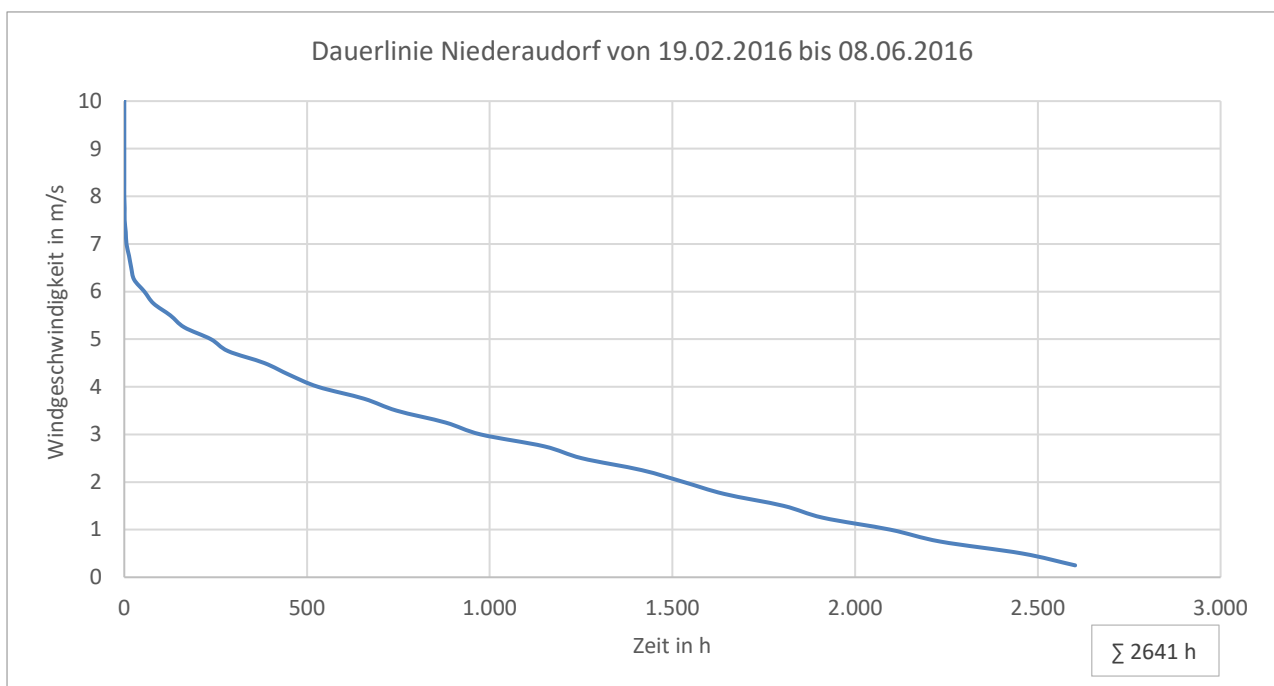


Abbildung 33: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Niederaudorf

Neben der Analyse der gemessenen Windgeschwindigkeiten werden hier ebenso die Häufigkeit und Intensität der auftretenden Winde in Abhängigkeit der Windrichtung analysiert. Die in Abbildung 34 enthaltenen Messpunkte weisen jedoch ein anderes Verhalten auf als bei den Messstationen nördlich der Engstelle im Inntal. Die Winde traten im Messzeitraum in Niederaudorf ähnlich häufig als Südostwinde (ca. 160°) sowie als Nordwestwinde (ca. 330°) auf. Die dabei aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten sind annähernd identisch. Dies ist deutlich anhand der Stärkewindrose in Abbildung 35 sichtbar. Die Ursache dafür ist die unterschiedliche Topographie am Standort in Niederaudorf im Vergleich zu den Standorten nördlich der Engstelle bei Sonnhart. Die Ergebnisse zeigen, dass das Windphänomen Erler Wind in Niederaudorf, sprich südlich der Talverengung, andere Eigenschaften besitzt, wie bei den Standorten nördlich der Engstelle. Diese Erkenntnisse verdeutlichen, dass vor allem eine Nutzung der Windenergie direkt an der Engstelle des nördlichen Inntals bei Sonnhart zu erwägen ist. Gezeigt wurde anhand dieser Auswertung der Messdaten aus Niederaudorf, dass südlich der Engstelle, aufgrund der niedrigen Windgeschwindigkeiten der auftretenden Winde, kein Potenzial der Windenergienutzung vorhanden ist.

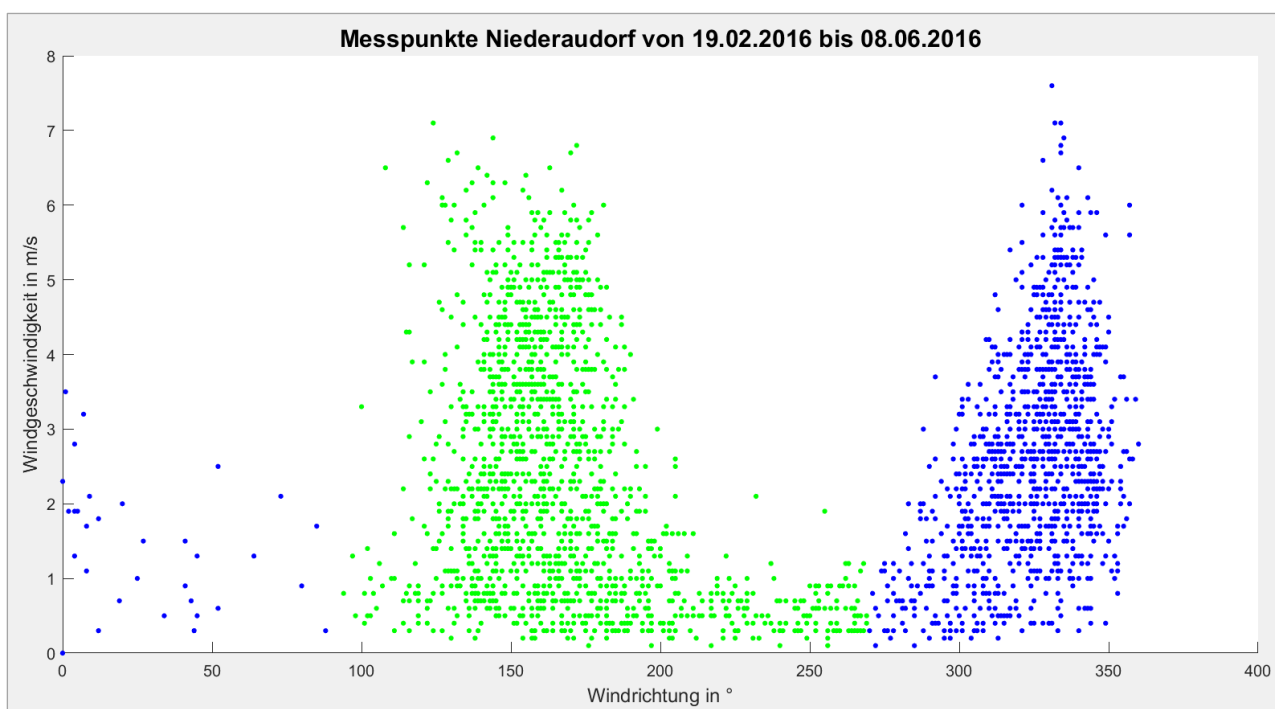


Abbildung 34: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Niederaudorf

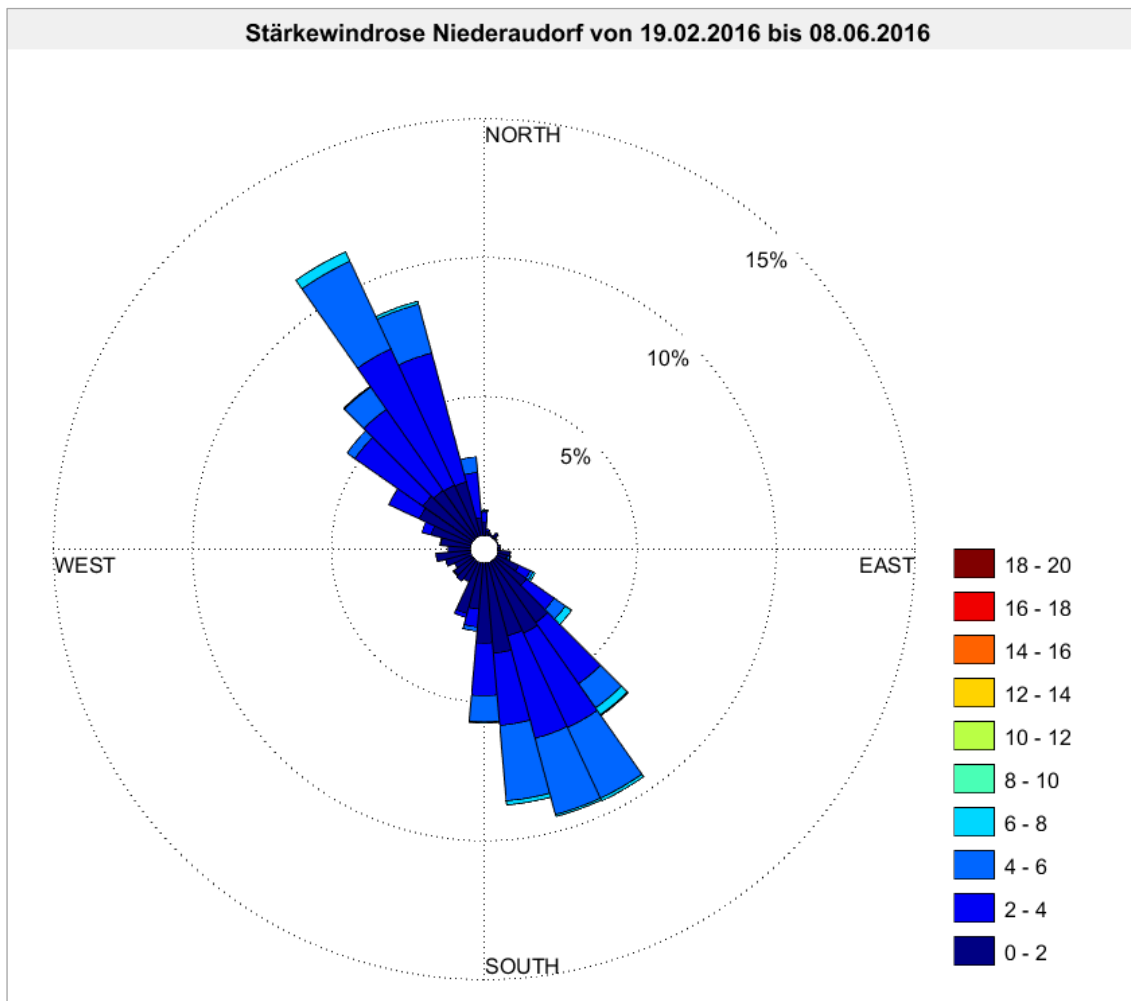


Abbildung 35: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Niederaudorf

5.3 ERGEBNISSE

Nach der Messdatenanalyse der einzelnen Standorte, werden nun die Ergebnisse in Bezug auf die gemessenen Windgeschwindigkeiten der auftretenden Winde miteinander verglichen. Ebenso werden die in dieser Arbeit ermittelten Erkenntnisse hinsichtlich der Eigenschaften des Windsystems Erler Wind zusammengefasst und mit dem bisherigen Stand der Forschung abgeglichen.

5.3.1 VERGLEICH DER MESSSTANDORTE

Um die in Kapitel 5.2 dargestellten Auswertungen der einzelnen Messstationen miteinander vergleichen zu können, werden die Messdaten der Windgeschwindigkeiten aller Stationen auf die Höhen 11 m und 50 m über dem Grund, mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel (siehe Kapitel 5.1.1), umgerechnet. Die für diese Umrechnungen verwendeten Rauigkeitslängen sind in Tabelle 8 aufgeführt. Die Rauigkeitslängen wurden in Abhängigkeit der Geländeoberfläche gemäß Tabelle 7 festgelegt.

Tabelle 8: Verwendete Rauigkeitslängen für die Umrechnung der Messwerte mit der logarithmischen Höhenformel

Messstation/Standort	Rauigkeitslänge z_0 in m	Geländeoberfläche
Sonnhart	0,1	Landwirtschaftliches Gelände
Prutting	0,3	Bebautes Gelände
Nußdorf am Inn	0,2	Viele Bäume und Büsche
Flintsbach	0,1	Landwirtschaftliches Gelände
Niederaudorf	0,1	Landwirtschaftliches Gelände

Die aus den auf die Höhe 11 m umgerechneten Messdaten bestimmten, mittleren Windgeschwindigkeiten sowie die mittleren Leistungsdichten sind in Tabelle 9 aufgeführt. Zusätzlich sind die jeweiligen Kenngrößen für die Höhe von 50 m über dem Grund angegeben. Zu beachten ist dabei, dass diese Werte nur für den jeweils angegebenen Messzeitraum aussagekräftig sind.

Tabelle 9: Mittlere Windgeschwindigkeiten und mittlere Leistungsdichten an den Messstandorten in den Höhen 11 m und 50 m über dem Grund

Messstation/Standort (Messzeitraum)	Mittlere Windgeschwindigkeit c_{mittel} in m/s (Höhe 11 m)	Mittlere Leistungsdichte P_{spez} in W/m ² (Höhe 11 m)	Mittlere Windgeschwindigkeit c_{mittel} in m/s (Höhe 50 m)	Mittlere Leistungsdichte P_{spez} in W/m ² (Höhe 50 m)
Sonnhart (06.10.2020 – 17.09.2021)	4,5	54,3	5,9	126
Prutting (06.10.2020 – 05.10.2021)	1,4	1,6	2,0	4,5
Nußdorf am Inn (22.11.2020 – 21.11.2021)	2,5	9,6	3,5	25,2
Flintsbach (19.11.2015 – 06.10.2016)	3,4	23,7	4,5	54,8
Niederaudorf (19.02.2016 – 08.06.2016)	2,6	10,1	3,4	23,4
Windenergieanlagen Palling ⁵ (1,5 MW Anlagenleistung)	3,5	25,9	4,8	67,7
Windenergieanlagen Starnberg ⁶ (3,0 MW Anlagenleistung)	2,9	14,4	3,9	37,0
Offshore Windenergieanlagen Windpark alpha ventus ⁷ (5,0 MW Anlagenleistung)	8,5	372	9,6	540

Die in Tabelle 9 berechneten Werte zeigen deutlich, dass an der Engstelle bei Sonnhart, die Voraussetzungen für eine Nutzung der Windenergie am besten wären. Dies ist vor allem an der im Vergleich zu den anderen Standorten hohen mittleren Leistungsdichte von 54,3 W/m², in einer Höhe von 11 m über dem Grund, ersichtlich.

⁵ Standort von Windenergieanlagen in Oberbayern (Landkreis Traunstein); Quelle [2]

⁶ Standort von Windenergieanlagen in Oberbayern (Landkreis Starnberg); Quelle [2]

⁷ Standort von Offshore Windenergieanlagen in der Nordsee (nördlich der Insel Borkum); Quelle [20]

An den von der Engstelle etwas weiter entfernten Standorten Flintsbach, Nußdorf am Inn und Niederaudorf treten bereits geringere mittlere Windgeschwindigkeiten und vor allem deutlich geringere mittlere Leistungsdichten auf. Die zusätzlich in Tabelle 9 aufgeführten Referenzwerte von Standorten bestehender Windenergieanlagen (grüne Zeilen), wurden mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel auf die angegebenen Höhen umgerechnet. Bei einem direkten Vergleich der Standorte im nördlichen Inntal mit den Referenzstandorten wird deutlich, dass in Sonnhart im Mittel höhere Windgeschwindigkeiten auftreten als an den beiden angegebenen Referenzstandorten von Windenergieanlagen in Oberbayern. Des Weiteren zeigt sich, dass der Standort Flintsbach mit dem Standort Palling hinsichtlich des Potenzials der Windenergienutzung verglichen werden kann.

Um die an den einzelnen Standorten gemessenen Windgeschwindigkeiten der auftretenden Winde besser beurteilen zu können, sind die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten der jeweiligen Standorte zusammengefügt worden. Die aus den auf eine Messhöhe von 11 m über dem Grund umgerechneten Daten, erstellten relativen Häufigkeitsverteilungen aller fünf Messstandorte, sind in Abbildung 37 enthalten. Zur genaueren Beurteilung ist in Abbildung 36 das nördliche Inntal mit den jeweiligen Messstandorten nochmals zur Veranschaulichung dargestellt.

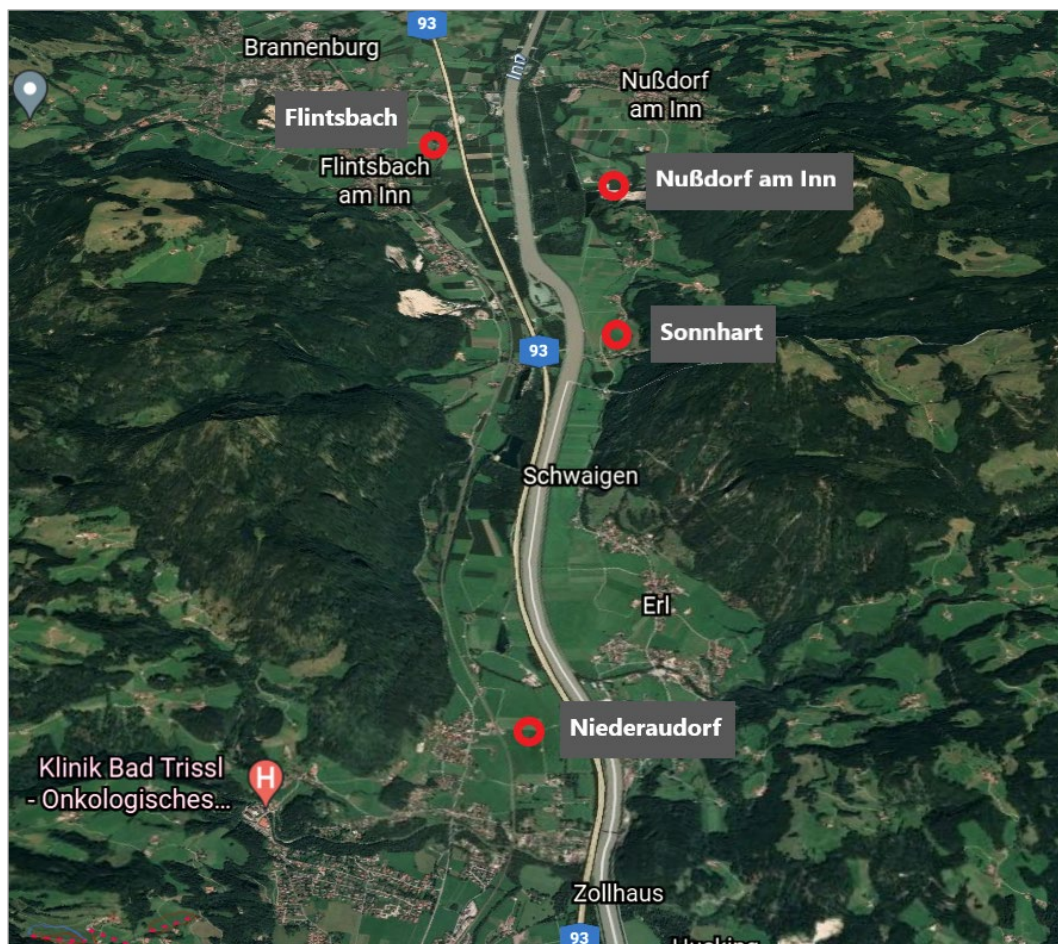


Abbildung 36: Standorte der Messstationen im nördlichen Inntal auf deutscher Seite [6]

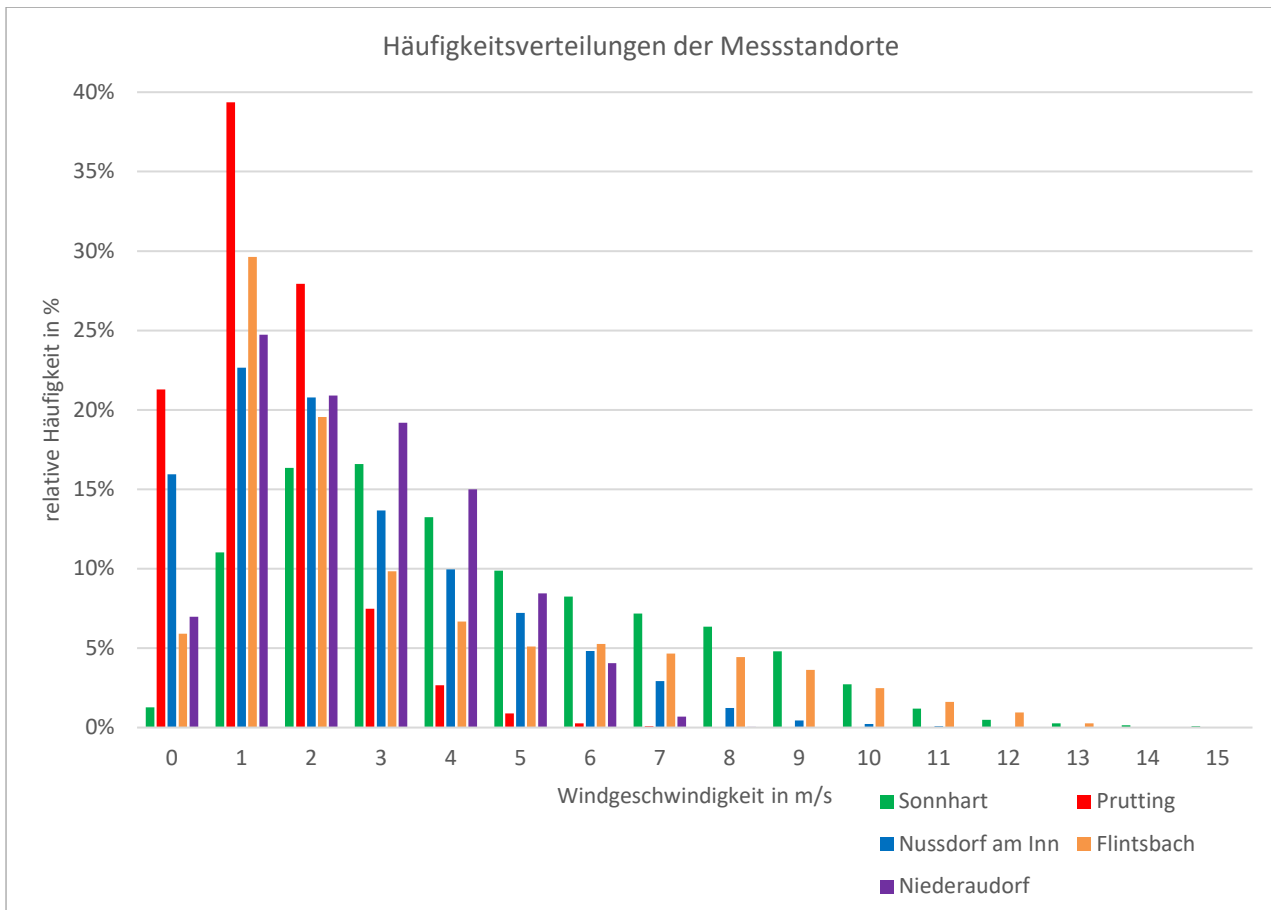


Abbildung 37: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten aller Messstationen im jeweiligen Messzeitraum in 11 m Höhe über dem Grund

Im Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der verschiedenen Messstandorte zeigt sich besonders, dass Winde mit höherer Windgeschwindigkeit (ab 6 m/s) nur bei den Stationen Sonnhart, Flintsbach und Nußdorf am Inn signifikant auftreten. Des Weiteren wurden Winde mit Windgeschwindigkeiten größer 8 m/s nahezu ausschließlich bei den Standorten Sonnhart und Flintsbach gemessen. Diese Windgeschwindigkeiten sind insbesondere für die Erzeugung von Windenergie wichtig, da aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs zwischen Leistung und Windgeschwindigkeit (siehe Kapitel 5.1.2), hohe energetische Erträge mit diesen Windgeschwindigkeiten zu erzielen sind. Windflauten, mit einer Windgeschwindigkeit von 0 m/s, existieren besonders häufig in Prutting und Nußdorf am Inn. In Nußdorf am Inn ist dies jedoch, wie bereits erwähnt, auf eine eventuelle Störung des Windfeldes auf Höhe der Messeinrichtung zurückzuführen. Zur besseren Veranschaulichung dieser Erkenntnisse sind in Abbildung 38 die Dauerlinien der in einer Höhe von 11 m auftretenden Windgeschwindigkeiten der Standorte dargestellt. Darin zeigen sich vor allem die deutlich besseren Windverhältnisse am Standort Sonnhart, im Vergleich zu den restlichen Standorten. Anhand der Dauerlinien wird vor allem deutlich, dass am Standort Prutting, im Gegensatz zu den Standorten im nördlichen Inntal, ein deutlich geringeres Potenzial hinsichtlich der Windenergienutzung vorhanden ist. Des Weiteren wird ersichtlich, dass an den Standorten Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach deutlich mehr Stunden im Jahr Windgeschwindigkeiten größer 6 m/s auftreten als an den anderen beiden Standorten.

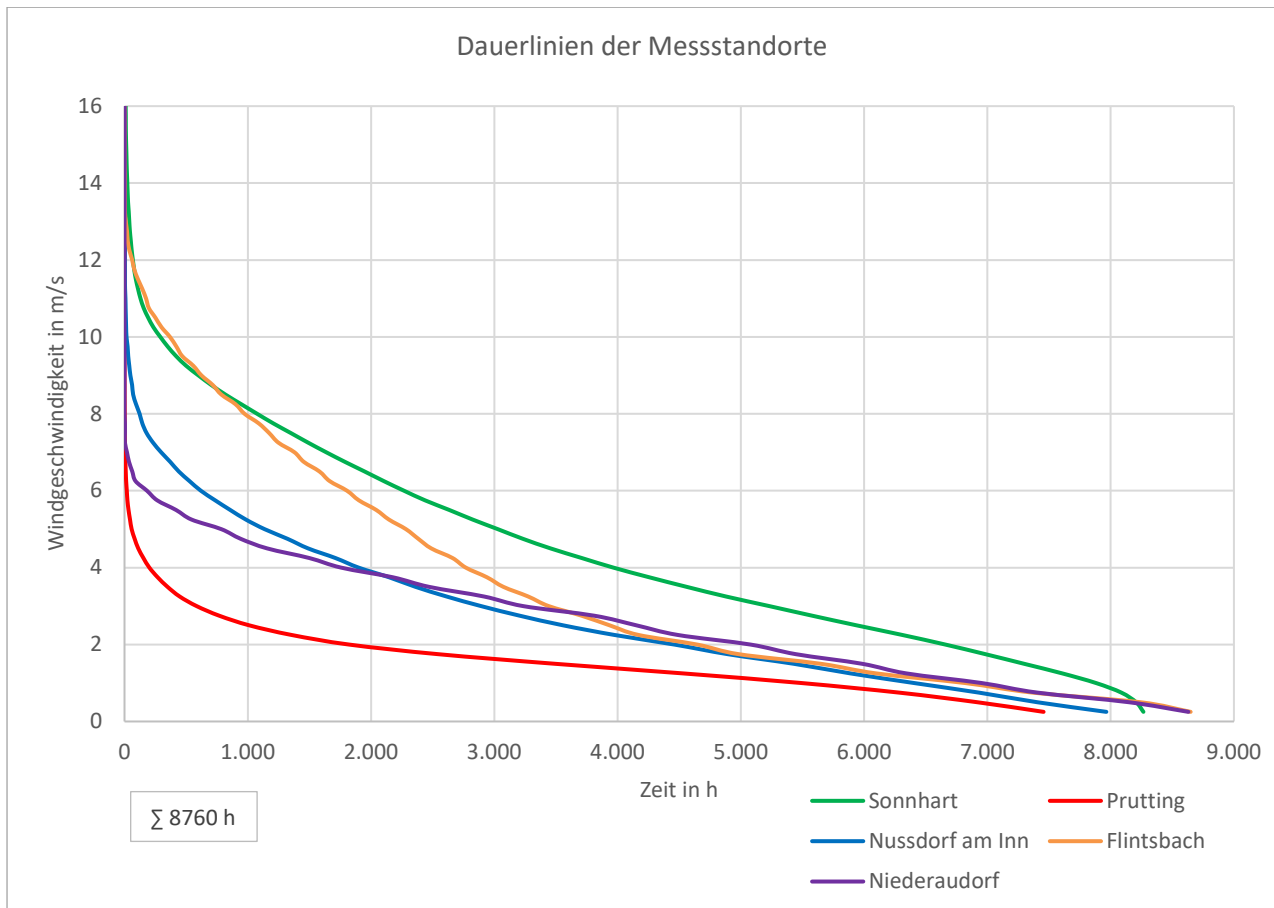


Abbildung 38: Dauerlinien der gemessenen Windgeschwindigkeiten aller Messstationen in 11 m Höhe über dem Grund, hochskaliert auf die Zeitdauer eines Jahres

Auf Basis der vorangegangenen Messdatenauswertungen zeigt sich, dass nahe der Engstelle in Sonnhart, die besten Windverhältnisse für eine Windenergienutzung herrschen. Die gemessenen Windgeschwindigkeiten nehmen mit zunehmender Entfernung zur Engstelle deutlich ab, was die Ergebnisse aus Flintsbach und Nußdorf am Inn zeigen. Aufgrund dieser Erkenntnisse werden in Kapitel 6 die möglichen energetischen Erträge und die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen auf Basis der Messdaten aus Sonnhart, Flintsbach und Nußdorf am Inn berechnet. Die Daten aus Prutting zeigen, dass die Windgeschwindigkeiten nördlich des Inntals sehr gering sind und somit kein energetisches Potenzial im Bereich um Rosenheim vorhanden ist. Des Weiteren lässt sich aus den Messdaten des DWD aus Niederaudorf interpretieren, dass südlich der Talverengung ebenfalls nur ein geringes energetisches Potenzial hinsichtlich der Windenergienutzung vorhanden ist. Der Einflussbereich des Windsystems Erler Wind erstreckt sich laut dieser Untersuchung somit auf das nördliche Inntal. Winde mit höheren Windgeschwindigkeiten treten auf der deutschen Seite des Inntals lediglich an und nördlich der Talverengung bei Sonnhart auf.

5.3.2 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die Auswertungen der Messdaten von insgesamt fünf meteorologischen Messstationen liefern die folgenden Ergebnisse hinsichtlich der Eigenschaften des Windsystems Erler Wind im nördlichen Inntal auf deutscher Seite:

- Die Windverhältnisse sind mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,5 m/s direkt an der Engstelle des Inntals bei Sonnhart, hinsichtlich einer potenziellen Windenergienutzung, am besten.
- Die Intensität des Erler Windes nimmt mit zunehmender Entfernung zur Engstelle deutlich ab. Gezeigt wird dies mit anhand der Messdaten aus Flintsbach und Nußdorf am Inn.
- Ein energetisches Potenzial des Windsystems Erler Wind ist nur im Bereich des Inntals vorhanden. In Prutting bei Rosenheim sind die auftretenden Winde bereits sehr schwach.
- Der Erler Wind weht meist als Süd- oder Nordwind. Die Häufigkeit sowie die auftretenden Windgeschwindigkeiten sind bei den Südwinden deutlich größer.
- Je nach Standort variiert die Hauptwindrichtung im nördlichen Inntal in Abhängigkeit der Topographie zwischen südwestlicher und südöstlicher Richtung.
- In Niederaudorf, südlich der Engstelle des nördlichen Inntals, treten Nord- und Südwind zu gleichen Teilen auf.
- In Sonnhart weht meist in der Zeit vom späten Abend bis zur Mittagszeit ein Südwind. Der Nordwind tritt häufig in den Nachmittagsstunden auf.
- Eine Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Windenergieanlagen wird aufgrund der vergleichsweise guten Windverhältnisse (siehe Tabelle 9) für die Standorte Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach durchgeführt.

5.3.3 VERGLEICH DER ERGEBNISSE MIT DEM STAND DER FORSCHUNG

Nachdem das Windsystem Erler Wind im Vorfeld dieser Arbeit bereits mehrmals aus unterschiedlichen Blickwinkeln untersucht wurde, findet ein Vergleich der in dieser Untersuchung erlangten Ergebnisse mit dem bisherigen Stand der Forschung statt.

Die Ergebnisse der meteorologischen Untersuchung des Erler Windes von Guido Kugelmann aus dem Jahr 2017 (siehe Kapitel 3.1) decken sich mit den Erkenntnissen aus dem Vorangegangenen. In dieser Arbeit konnte für den Standort Sonnhart ebenfalls das tageszeitliche Verhalten des Windsystems mit dem Wechsel von Talau- zu Taleinwinden, für die meisten Tage im Jahr, ermittelt werden. Ebenso bestätigte sich, dass die Winde bei der Engstelle des Inntals mit höheren Windgeschwindigkeiten auftreten. Des Weiteren stimmt die Erkenntnis überein, dass die Talauwinde (Südwinde) mit größeren Windgeschwindigkeiten auftreten als die Taleinwinde (Nordwinde). Die Erkenntnisse dieser Untersuchung über die Eigenschaften des Erler Windes stimmen ebenfalls mit den bisherigen Forschungen der FH Kufstein (siehe Kapitel 3.2) überein. Insbesondere bestätigt sich die Erkenntnis der FH Kufstein, dass das Windphänomens abseits der Engstelle bei Sonnhart nur gering räumlich ausgedehnt ist. Diese Tatsache wurde in dieser Arbeit ebenso für den Bereich nördlich der Engstelle festgestellt. Hinsichtlich der Zwischenergebnisse der TH Rosenheim von Johannes Binsteiner (siehe Kapitel 3.3) ist noch zu erwähnen, dass sich die darin berechnete mittlere Windgeschwindigkeit für den Standort Sonnhart nur geringfügig von der in dieser Untersuchung durchgeführten Berechnung unterscheidet. Die südliche Hauptwindrichtung am Standort Sonnhart konnte ebenfalls bestätigt werden.

Nachdem die Messdaten der Stationen ausgewertet und die Ergebnisse interpretierte wurden, folgt in Kapitel 6 die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Windenergieanlagen an den Standorten Sonnhart, Flintsbach und Nußdorf am Inn.

6 ERTRAG UND WIRTSCHAFTLICHKEIT VON WINDENERGIEANLAGEN

Nachdem das Windsystem Erler Wind untersucht wurde, folgt eine Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung von Windenergieanlagen für die Standorte Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach. Die dabei angewandte Methodik sowie die Annahmen zur Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung sind im Nachfolgenden dargestellt.

6.1 METHODIK UND ANNAHMEN

In diesem Kapitel wird das Vorgehen bei der Berechnung des energetischen Ertrags von Windenergieanlagen anhand vorliegender Messdaten beschrieben. Zusätzlich werden die Daten der dafür verwendeten Referenzanlagen sowie weitere nötige Annahmen aufgelistet. Ein weiterer Punkt ist die Erläuterung der Wirtschaftlichkeitsberechnung inklusive der dabei verwendeten Parameter.

6.1.1 ERTRAGSBERECHNUNG

Grundlage der Ertragsberechnung ist neben einer Datenbasis von auftretenden Windgeschwindigkeiten an einem Standort, die Auswahl von Windenergieanlagen. Dies ist erforderlich, da jede Windkraftanlage eine modellspezifische Leistungskennlinie besitzt. Diese Kennlinie gibt für jede Windgeschwindigkeit, mit der die Windkraftanlage betrieben werden kann, die elektrische Leistung der Anlage an. Somit muss für jeden Typ von Windenergieanlage eine Berechnung des jährlichen energetischen Ertrags auf Basis der Windmessdaten des jeweiligen Standorts erfolgen [9].

Die für diese Arbeit zur Ertragsberechnung verwendeten Windenergieanlagen mit den jeweiligen Kenndaten (laut den Datenblättern der jeweiligen Hersteller) sind in Tabelle 10 aufgelistet. Aufgrund der Erkenntnis der TH Rosenheim bzw. laut der Arbeit von Johannes Binstener, dass Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe größer 50 m aus genehmigungsrechtlichen Gründen nur schwer zu realisieren sind, beschränkt sich die Auswahl primär auf Windkraftanlagen kleiner einer Gesamthöhe von 50 m [3]. Die Auswahl dieser Windenergieanlagen wurde anhand der Leistungsklasse sowie der Verfügbarkeit von Datenblättern und Preisauskünften vorgenommen. Insgesamt wurden Anlagen aus den Leistungsklassen 12 kW, 30 kW, 250 kW und 800 kW ausgewählt. Dabei ist zu ergänzen, dass die Windkraftanlage E-53 des Herstellers Enercon mit 800 kW Leistung, eine Gesamthöhe von ca. 86,5 m besitzt [14]. Diese Windenergieanlage könnte zwar aus genehmigungsrechtlichen Gründen nicht realisiert werden, jedoch werden für diese Anlage ebenso die energetischen Erträge sowie die Wirtschaftlichkeit berechnet. Damit soll aufgezeigt werden, inwieweit sich die Wirtschaftlichkeit einer größeren Windkraftanlage von der Wirtschaftlichkeit kleinerer Anlagen unterscheidet.

Tabelle 10: Technische Daten der Windenergieanlagen für die Ertragsberechnung [11] [12] [13] [14]

Technische Daten				
Hersteller	BRAUN Windturbinen	Solution 4 Energy	Leitwind	Enercon
Typ	ANTARIS	30K20	LTW42	E-53
Leistung	12 kW	30 kW	250 kW	800 kW
Nabenhöhe	12 m, 33 m ⁸	33,5 m, 40 m	29,5 m	60 m
Rotordurchmesser	6,5 m	19,5 m	42 m	52,9 m
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s	3 m/s	3 m/s	2 m/s
Ausschaltwindgeschwindigkeit	20 m/s	15 m/s	25 m/s	34 m/s

Um den energetischen Ertrag einer Windenergieanlage innerhalb eines Zeitraums zu berechnen, ist zunächst die Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten an einem Standort nötig. In diesem Fall werden die in Kapitel 5 dargestellten Häufigkeitsverteilungen der gemessenen Windgeschwindigkeiten für die Standorte Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach verwendet. Dabei ist darauf zu achten, dass die von den Messeinrichtungen gemessenen Windgeschwindigkeiten zuvor, mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel, auf die Nabenhöhe der jeweiligen Windenergieanlage umgerechnet werden müssen. In diesem Fall werden für die Umrechnung die Rauigkeitslängen aus Tabelle 7 verwendet. Des Weiteren ist die Leistungskennlinie der jeweiligen Windkraftanlage erforderlich. Eine Leistungskennlinie gibt die Leistung einer Windkraftanlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an. Der energetische Ertrag wird somit nach Gleichung 6.1 berechnet. Die Formel beschreibt die Bildung der Produkte aus der Leistung $P(c)$ der Windkraftanlage und der absoluten Häufigkeit $h(c)$ der Windgeschwindigkeit c im Betrachtungszeitraum. Die Summe dieser Produkte ergibt den energetischen Ertrag W .

$$W = \sum_{c=0}^{c_{max}} P(c) * h(c) \quad 6.1$$

Der berechnete energetische Ertrag einer Windkraftanlage über die Zeitdauer eines Jahres wird zuletzt mit dem Faktor 0,97 multipliziert. Dadurch wird die Minderungen des Ertrags durch eventuelle Ausfall- und Abschaltzeiten der Windenergieanlage mit Verlusten in der Höhe von 3% berücksichtigt.

6.1.2 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG

Auf Basis der aus dem vorherigen Kapitel 6.1.1 dargestellten Ertragsberechnung, kann eine Wirtschaftlichkeitsberechnung der jeweiligen Windenergieanlage erfolgen. In diesem Fall wird eine Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) durchgeführt. Diese Größe gibt die Kosten für die Erzeugung einer Kilowattstunde elektrischer Energie eines Kraftwerks an. Die Berechnung der Stromgestehungskosten wird in diesem Fall anhand der sogenannten Kapitalwertmethode durchgeführt. Diese Methode ist eine dynamische Investitionskostenrechnung und gibt eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Investition innerhalb einer festgelegten Nutzungsdauer [16]. In Gleichung 6.2 ist die Berechnung der LCOE dargestellt.

⁸ Die Windenergieanlagen der Firmen BRAUN Windturbinen und Solution 4 Energy werden jeweils mit zwei verschiedenen Nabenhöhen betrachtet.

Darin werden die Investitionskosten I_0 mit der Summe der diskontierten (abgezinsten) jährlichen Betriebskosten A_t addiert. Diese Summe geteilt durch die diskontierten jährlichen energetischen Erträge $M_{t,el}$ ergibt die LCOE [16].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad 6.2$$

Die Summe aus Investitionskosten und diskontierten Betriebskosten ergibt den Kapitalwert K_0 . Dies ist nochmals in Gleichung 6.3 abgebildet [15].

$$K_0 = I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{A_t}{(1+i)^t} \quad 6.3$$

Nach der Kapitalwertmethode werden für jede der ausgewählten Windenergieanlagen, an jedem Standort, die LCOE berechnet und anschließend miteinander verglichen. Die für diese Berechnungen verwendeten Parameter sind in Tabelle 11 dargestellt. In dieser Tabelle sind die Investitionskosten (CAPEX), die Betriebskosten (OPEX), die Kapitalkosten (WACC) sowie die Nutzungsdauer der jeweiligen Windkraftanlage enthalten.

Tabelle 11: Verwendete Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [11][12][13][14][15]

Parameter Wirtschaftlichkeitsrechnung					
Hersteller	/	BRAUN Windturbinen	Solution 4 Energy	Leitwind	Enercon
Typ	/	ANTARIS	30K20	LTW42	E-53
CAPEX	I_0	33.150 € / 38.300 € ⁹	174.000 € / 179.000 €	600.000 €	1.458.000 €
Spezifische CAPEX	/	2.760 €/kW / 3.190 €/kW	5.800 €/kW / 5.970 €/kW	2.400 €/kW	1.820 €/kW
OPEX	A_t	370 € / 450 €	1.350 € / 1.380 €	10.700 €	32.200 €
WACC	i	2,96%	2,96%	2,96%	2,96%
Nutzungsdauer	T	21 a	21 a	21 a	21 a

Die für die ausgewählten Windenergieanlagen in Tabelle 11 enthaltenen Parameter stammen, bis auf die CAPEX, aus einer Studie des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme ISE (Quelle [15]). Darin sind Werte für die OPEX sowie für die WACC enthalten. Die in dieser Studie enthaltene Datentabelle ist in Abbildung 39 dargestellt. Die Höhe der CAPEX der aufgeführten Windenergieanlagen sind hingegen ungefähre Preisangaben laut Auskünften der jeweiligen Hersteller. Bezüglich der für die Wirtschaftlichkeitsrechnung verwendeten Parameter ist zu ergänzen, dass für die Nutzungsdauer der Zeitraum von 21 Jahren gewählt wurde. Dies ist dem geschuldet, dass laut Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2021 (EEG), die Zahlung einer Einspeisevergütung für die Zeitdauer von 20 Jahren ab dem Jahr der Inbetriebnahme erfolgt [17].

⁹ Bei den Windenergieanlagen von den Herstellern BRAUN Windturbinen und Solution 4 Energy werden aufgrund der Betrachtung von Anlagen mit verschiedenen Nabenhöhen, je nach Ausführung, unterschiedliche CAPEX angegeben.

	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Feste Biomasse	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Lebensdauer in Jahren	25	25	25	25	40	30	30
Anteil Fremdkapital	80%	70%	80%	80%	60%	60%	60%
Anteil Eigenkapital	20%	30%	20%	20%	40%	40%	40%
Zinssatz Fremdkapital	3,5%	5,0%	3,5%	3,5%	5,0%	5,0%	5,0%
Rendite Eigenkapital	7,0%	10,0%	8,0%	8,0%	11,0%	11,0%	10,0%
WACC nominal	4,20%	6,50%	4,40%	4,40%	7,40%	7,40%	7,00%
WACC real	2,96%	5,24%	3,20%	3,20%	6,20%	6,20%	5,80%
OPEX fix [EUR/kW]	20	70	4% von CAPEX	4% von CAPEX	32	22	20
OPEX var [EUR/kWh]	0,008	0,008	0,004	0,004	0,0045	0,004	0,003
Jährliche Reduktion des Wirkungsgrads	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 39: Datengrundlage der verwendeten Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [15]

Die bereits genannte Studie des Fraunhofer ISE über Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien wird zusätzlich als Datenbasis hinsichtlich der LCOE von Energieerzeugungsanlagen herangezogen. In Abbildung 40 sind die laut der Studie für das Jahr 2021 ermittelten, durchschnittlichen LCOE von Energieerzeugungsanlagen in Deutschland dargestellt [15]. Die in dieser Arbeit berechneten LCOE der Windkraftanlagen werden mit den in Abbildung 40 enthaltenen LCOE in Kapitel 6.5 verglichen.

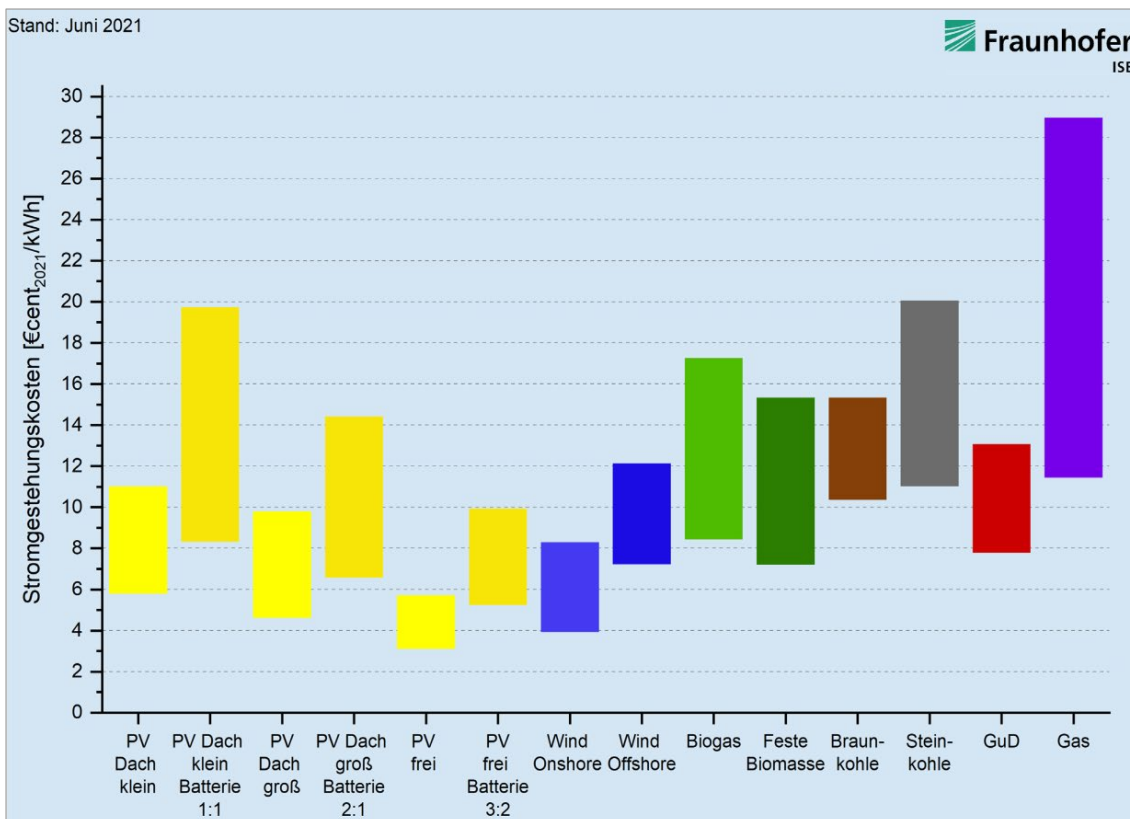


Abbildung 40: Stromgestehungskosten (LCOE) von Energieerzeugungsanlagen in Deutschland für das Jahr 2021 [15]

Nachdem die Methodik sowie die getroffenen Annahmen dargestellt wurden, folgen die Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Windenergieanlagen an den Standorten Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach.

6.2 WINDENERGIEANLAGEN AM STANDORT SONNHART

Die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung für Windenergieanlagen am Standort Sonnhart wird im Folgenden dargestellt.

6.2.1 ERGEBNISSE

Am Standort Sonnhart wurden auf Basis der von der Messstation gemessenen Windgeschwindigkeiten die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen der ausgewählten Windenergieanlagen durchgeführt. Dabei ist zu erwähnen, dass die Messdaten des Anemometers für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 17.09.2021 sowie die Daten der Wetterstation von 18.09.2021 bis 05.10.2021 zu einem Datensatz, für ein vollständiges Jahr in 10-Minutenwerten, zusammengefügt wurden. Wie bereits in Kapitel 6.1.1 beschrieben, sind die Messwerte der Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe der jeweiligen Windkraftanlage umgerechnet worden. Die an diesem Standort für die Zeitdauer eines Jahres berechneten energetischen Erträge der Windenergieanlagen sind in Tabelle 12 aufgelistet. Auf Basis der in Kapitel 6.1.2 genannten Parameter und den berechneten energetischen Erträgen erfolgt die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit der Kapitalwertmethode. Die Ergebnisse, sprich die berechneten LCOE, sind ebenfalls in Tabelle 12 enthalten.

Tabelle 12: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Sonnhart [2] [20]

Windenergieanlage (Leistung, Nabenhöhe)	Energetischer Ertrag in kWh/a	Spezifischer Ertrag in kWh/m ² a	Volllaststunden in h/a	Anlagenlaufzeit in h/a	LCOE in ct/kWh
BRAUN ANTARIS (12 kW, 12 m)	15.800	478	1.310	6.100	15,5
BRAUN ANTARIS (12 kW, 33 m)	24.300	737	2.030	6.730	11,7
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 33,5 m)	90.500	302	3.020	6.740	13,6
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 40 m)	93.900	313	3.130	6.830	13,4
Leitwind LTW42 (250 kW, 29,5 m)	685.000	494	2.740	6.680	7,1
Enercon E-53 (800 kW, 60 m)	1.961.000	892	2.420	7.020	6,3
Windenergieanlagen Palling (1,5 MW Anlagenleistung)			1.300		
Windenergieanlagen Starnberg (3,0 MW Anlagenleistung)			2.100		
Offshore Windenergieanlagen Windpark alpha ventus (5,0 MW Anlagenleistung)			4.450		

Diese Ergebnisse zeigen, dass die ausgewählten Windenergieanlagen an diesem Standort geringe LCOE zwischen 6,3 ct/kWh und 15,5 ct/kWh erreichen würden. Insbesondere die Anlage von Enercon könnte elektrische Energie mit LCOE von 6,3 ct/kWh liefern. Bemerkenswert ist die teilweise hohe Anzahl an Volllaststunden. Die Windkraftanlage 30K20 von Solution 4 Energy, mit einer Nabenhöhe von 40 m, würde einen Wert von 3.130 Volllaststunden erreichen. Insgesamt ist hinsichtlich der berechneten Volllaststunden der Anlagen festzustellen, dass diese mit der Höhe der Volllaststunden der Windenergieanlagen der angegebenen Referenzstandorte (grüne Zeilen) zu vergleichen sind. Bei der Windenergieanlage ANTARIS zeigt sich, dass diese Anlage bei einer Nabenhöhe von 33 m deutlich höhere Erträge erzielen würde als bei einer Nabenhöhe von 12 m. Hingegen zeichnet sich bei der Anlage 30K20 keine signifikante Zunahme des energetischen Ertrags bzw. Verringerung der LCOE bei der Ausführung mit einer höheren Nabenhöhe von 40 m ab.

Bezüglich des Ertrags der Windenergieanlagen pro Quadratmeter Rotorfläche, wäre die Anlage von Enercon mit 892 kWh/m²a, bezogen auf die Energieerzeugung, am kompaktesten gebaut. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ist die Anlage von BRAUN mit 12 m Nabenhöhe am kritischsten zu betrachten. Die geringe Höhe an Volllaststunden sowie die in diesem Fall größten LCOE mit 15,5 ct/kWh sprechen gegen eine mögliche Realisierung der Windenergieanlage von BRAUN. Diese Ergebnisse zeigen, dass an diesem Standort die Windkraftanlagen von Enercon und Leitwind hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu favorisieren wären. Nachdem jedoch eine Realisierung einer Windkraftanlage mit einer Gesamthöhe kleiner 50 m aufgrund genehmigungsrechtlicher Vorteile am wahrscheinlichsten ist [3], erfolgt eine genauere Analyse der Leitwind LTW42 mit 250 kW Leistung. Die zusätzlich bei der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung erstellen Diagramme aller betrachteten Windenergieanlagen, sind im Anhang B enthalten.

6.2.2 ANALYSE LEITWIND LTW42

Aus den bereits genannten Gründen wird die Windenergieanlage Leitwind LTW42 als Referenzanlage zur genaueren Untersuchung verwendet. Die hier folgende Analyse der LTW42 am Standort Sonnhart findet in Form einer detaillierten Betrachtung der jährlichen Energieerzeugung statt. Dabei sollen unter anderem die Eigenschaften dieser Windenergieanlage unter dem Einfluss des Windsystems Erler Wind ersichtlich werden.

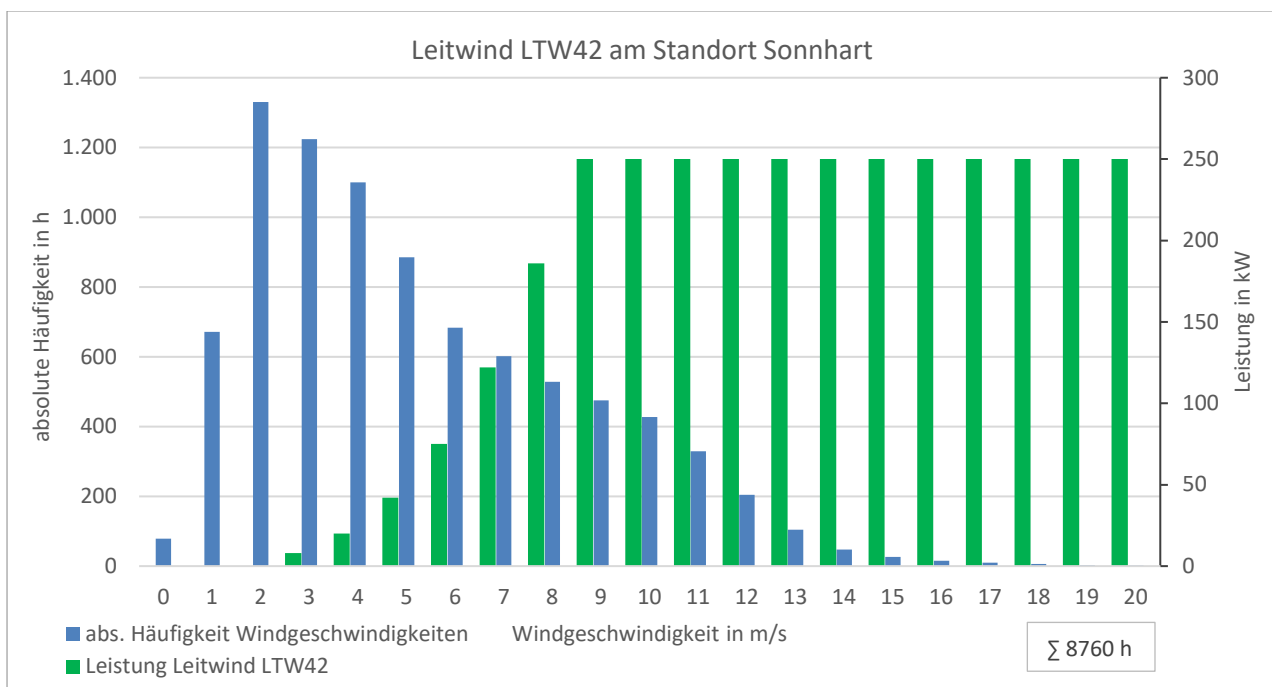


Abbildung 41: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

In Abbildung 41 werden die absolute Häufigkeit der auftretenden Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe für die Zeitdauer eines Jahres sowie die jeweilige elektrische Leistung der Leitwind LTW42 gezeigt. Ersichtlich ist darin, dass vor allem Winde mit Windgeschwindigkeiten größer 7 m/s wichtig für den energetischen Ertrag dieser Anlage sind. Nur bei diesen Windgeschwindigkeiten besitzt die Anlage eine hohe elektrische Leistung. Des Weiteren wird in diesem Diagramm deutlich, dass die überwiegende Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten unter 4 m/s liegt. Die dabei auftretenden Winde sind für die Energieerzeugung dieser Windenergieanlage nahezu unbedeutend. Um die auftretenden elektrischen Leistungen der Windenergieanlage am Standort Sonnhart besser zu veranschaulichen, ist in Abbildung 42 die Dauerlinie der Anlagenleistung über die Zeitdauer eines Jahres (Messzeitraum) dargestellt. Insbesondere ist darin zu erkennen, dass die Anlage ungefähr 1.600 h im Jahr mit der vollen elektrischen Leistung von 250 kW laufen würde. Zusätzlich lässt sich aus diesem Diagramm ablesen, dass die Windenergieanlage ca. 7.000 h im Jahr in Betrieb wäre.

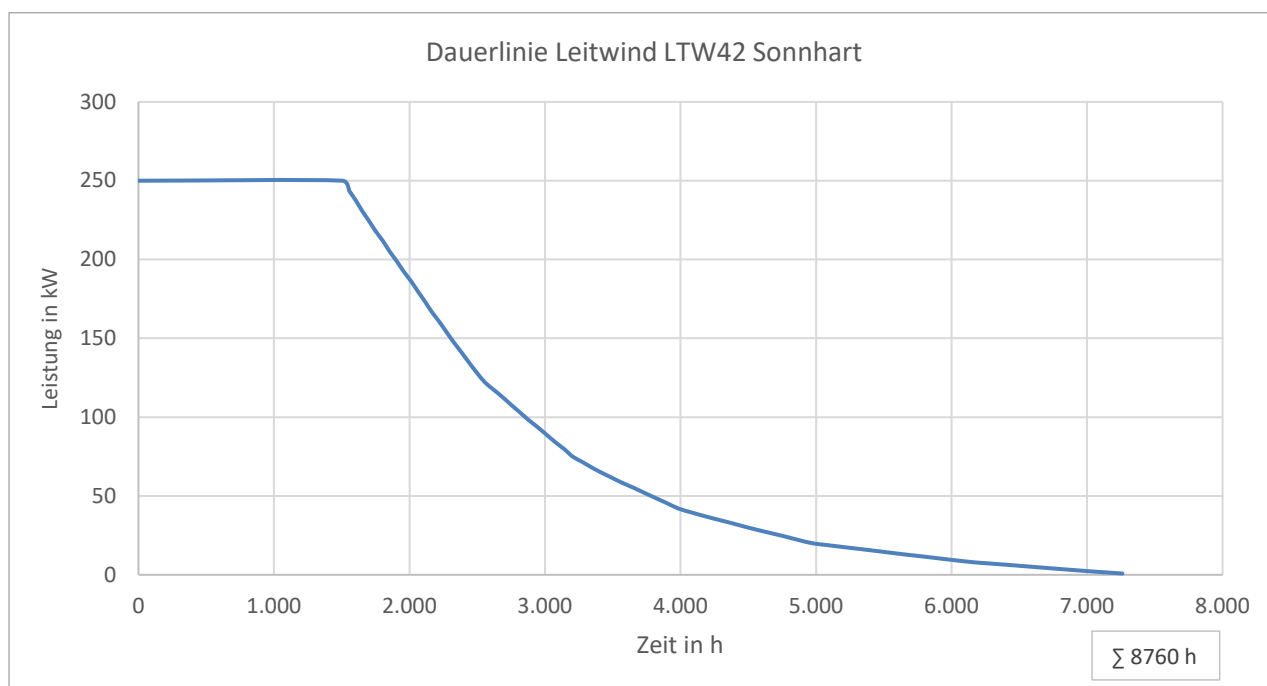


Abbildung 42: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

Neben der Leistung ist ebenso die zeitliche Verteilung der Energieerzeugung ein wichtiger Faktor bei der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien. Die monatlichen Summen der elektrischen Energieerzeugung sind in Abbildung 43 dargestellt. Darin wird vor allem deutlich, dass die Energieerzeugung dieser Windkraftanlage am Standort Sonnhart in den Wintermonaten deutlich größer wäre wie in den Sommermonaten. Im Dezember würde ca. dreimal so viel elektrische Energie erzeugt werden wie im August. Hinsichtlich dieses Diagramms ist noch zu erwähnen, dass aufgrund des Messzeitraums von 06.10.2020 bis 05.10.2021, der Oktober in zwei Zeitbereiche aufgeteilt ist.

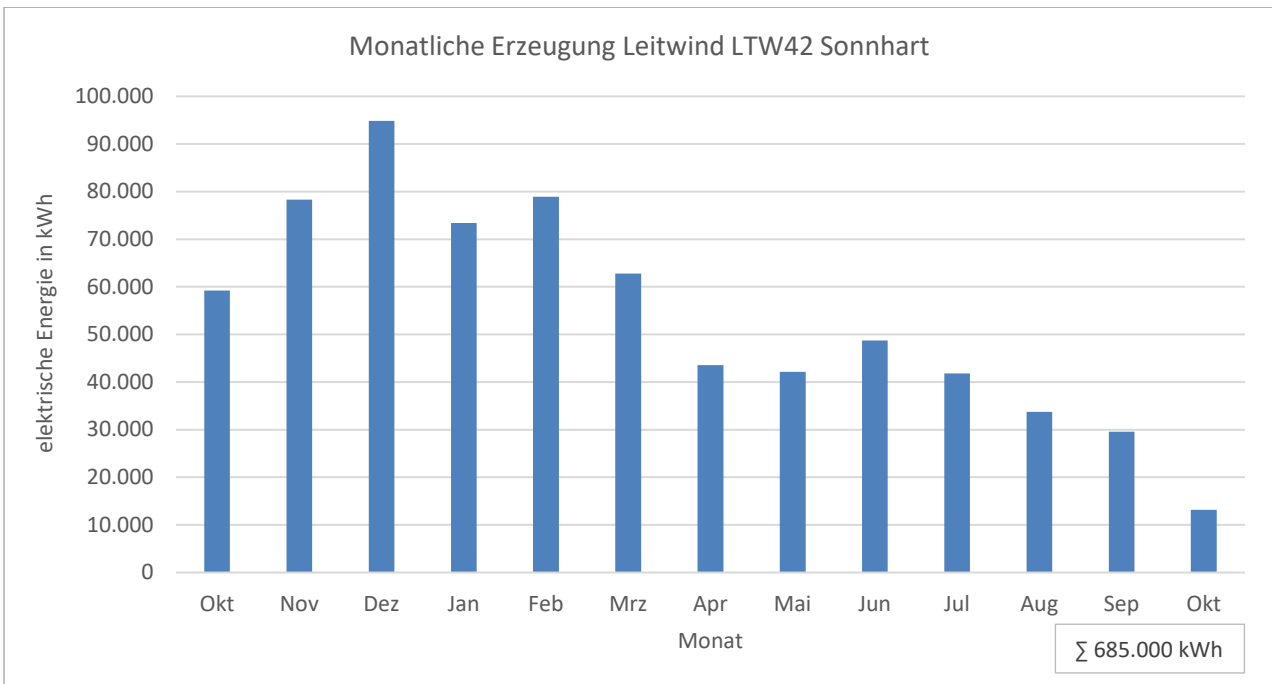


Abbildung 43: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

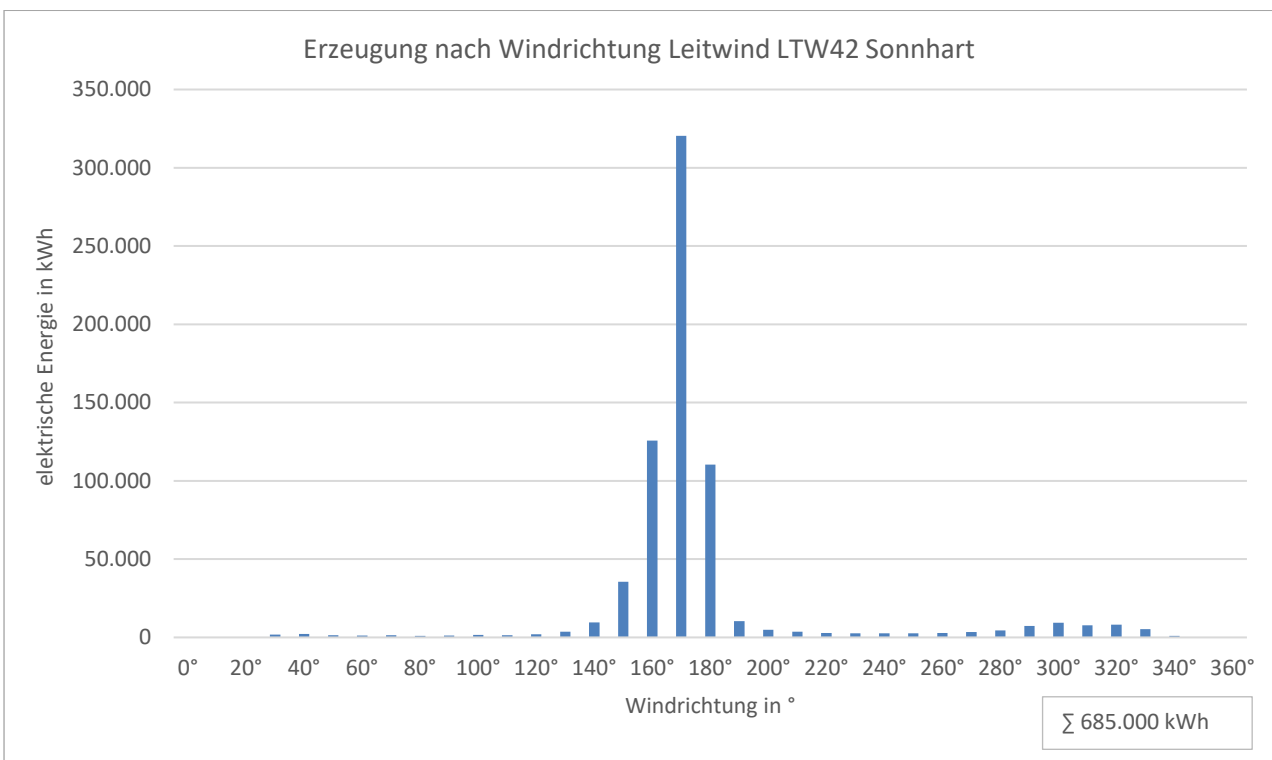


Abbildung 44: Energieerzeugung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 nach Windrichtung für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

Eine weitere Erkenntnis hinsichtlich der Windenergieerzeugung am Standort Sonnhart bzw. unter Einfluss des Windsystems Erler Wind, ist in Abbildung 44 dargestellt. Die auf die Energieerzeugung bezogene, dominante Windrichtung beträgt ebenso wie die Hauptwindrichtung des Erler Windes an diesem Standort ungefähr 170°. Erstaunlich ist, dass die Energieerzeugung der Leitwind LTW42 nahezu vollständig mit Südwinden stattfinden würde. Die Energieerzeugung der dennoch häufig auftretenden Nordwinde an diesem Standort, ist im Vergleich vernachlässigbar gering.

Neben der Analyse der technischen Größen kann ebenso eine genauere Betrachtung der wirtschaftlichen Aspekte erfolgen. In diesem Fall werden die LCOE genauer analysiert. Die hier ermittelten LCOE liegen für die Windenergieanlage Leitwind LTW42 in der Höhe von 7,1 ct/kWh. Um eine bessere Einschätzung der LCOE je nach Preisentwicklung von Windenergieanlagen treffen zu können, ist in eine Sensitivitätsanalyse¹⁰ in Abbildung 45 dargestellt. Darin wird ersichtlich, dass durch eine Reduktion der CAPEX um 25%, die LCOE deutlich unter 6 ct/kWh sinken würden. Hingegen würden bei einer Preiserhöhung von 25% die LCOE bei 8,4 ct/kWh liegen.

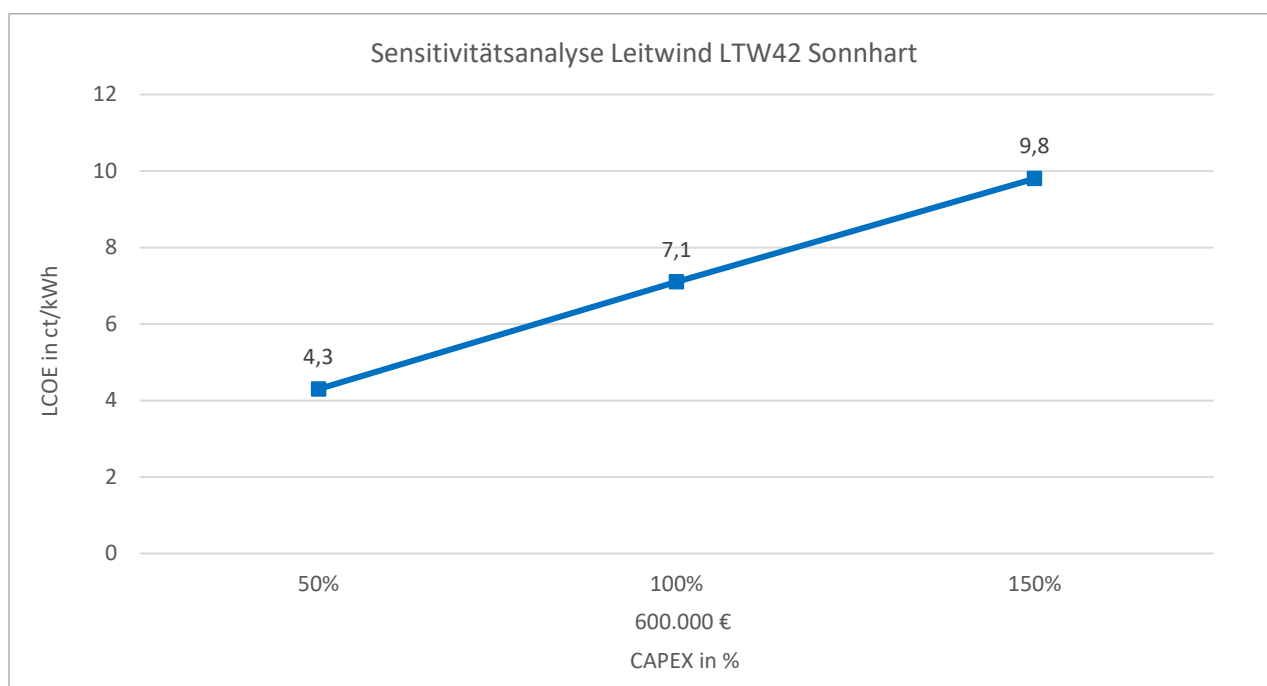


Abbildung 45: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart

Die am Beispiel der Windenergieanlage Leitwind LTW42 durchgeführte Analyse zeigt, dass am Standort Sonnhart diese Anlage mit einer hohen Auslastung von 2.740 Volllaststunden pro Jahr sowie mit LCOE von 7,1 ct/kWh betrieben werden könnte. Die hier berechneten LCOE der Leitwind LTW42 liegen im selben Bereich, wie die von der Studie des Fraunhofer ISEs für das Jahr 2021 angegebenen LCOE von Onshore Windenergieanlagen zwischen 4 ct/kWh und 8 ct/kWh (siehe Abbildung 40) [15]. Hinsichtlich der Eigenschaften einer Windenergieanlage in Bezug auf das Windsystem Erler Wind zeigt sich, dass die elektrische Energieerzeugung in den Wintermonaten deutlich größer wäre als in den Sommermonaten. Des Weiteren wird ersichtlich, dass die Windenergieerzeugung hauptsächlich anhand Winden aus der Hauptwindrichtung 170° (Süden) stattfinden würde.

¹⁰ Eine Sensitivitätsanalyse zeigt die Veränderung der LCOE in Abhängigkeit der CAPEX.

6.3 WINDENERGIEANLAGEN AM STANDORT NUßDORF AM INN

Die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung für Windenergieanlagen am Standort Nußdorf am Inn wird im Folgenden dargestellt.

6.3.1 ERGEBNISSE

Anhand der am Standort Nußdorf am Inn für den Zeitraum von 22.11.2020 bis 21.11.2021 in 30-Minutenwerten aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten werden ebenso die energetischen Erträge sowie die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Windenergieanlagen berechnet. Nachdem an diesem Standort, wie in Kapitel 4.3 beschrieben, die Windmessung aufgrund der umliegenden Bäume und Sträucher verfälscht wird, sind Berechnungen mit dieser Datenbasis nicht sonderlich aussagekräftig. Aus diesem Grund wird die Annahme getroffen, dass die atmosphärische Grenzschicht an diesem Standort nicht an der Erdoberfläche, sondern erst ab der Höhe der umliegenden Bäume beginnt. Es wird davon ausgegangen, dass die Höhe der umliegenden Bäume und Sträucher ungefähr 7 m beträgt. Somit wird eine reduzierte Messhöhe von 6,5 m, anstatt der originalen Messhöhe von 13,5 m über dem Grund angenommen. Die Umrechnung der gemessenen Windgeschwindigkeiten in die jeweilige Nabenhöhe wird mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel und der angenommenen Messhöhe von 6,5 m durchgeführt.

Aufgrund der hier getroffenen Annahme liefern die Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung lediglich Richtwerte. Anhand dieser Richtwerte soll jedoch erkennbar sein, ob an diesem Standort überhaupt ein Potenzial für eine wirtschaftliche Nutzung der Windenergie vorhanden ist.

Die Ergebnisse nach der in Kapitel 6.1 beschriebenen Berechnungen sind in Tabelle 13 enthalten. Darin zeigt sich, dass an diesem Standort deutlich geringere energetische Erträge der jeweiligen Windenergieanlagen zu erzielen sind als am Standort Sonnhart. Die berechneten LCOE liegen in einem Bereich zwischen 11,8 ct/kWh bis 30,7 ct/kWh. Die Windenergieanlage Leitwind LTW42 besitzt in diesem Fall die geringsten LCOE mit 11,8 ct/kWh. Erstaunlich ist im Vergleich zum Standort Sonnhart, dass für Anlage von Enercon höhere LCOE als für die Anlage von Leitwind ermittelt wurden. Dies ist dem geschuldet, dass die Volllaststunden und somit die Auslastung der Enercon Windenergieanlage sich vergleichsweise mehr verringert, als bei der Leitwind LTW42. Die Ursache dafür liegt in der Leistungskennlinie der Enercon E-53. Darin zeigt sich, dass diese Anlage erst ab einer Windgeschwindigkeit von 13 m/s mit voller elektrischer Leistung läuft. Winde mit diesen Windgeschwindigkeiten kommen jedoch an diesem Standort in Nabenhöhe nur in geringem Maße vor.

Hinsichtlich eines Vergleichs des Standort Nußdorf am Inn mit den in Tabelle 13 angegebenen Referenzstandorten (grüne Zeilen) zeigt sich, dass die berechneten Volllaststunden tendenzielle etwas niedriger sind als die Volllaststunden der Windenergieanlagen an den Referenzstandorten. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass an diesem Standort die kleineren Windenergieanlagen BRAUN ANTARIS und Solution 4 Energy 30K20, aufgrund der hohen LCOE, nicht für eine Windenergienutzung in Frage kommen würden. Infolge dieser Erkenntnisse wird für diesen Standort ebenso die Windenergieanlage Leitwind LTW42 im Folgenden genauer analysiert.

Tabelle 13: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Nußdorf am Inn [2] [20]

Windenergieanlage (Leistung, Nabhöhe)	Energetischer Ertrag in kWh/a	Spezifischer Ertrag in kWh/m ² a	Volllaststunden in h/a	Anlagenlaufzeit in h/a	LCOE in ct/kWh
BRAUN ANTARIS (12 kW, 12 m)	8.000	242	665	4.390	30,7
BRAUN ANTARIS (12 kW, 33 m)	14.000	425	1.170	5.150	20,3
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 33,5 m)	57.400	191	1.910	5.150	21,4
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 40 m)	60.300	201	2.010	5.270	20,9
Leitwind LTW42 (250 kW, 29,5 m)	410.000	296	1.640	5.060	11,8
Enercon E-53 (800 kW, 60 m)	1.195.000	544	1.480	5.480	14,2
Windenergieanlagen Palling (1,5 MW Anlagenleistung)			1.300		
Windenergieanlagen Starnberg (3,0 MW Anlagenleistung)			2.100		
Offshore Windenergieanlagen Windpark alpha ventus (5,0 MW Anlagenleistung)			4.450		

6.3.2 ANALYSE LEITWIND LTW42

Die Windenergieanlage Leitwind LTW42 wird im Nachfolgenden hinsichtlich der elektrischen Leistung und den LCOE genauer betrachtet. Dabei wird jedoch nicht auf die Eigenschaften der Windenergieanlage bezüglich des Erler Windes und der jahreszeitlichen Verteilung der Energieerzeugung eingegangen, da die Standorte Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach diesbezüglich ein ähnliches Verhalten aufweisen.

In Abbildung 46 wird ersichtlich, dass ein Großteil der in Nußdorf am Inn in Nabhöhe auftretenden Winde, Windgeschwindigkeiten kleiner als 5 m/s besitzen. Bei diesen Windgeschwindigkeiten würde nur sehr wenig elektrische Energie von der LTW42 erzeugt werden, was anhand der in der Farbe Grün dargestellten Leistung der Windkraftanlage ersichtlich wird. Im Vergleich zum Standort Sonnhart ist auch das Auftreten von Winden mit Windgeschwindigkeiten größer 10 m/s an diesem Standort sehr gering, wodurch die in diesem Fall geringen 1.640 Volllaststunden zu begründen sind. Die geringere Auslastung der Anlage an diesem Standort ist ebenso deutlich anhand der Dauerlinie in Abbildung 47 sichtbar. Die Anlage würde lediglich um die 700 h im Jahr mit der vollen elektrischen Leistung von 250 kW laufen. Bezüglich der Dauerlinie ist anzufügen, dass diese aufgrund der ungenaueren Datenbasis (30-Minutenwerte) nicht so geglättet ist, wie die Dauerlinie der Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart (vgl. Abbildung 42).

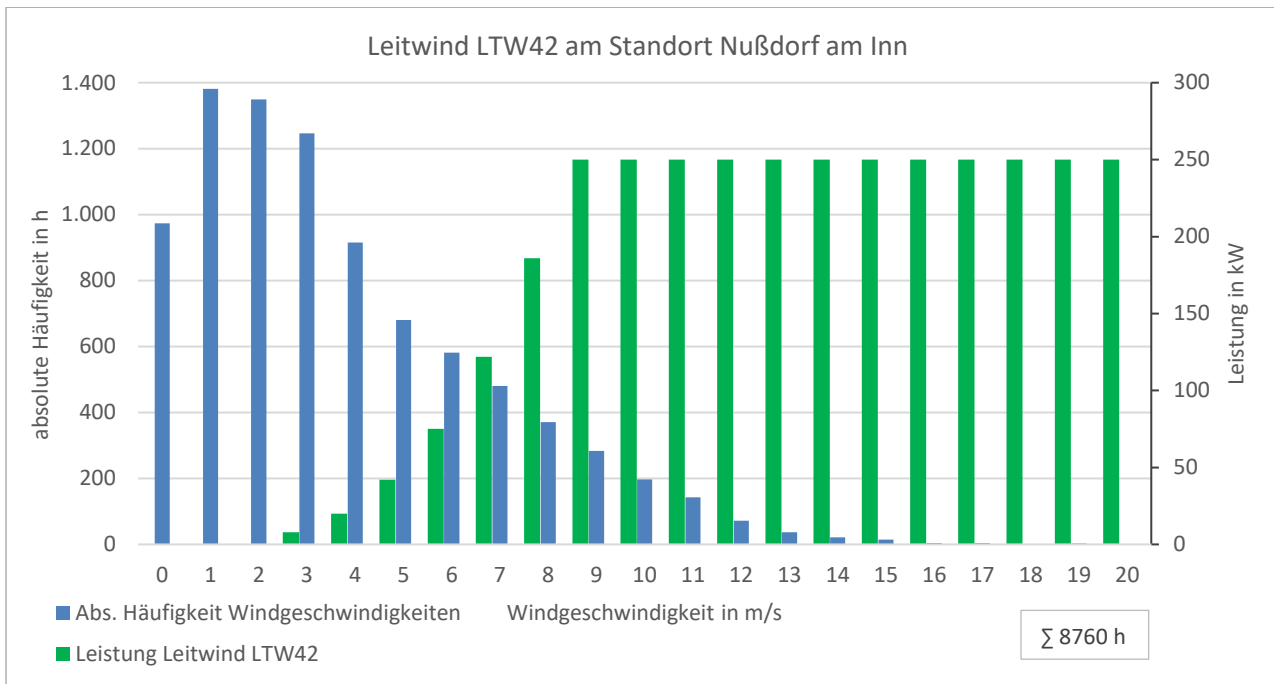


Abbildung 46: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn für den Zeitraum von 22.11.2020 bis 21.11.2021

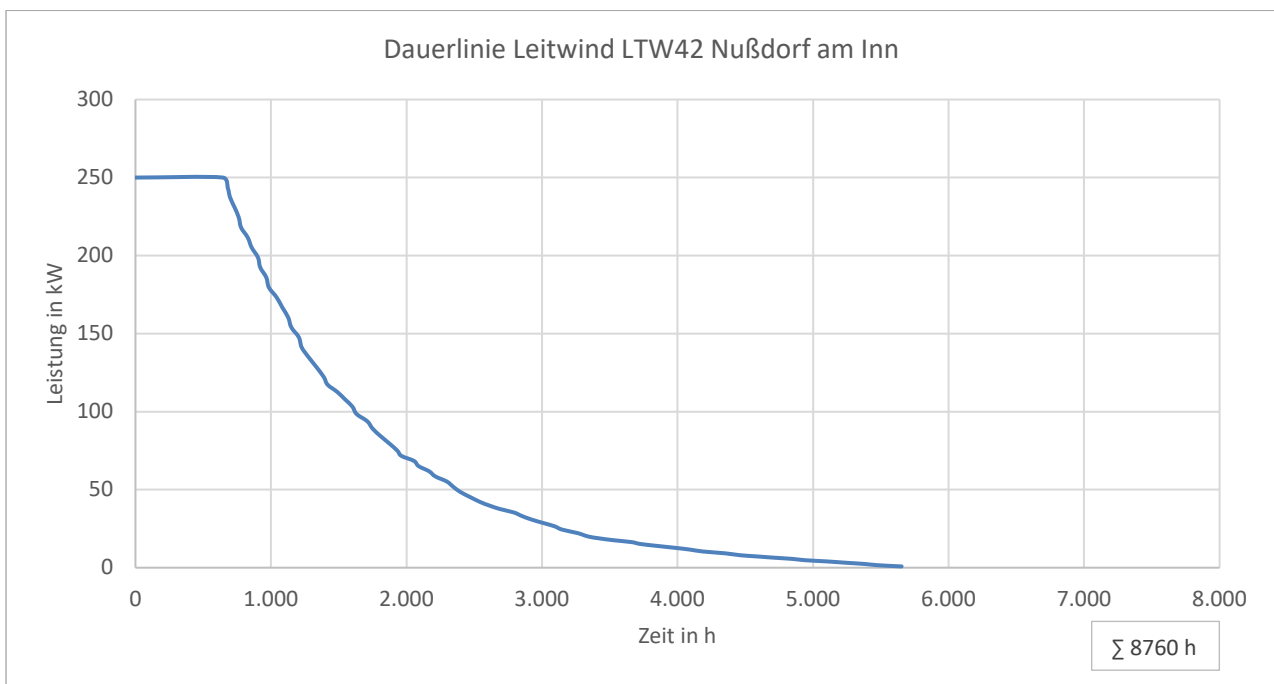


Abbildung 47: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn für den Zeitraum von 22.11.2020 bis 21.11.2021

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn, können die LCOE bei 75% der CAPEX bis auf 9,5 ct/kWh fallen sowie auf 14,1 ct/kWh bei 125% der CAPEX steigen. Dies wird anhand der Sensitivitätsanalyse in Abbildung 48 deutlich.

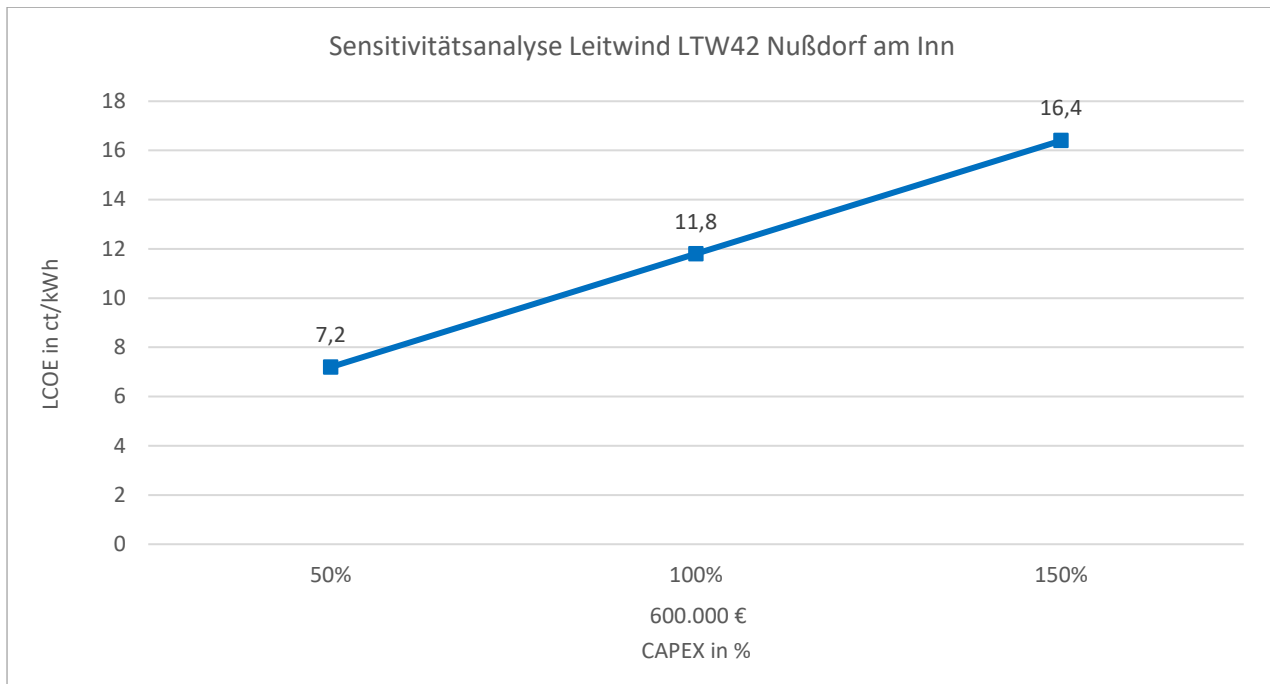


Abbildung 48: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn

Aufgrund dieser Ergebnisse wäre es sinnvoll, diesen Standort nochmals genauer zu untersuchen, denn die LCOE sind bei dieser Anlage mit 11,8 ct/kWh etwas über den für Onshore Windenergie durchschnittlichen LCOE von 4 ct/kWh bis 8 ct/kWh (siehe Abbildung 40) [15]. Nachdem an diesem Standort ein Schotterwerk existiert, wäre es denkbar, mit Hilfe der Windenergieanlage, elektrische Energie für den Eigenverbrauch zu erzeugen [22]. Dabei wären die LCOE von 11,8 ct/kWh der Leitwind LTW42 deutlich günstiger als der Strombezug aus dem Netz.

6.4 WINDENERGIEANLAGEN AM STANDORT FLINTSBACH

Im Nachfolgenden werden die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der ausgewählten Windenergieanlagen für den Standort Flintsbach dargestellt.

6.4.1 ERGEBNISSE

Für den Standort Flintsbach wurde auf Basis der Daten des DWD für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016, ebenfalls eine Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der ausgewählten Windenergieanlagen (siehe Tabelle 10) durchgeführt. Da die Messdaten des DWD nicht für die Zeitdauer eines vollständigen Jahres vorliegen, wurden die absoluten Häufigkeiten der Windgeschwindigkeiten auf ein Jahr hochskaliert. Die nach der Methodik laut Kapitel 6.1 durchgeführten Berechnungen liefern die in Tabelle 14 enthaltenen Ergebnisse. An diesem Standort würde die Anlage Solution 4 Energy 30K20 mit 40 m Nabenhöhe, mit 2.240 h den höchsten Wert an Volllaststunden erreichen. Hinsichtlich der Referenzstandorte von Windenergieanlagen in Oberbayern (grüne Zeilen) zeigt sich, dass bei einer Betrachtung der Volllaststunden der Windenergieanlagen, der Standort Flintsbach in etwa ähnliche Ergebnisse liefert, wie die aufgeführten Referenzstandorte. In Bezug auf die LCOE wäre die Anlage Enercon E-53 mit 8,5 ct/kWh die günstigste Energieerzeugungsanlage. Im Gegensatz dazu werden für die Anlage von BRAUN mit 12 m Nabenhöhe, lediglich LCOE von 19,3 ct/kWh berechnet. Die Windenergieanlage Leitwind LTW42 besitzt LCOE von 9,6 ct/kWh und würde im Betrieb 2.020 Volllaststunden erreichen. Die Leitwind LTW42 wird, wie bereits bei den beiden zuvor betrachteten Standorten, im Nachfolgenden als Referenzanlage genauer analysiert.

Tabelle 14: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Flintsbach [2] [20]

Windenergieanlage (Leistung, Nabenhöhe)	Energetischer Ertrag in kWh/a	Spezifischer Ertrag in kWh/m ² a	Volllaststunden in h/a	Anlagenlaufzeit in h/a	LCOE in ct/kWh
BRAUN ANTARIS (12 kW, 12 m)	12.700	384	1.060	3.940	19,3
BRAUN ANTARIS (12 kW, 33 m)	18.800	569	1.560	4.650	15,2
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 33,5 m)	65.600	219	2.190	4.650	18,7
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 40 m)	67.100	224	2.240	4.650	18,8
Leitwind LTW42 (250 kW, 29,5 m)	505.500	365	2.020	4.460	9,6
Enercon E-53 (800 kW, 60 m)	1.464.000	666	1.810	4.800	8,5
Windenergieanlagen Palling (1,5 MW Anlagenleistung)			1.300		
Windenergieanlagen Starnberg (3,0 MW Anlagenleistung)			2.100		
Offshore Windenergieanlagen Windpark alpha ventus (5,0 MW Anlagenleistung)			4.450		

6.4.2 ANALYSE LEITWIND LTW42

Eine genauere Betrachtung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 hinsichtlich der elektrischen Leistung und den LCOE, für den Standort Flintsbach, führt zu den nachfolgenden Ergebnissen. Hierbei wird ebenfalls, wie in Kapitel 6.3.2, auf eine Betrachtung der Eigenschaften der Windenergieanlage bezüglich des Erler Windes und der jahreszeitlichen Verteilung der Energieerzeugung verzichtet.

Die in Abbildung 49 dargestellte, auf die Zeitdauer eines Jahres hochskalierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten zeigt deutlich, dass an diesem Standort überwiegend Winde mit Windgeschwindigkeiten kleiner 4 m/s in der Nabenhöhe von 29,5 m auftreten. Der Großteil des energetischen Ertrags würde jedoch an den Windgeschwindigkeiten größer 7 m/s erzeugt werden. Bei diesen Windgeschwindigkeiten würde die Windenergieanlage mit hoher Leistung bzw. voller Leistung von 250 kW betrieben werden. Am Standort Flintsbach wäre die Windenergieanlage Leitwind LTW42 für ca. 1.200 h mit der vollen elektrischen Leistung in Betrieb. Gezeigt wird dies anhand der auf die Zeitdauer eines Jahres hochskalierte Dauerlinie in Abbildung 50. Des Weiteren ist anhand dieser Dauerlinie ersichtlich, dass der Zeitraum, in dem die Anlage in Teillast betrieben werden würde, geringer ist als am Standort Nußdorf am Inn (siehe Abbildung 47). Dies drückt sich in der hier steiler verlaufenden Dauerlinie der elektrischen Leistung aus. Hinsichtlich der Dauerlinie ist zu ergänzen, dass die Schwankungen im Kurvenverlauf auf der ungenaueren Datenbasis (Stundenwerte) beruhen.

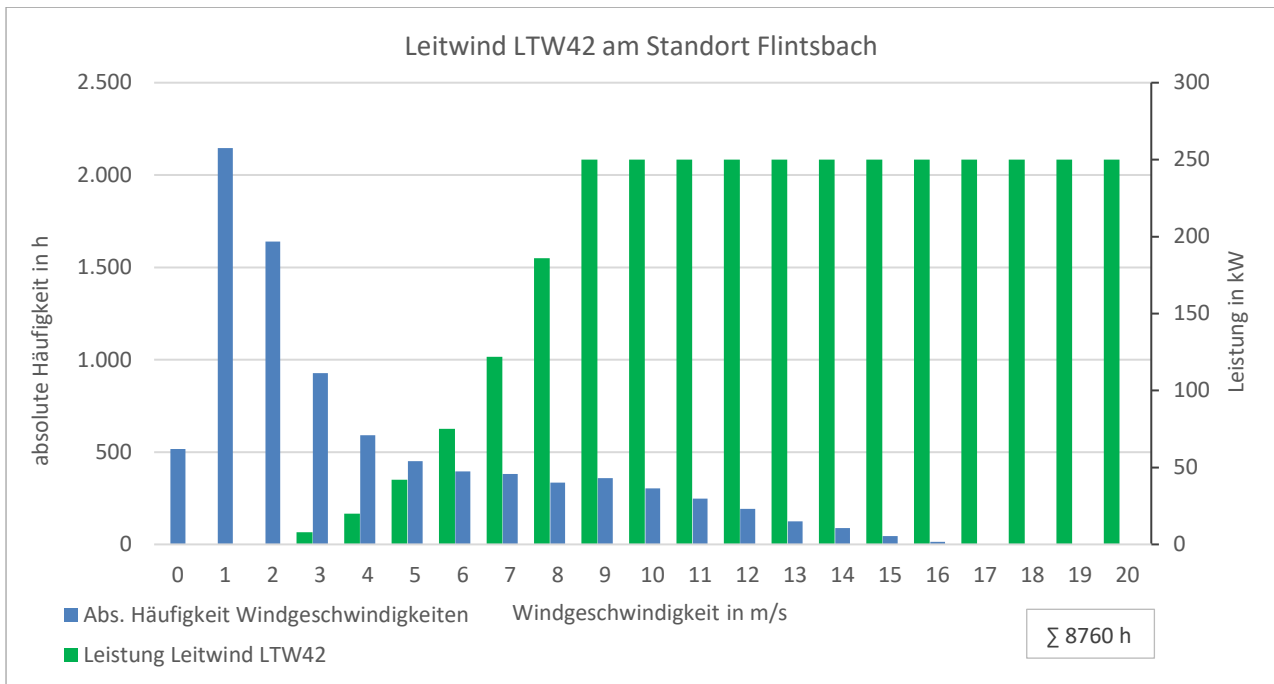


Abbildung 49: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016, hochskaliert auf die Zeitdauer eines Jahres

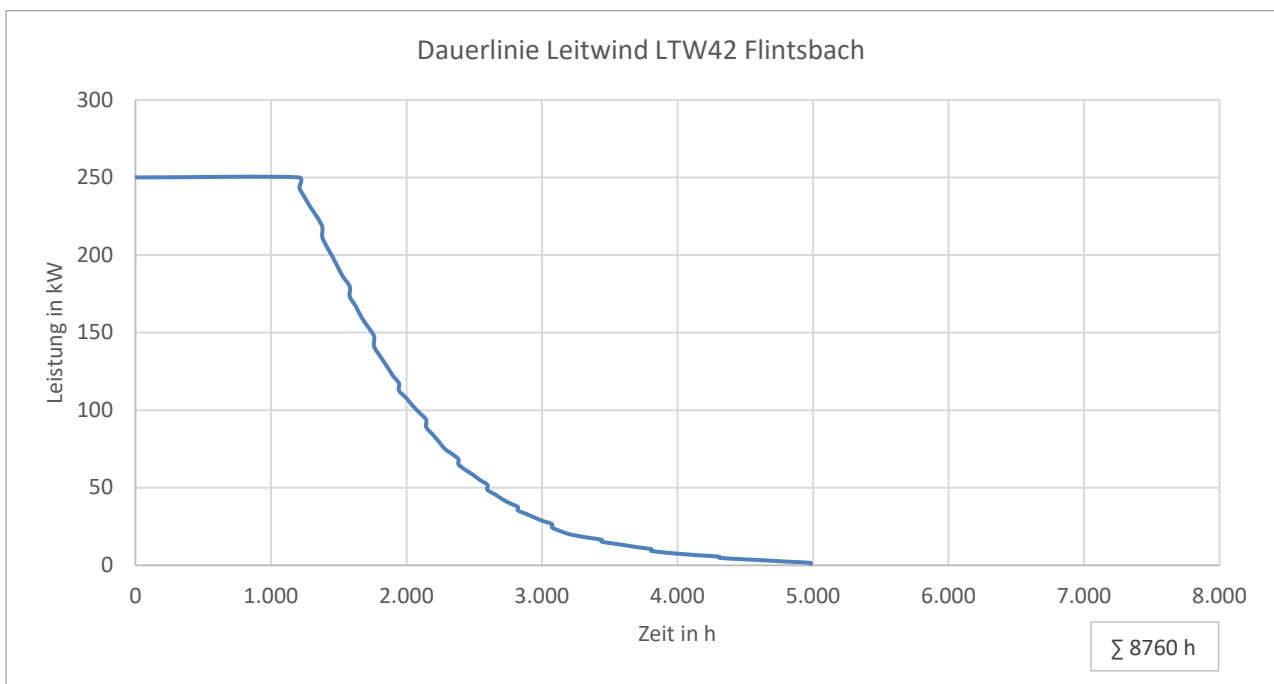


Abbildung 50: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016, hochskaliert auf die Zeitdauer eines Jahres

Zuletzt zeigt eine Analyse der Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach, das in Abbildung 51 abgebildete Verhalten. Die darin enthaltene Sensitivitätsanalyse informiert darüber, dass die LCOE je nach CAPEX zwischen 5,8 ct/kWh und 13,3 ct/kWh schwanken. Die für 100% der CAPEX berechneten LCOE von 9,6 ct/kWh würden somit über den laut Abbildung 40 im Jahr 2021 üblichen LCOE für Onshore Windenergie von 4 ct/kWh bis 8 ct/kWh liegen [15].

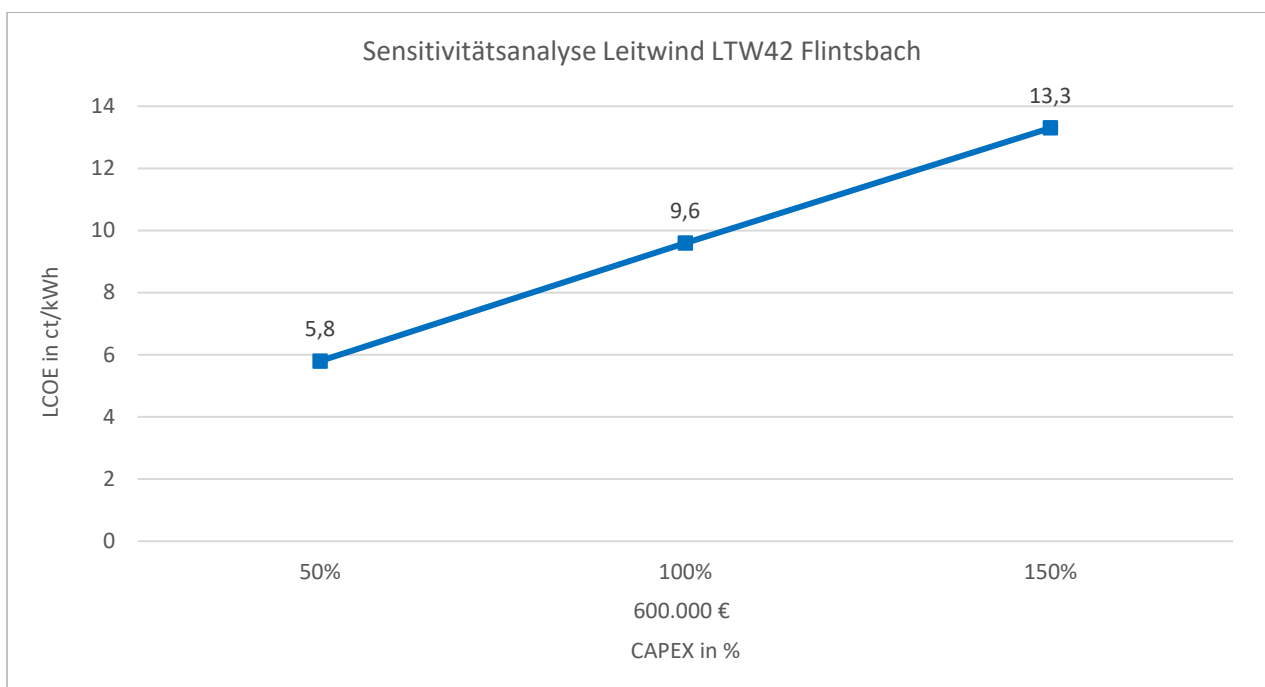


Abbildung 51: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach

Diese Berechnungen und Analysen der Energieerzeugung der Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach zeigen, dass elektrische Energie mit LCOE von 9,6 ct/kWh erzeugt werden könnte. Dieser Wert liegt zwar deutlich über den berechneten LCOE der LTW42 am Standort Sonnhart, jedoch wäre aufgrund der dennoch positiven Ergebnisse eine genauere Untersuchung dieses Standorts sinnvoll.

6.5 VERGLEICH DER STANDORTE

Die durchgeführten Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsanalysen von Windenergieanlagen an den einzelnen Standorten zeigen, dass die Windenergienutzung im Bereich der Engstelle im nördlichen Inntal bzw. in der Nähe des Standortes Sonnhart, am wirtschaftlichsten wäre. Die in Tabelle 15 zusammengefassten Werte verdeutlichen, dass die höchsten energetischen Erträge sowie die niedrigsten LCOE der Windenergieanlage Leitwind LTW42, für den Standort Sonnhart berechnet wurden. Am Standort Flintsbach liegen die LCOE mit 9,6 ct/kWh bereits deutlich höher. Am schlechtesten schneidet in diesem Vergleich der Standort Nußdorf am Inn ab. Dabei ist jedoch anzumerken, dass die Werte aus Nußdorf am Inn aufgrund der unsicheren Datenbasis nur als Richtwerte dienen. Nachdem die hier ermittelten LCOE für die Standorte Nußdorf am Inn und Flintsbach dennoch knapp über den laut der Studie des Fraunhofer ISEs für das Jahr 2021 geltenden LCOE von 4 ct/kWh bis 8 ct/kWh liegen, wäre eine genauere Untersuchung dieser Standorte zu empfehlen.

Tabelle 15: Energetische Erträge und LCOE der Windenergieanlage Leitwind LTW42 an den verschiedenen Standorten

Messstation/Standort	Energetischer Ertrag in kWh/a	LCOE in ct/kWh
Sonnhart	685.000	7,1
Nußdorf am Inn	410.000	11,8
Flintsbach	505.500	9,6

Hinsichtlich des Vergleiches der ausgewählten Windenergieanlagen aus den Leistungsklassen von 12 kW bis 800 kW, an den verschiedenen Standorten, zeigt sich insgesamt der im nachfolgenden beschriebene Trend. An allen Standorten gilt, dass lediglich die leistungsstärkeren Windenergieanlagen von Leitwind und Enercon, mit einer Anlagenleistung größer gleich 250 kW, zu annehmbaren LCOE, elektrische Energie erzeugen würden.

Die Berechnungen ergeben, dass bei der reinen Betrachtung der Windenergieerzeugung, die Windenergieanlagen mit einer Leistung kleiner gleich 30 kW, an den drei Standorten nur schwer wirtschaftlich betrieben werden können. Dies ist dem geschuldet, dass die berechneten LCOE der Anlagen deutlich über den laut der Studie des Fraunhofer ISEs für das Jahr 2021 geltenden LCOE von 4 ct/kWh bis 8 ct/kWh für Windkraftanlagen, liegen [15]. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre bei den berechneten LCOE zwischen ca. 12 ct/kWh und 30 ct/kWh je nach Standort, nur bei einem hohen Anteil an direktem Eigenverbrauch möglich.

Die Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsanalysen der ausgewählten Windenergieanlagen werden wie folgt zusammengefasst:

- Der Standort Sonnhart, nahe der Engstelle des nördlichen Inntals, besitzt ein deutlich größeres Potenzial hinsichtlich der Windenergienutzung als die Standorte Flintsbach und Nußdorf am Inn.
- Eine Energieerzeugung durch Windkraft wäre nur mit größeren Anlagen (ab 250 kW Leistung) wirtschaftlich sinnvoll.
- Am Standort Nußdorf am Inn wäre eine weitere Untersuchung der Windverhältnisse, aufgrund der hier positiven Ergebnisse, sinnvoll.
- Aufgrund der südlichen Hauptwindrichtung des Erlen Windes, liegt das energetische Potenzial hauptsächlich in den Südwinden.
- In den Wintermonaten würde deutlich mehr elektrische Energie aus Windkraft erzeugt werden als in den Sommermonaten.

7 ERTRAG UND WIRTSCHAFTLICHKEIT VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Nachdem die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Windenergieanlagen im nördlichen Inntal berechnet und dargestellt wurde, folgt die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung von Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart. Dies ist nötig, um die Windenergieerzeugung mit der Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart zu vergleichen.

7.1 METHODIK UND ANNAHMEN

Die Vorgehensweise bei der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Photovoltaikanlagen sowie die getroffenen Annahmen werden im Nachfolgenden erläutert.

7.1.1 ERTRAGSBERECHNUNG

Für die Berechnung der energetischen Erträge werden verschiedene große Photovoltaikanlagen mit der Simulationssoftware PV*SOL simuliert. Bei PV*Sol handelt es sich um ein dynamisches Zeitschritt-simulationsprogramm, mit welchem Photovoltaiksysteme geplant und optimiert werden können. Dabei ist es nötig, eine gewünschte Photovoltaikanlage sowie eine Datenbasis bezüglich der an einem Standort auftretenden Solarstrahlung anzugeben bzw. auszuwählen. Die Software führt anschließend eine Simulation der ausgewählten Photovoltaikanlage durch, welche als Ergebnis neben dem energetischen Ertrag, ebenso sämtliche Betriebsdaten der Anlage für eine Zeitdauer von einem Jahr ausgibt [18]. In diesem Fall werden für den Standort Sonnhart drei verschiedenen Konfigurationen von Photovoltaikanlagen simuliert. Die technischen Daten dieser Anlagenkonfigurationen sind in Tabelle 16 dargestellt. Zu ergänzen ist, dass die Ausrichtung sowie die Neigung der jeweiligen Photovoltaikanlage frei gewählt wurde. Hinsichtlich der Anlagengröße wurden die gleichen Leistungsklassen angenommen, wie bei den Windenergieanlagen aus Kapitel 6. Zur Veranschaulichung sind zusätzlich im Anhang C, die Abbildungen der in PV*Sol erstellten 3D-Modelle der angenommenen Photovoltaikanlagen enthalten.

Tabelle 16: Technische Daten der angenommenen Photovoltaikanlagen für die Ertragsberechnung

Anlagenkonfiguration	Leistung in kW	Ausrichtung (Azimut)	Einbaulage	Neigungswinkel	Annahme Gebäudetyp
PV-Anlage 12 kW	12,2	180° Süd	Dachparallel	26°	Einfamilienhaus
PV-Anlage 30 kW	30,0	180° Süd	Dachparallel	25°	Mehrfamilienhaus
PV-Anlage 250 kW	250,1	180° Süd	Aufgeständert	25°	Gewerbehalle

Als Datenbasis werden zum einen die Messwerte des Pyranometers des Messmasts in Sonnhart, für die Zeitdauer von 06.10.2020 bis 05.10.2021, verwendet. Das Pyranometer zeichnet die horizontale Einstrahlung (Globalstrahlung) auf. Jedoch sind bei den Messwerten des Pyranometers an einigen Tagen Messausfälle vorhanden, welche zunächst korrigiert werden müssten. Dabei wurden die Messdaten von ähnlichen Tagen, bei Tagen mit Messausfällen manuell eingesetzt. Dieser korrigierte Datensatz wurde mit dem ursprünglichen, auf ein Jahr hochskalierten Datensatz auf Plausibilität geprüft.

Die jährlichen Einstrahlsummen der beiden Datensätze unterscheiden sich um weniger als 1%, bezogen auf den korrigierten Datensatz. Für die Simulation müssen zusätzlich zu der Globalstrahlung, ebenso Werte für die Windgeschwindigkeit, die relative Luftfeuchtigkeit sowie für die Außentemperatur eingeben werden. All diese Werte wurden von der Messstation in Sonnhart für den genannten Messzeitraum aufgezeichnet und in das Programm PV*Sol importiert.

Des Weiteren wird eine Simulation der ausgewählten Photovoltaikanlagen auf Basis eines Testreferenzjahres für den Standort Sonnhart durchgeführt. Diese zusätzliche Simulation soll, die anhand der Messdaten ermittelten, energetischen Erträge validieren. Das Testreferenzjahr für den Standort Sonnhart wurde mit Hilfe des Programms Meteororm 8 erstellt. Mit der Software Meteororm kann ein standortspezifisches Referenzjahr erstellt werden, welches die klimatischen Bedingungen eines Standorts bestmöglich widerspiegelt [19].

Bei der Ertragssimulation muss zunächst der korrigierte Datensatz in eine spezielle TXT-Datei umgewandelt werden, welche anschließend in PV*Sol importiert wird. In dieser TXT-Datei sind zusätzlich die Daten des Standorts (z.B. Name, Koordinaten, etc.) einzutragen. Die mit Hilfe des Programms Meteororm 8 erstellten Datensätze können direkt in PV*Sol importiert werden. Der darauffolgende Schritt besteht in der Eingabe der Konfiguration der jeweiligen Photovoltaikanlage. Dabei wird ein 3D-Modell des jeweiligen Gebäudes erstellt und die Photovoltaikanlage inklusive aller nötigen Komponenten wie Wechselrichter, Leitungen, etc. eingefügt. Hinsichtlich der Ausrichtung und Neigung der Photovoltaikanlage können diese Werte manuell eingetragen werden. Sobald alle nötigen Daten eingetragen wurden, kann die jeweilige Photovoltaikanlage für die Zeitdauer eines Jahres simuliert werden. Die Simulationsergebnisse können in Minuten- oder Stundenwerte ausgegeben werden. Des Weiteren ist es möglich, die Ergebnisse in Form einer CSV-Datei aus dem Programm PV*Sol zu exportieren und mit Hilfe des Programms Microsoft Excel auszuwerten. Als übergeordnetes Ergebnis liegt der energetische Ertrag der jeweiligen Photovoltaikanlage, unterteilt in Minuten- bzw. Stundenwerten für die Zeitdauer von einem Jahr, vor [18].

7.1.2 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden ebenso wie in Kapitel 6.1.2, die Stromgestehungskosten (LCOE) der Energieerzeugungsanlagen mit Hilfe der Kapitalwertmethode berechnet. Die für die Berechnung der ausgewählten Photovoltaikanlagen verwendeten Parameter, sind in Tabelle 17 enthalten.

Tabelle 17: Verwendete Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [15]

Parameter Wirtschaftlichkeitsrechnung				
Photovoltaikanlage	/	PV-Anlage 12 kW	PV-Anlage 30 kW	PV-Anlage 250 kW
Annahme Gebäudetyp	/	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Gewerbehalle
CAPEX	I_0	15.300 €	30.000 €	225.100 €
Spezifische CAPEX	/	1.280 €/kW	1.000 €/kW	900 €/kW
Reinvestition	I_1	1.200 €	3.000 €	25.000 €
OPEX	A_t	320 €	780 €	5.400 €
WACC	i	2,2%	2,2%	2,5%
Nutzungsdauer	T	21 a	21 a	21 a
Anlagendegradation	/	0,30%	0,30%	0,30%

Bezüglich der angenommenen Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist zu erwähnen, dass die jeweiligen Investitionskosten (CAPEX) sowie die Kosten für die Reinvestition, auf aktuellen Marktpreisen beruhen. Diese Marktpreise wurden anhand einer Anfrage bei einem Installationsbetrieb ermittelt. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass für die Höhe der Reinvestition pro Kilowatt Leistung der Anlage ein Betrag von 100 € für erforderliche Investitionen, wie beispielsweise der Ersatz eines Wechselrichters, angenommen wurde. Die Reinvestition wird im 10 Jahr mit eingerechnet. Die Betriebskosten (OPEX) sowie die Kapitalkosten (WACC) stammen aus der in Abbildung 39 enthaltenen Tabelle und somit aus der bereits genannten Studie des Fraunhofer ISE [15]. Eine weitere Annahme ist die Anlagendegradation, sprich die jährliche Ertragsminderung der Photovoltaikanlage. Dafür wurde ein Wert von 0,30% pro Jahr angenommen. Bezüglich der Nutzungsdauer ist hier ebenfalls der Zeitraum der Auszahlung der Einspeisevergütung laut EEG von insgesamt 21 Jahren gewählt worden [17].

Nachdem die für die Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Photovoltaikanlagen angewendete Methodik sowie die Annahmen erläutert wurden, folgt die Ergebnisdarstellung.

7.2 PHOTOVOLTAIKANLAGEN AM STANDORT SONNHART

Auf Basis der im vorherigen Kapitel 7.1 erläuterten Methode der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung, wurden für die drei gewählten Photovoltaikanlagen, die jährlichen energetischen Erträge sowie die LCOE berechnet. Als Datenbasen dienen die Messwerte der Globalstrahlung sowie das mit Hilfe des Programms Meteororm 8 ermittelte Testreferenzjahr für den Standort Sonnhart.

7.2.1 ERGEBNISSE

Die Ergebnisse der Ertragssimulationen mit der Software PV*Sol sowie der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind in Tabelle 18 aufgelistet. Als Datenbasis wurden die korrigierten Messdaten der Globalstrahlung des Messturms aus Sonnhart verwendet.

Tabelle 18: Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung auf Basis der Messwerte für den Standorts Sonnhart

Anlagenkonfiguration	Energetischer Ertrag in kWh/a	Volllaststunden in h	LCOE in ct/kWh
PV-Anlage 12 kW	14.600	1.190	9,0
PV-Anlage 30 kW	35.800	1.190	7,7
PV-Anlage 250 kW	273.200	1.100	7,6

Anhand dieser Berechnungen zeigt sich, dass die LCOE der ausgewählten Photovoltaikanlagen zwischen 7,6 ct/kWh und 9,0 ct/kWh liegen. Des Weiteren ist die Anzahl der Volllaststunden mit 1.100 h bis 1.190 h pro Jahr angegeben. Die Höhe der errechneten Volllaststunden der simulierten Photovoltaikanlagen, sind für Standorte in Südbayern plausible Werte. Um diese Werte zu validieren, sind in Tabelle 19 die Ergebnisse auf Basis des mit Hilfe des Programms Meteororm 8 erstellten Testreferenzjahres aufgeführt. Die darin enthaltenen Ergebnisse der LCOE sind geringfügig besser, als die Ergebniswerte der Berechnungen auf Basis der Messdaten.

Tabelle 19: Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung auf Basis des Testreferenzjahres für den Standort Sonnhart

Anlagenkonfiguration	Energetischer Ertrag in kWh/a	Volllaststunden in h	LCOE in ct/kWh
PV-Anlage 12 kW	14.700	1.200	8,9
PV-Anlage 30 kW	36.000	1.200	7,7
PV-Anlage 250 kW	287.600	1.150	7,2

Aus einem Vergleich der Berechnungsergebnisse wird ersichtlich, dass sich die berechneten LCOE der Photovoltaikanlagen beider Datenbasen, nur geringfügig unterscheiden. Somit kann im weiteren Verlauf dieser Arbeit von den auf Basis der Messdaten aus Sonnhart berechneten, energetischen Erträge und LCOE ausgegangen werden. Vergleicht man diese Ergebnisse mit den aktuellen LCOE für Photovoltaik in Deutschland, so liegen diese in dem laut Abbildung 40 angegebenen Bereich zwischen 5 ct/kWh bis 11 ct/kWh [15].

7.2.2 ANALYSE 250 kW-PHOTOVOLTAIKANLAGE

Um die Nutzung von Sonnenenergie im Bereich des nördlichen Inntals noch genauer zu analysieren, werden in diesem Abschnitt die Dauerlinie sowie die jahreszeitliche Verteilung der Energieerzeugung der Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart dargestellt. Dabei handelt es sich um die Simulationsergebnisse der Photovoltaikanlagen für Zeitdauer des Messzeitraums von einem Jahr, auf Basis der Messdaten. Nachdem die Dauerlinien sowie die jahreszeitlichen Verteilungen der Energieerzeugung der betrachteten Photovoltaikanlagen ähnlich sind, wird im Folgenden die Erzeugung der Photovoltaikanlage mit 250 kW Leistung, auf Basis der Messdaten des Pyranometers, genauer betrachtet. Im Anhang C sind zusätzlich die entsprechenden Diagramme der Photovoltaikanlagen mit 12 kW bzw. 30 kW Leistung enthalten. Zunächst wird die Dauerlinie der 250 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart, über den Zeitraum von insgesamt einem Jahr, betrachtet. Gezeigt wird diese Dauerlinie in Abbildung 52.

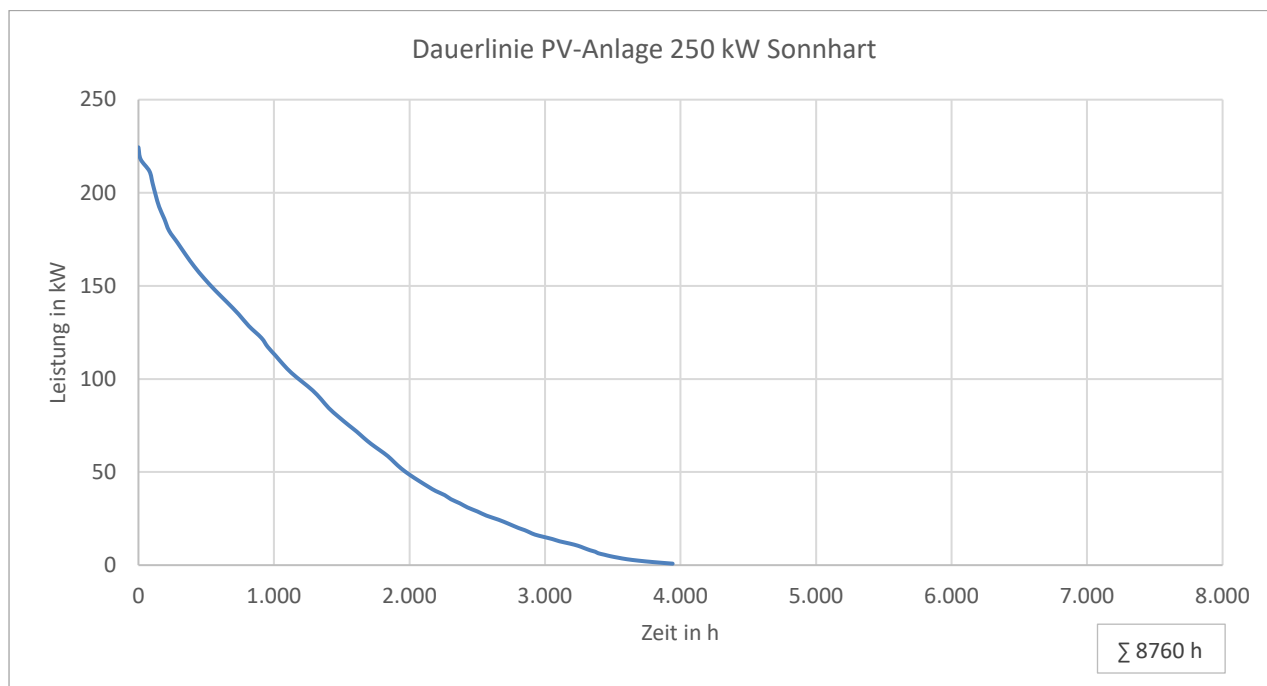


Abbildung 52: Dauerlinie der Leistung der 250 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

Anhand der Dauerlinie ist ersichtlich, dass die Photovoltaikanlage ungefähr 4.000 h in Betrieb wäre und nur an ungefähr 100 h im Jahr eine Leistung größer 200 kW erreichen würde.

Des Weiteren ist in Abbildung 53 die jahreszeitliche Verteilung der Energieerzeugung der Photovoltaikanlage mit 250 kW Leistung für den Standort Sonnhart dargestellt. In diesem Diagramm ist zu beachten, dass darin der Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 abgebildet ist. Aus diesem Grund ist der Monat Oktober zweimal bzw. aufgeteilt vorhanden. Anhand dieser Verteilung wird insbesondere ersichtlich, dass in den Sommermonaten die elektrische Energieerzeugung deutlich größer wäre als in den Wintermonaten. Beispielsweise würde im Monat Juni, die durch die Photovoltaikanlage erzeugte elektrische Energiemenge in etwa das Siebenfache betragen, als im Monat Dezember.

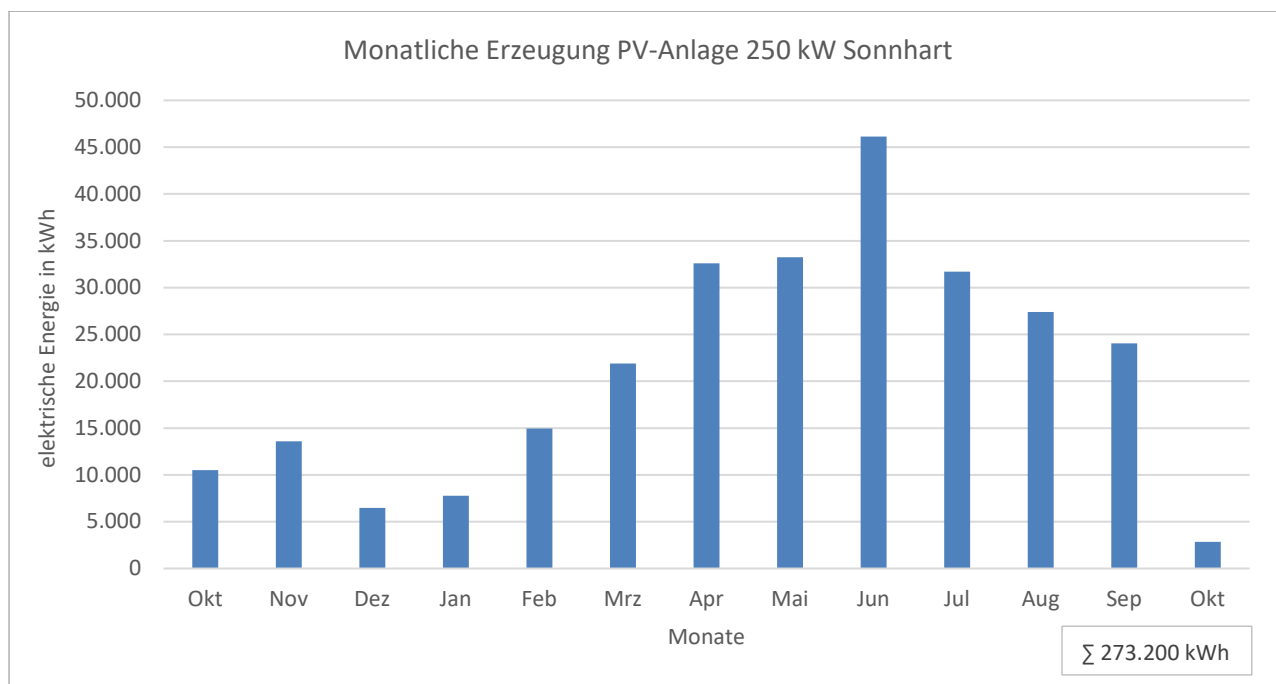


Abbildung 53: Monatliche Erzeugung der 250 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

Um die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart besser beurteilen zu können, sind in Abbildung 54 die LCOE in Abhängigkeit der CAPEX dargestellt. Darin wird ersichtlich, dass bei einer Reduktion der CAPEX um 25% die Photovoltaikanlage mit 250 kW Leistung, LCOE von 6,3 ct/kWh erreichen könnte. Im Gegenzug würden bei einer Erhöhung der CAPEX um 25%, die LCOE auf 8,9 ct/kWh steigen.

Auf Basis dieser Wirtschaftlichkeitsberechnungen der ausgewählten Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart zeigt sich, dass diese Energieerzeugungsanlagen niedrige LCOE unter 9 ct/kWh erreichen würden. Des Weiteren wird anhand der genaueren Analyse deutlich, dass die Energieerzeugung von Photovoltaikanlagen hauptsächlich in den Sommermonaten stattfindet. Diese hier erlangten Erkenntnisse werden im Nachfolgenden mit der Windenergieerzeugung am Standort Sonnhart verglichen. Somit wird für den Standort Sonnhart ein direkter Vergleich von Photovoltaik- und Windenergieanlagen hinsichtlich energetischer und wirtschaftlicher Aspekte durchgeführt.

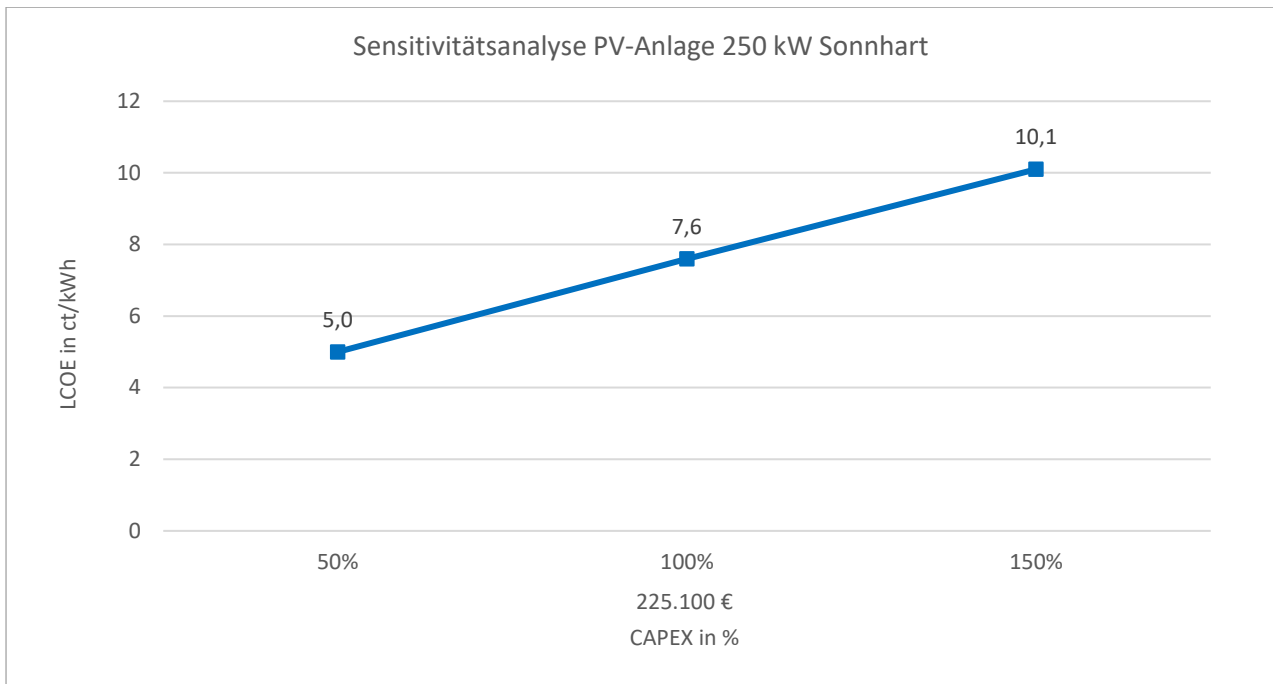


Abbildung 54: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 250 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart

8 VERGLEICH WINDENERGIE UND PHOTOVOLTAIK

Auf Basis der bisherigen Auswertungen findet in diesem Kapitel ein Vergleich der Energieerzeugungen der Windenergie- sowie der Photovoltaikanlagen für den Standort Sonnhart statt. Dabei werden die energetischen Erträge und LCOE der Anlagen betrachtet und miteinander verglichen. Zusätzlich werden mögliche zeitliche Ergänzungen in der Energieerzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ermittelt.

8.1 ENERGETISCHER ERTRAG UND LCOE

In diesem Abschnitt werden die energetischen Erträge und LCOE der Windenergie- sowie der Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart verglichen. Bei den Werten der Photovoltaikanlagen handelt es sich um die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis der Messdaten der Globalstrahlung aus Sonnhart. Die berechneten energetischen Erträge und LCOE der jeweiligen Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind in Tabelle 20 zum Vergleich aufgelistet. Darin sind die Anlagen mit jeweils gleicher Leistungsklasse gegenübergestellt. Zu beachten ist, dass bei den Windenergieanlagen, jeweils die Anlagen mit der höheren Nabenhöhe aufgeführt sind.

Tabelle 20: Energetische Erträge und LCOE der Windenergie- und Photovoltaikanlagen gleicher Leistungsklasse für den Standort Sonnhart

Windenergieanlage (Leistung, Nabenhöhe)	Energetischer Ertrag in kWh/a	LCOE in ct/kWh	Photovoltaikanlage	Energetischer Ertrag in kWh/a	LCOE in ct/kWh
BRAUN ANTARIS (12 kW, 33 m)	24.300	11,7	PV-Anlage 12 kW	14.600	9,0
Solution 4 Energy 30K20 (30 kW, 40 m)	93.900	13,4	PV-Anlage 30 kW	35.800	7,7
Leitwind LTW42 (250 kW, 29,5 m)	685.000	7,1	PV-Anlage 250 kW	273.200	7,6

Anhand dieser Gegenüberstellung wird bei der Betrachtung der LCOE deutlich, dass lediglich die Windenergieanlage Leitwind LTW42 mit 250 kW Leistung, niedriger LCOE als die Photovoltaikanlage mit gleicher Leistung erreichen würde. Bei den kleineren Windenergieanlagen wären die jeweiligen LCOE deutlich höher als bei den zugehörigen Photovoltaikanlagen mit gleicher Leistung. Eine weitere Erkenntnis ist, dass die jährlichen, energetischen Erträge der Windenergieanlagen in etwa doppelt so groß wären, wie die Erträge der Photovoltaikanlagen. Somit ergibt dieser Vergleich, dass am Standort Sonnhart lediglich die Installation der Windenergieanlage Leitwind LTW42 mit 250 kW Leistung wirtschaftlich sinnvoller wäre als die Installation einer vergleichbaren Photovoltaikanlage.

Neben den Berechnungen für den Standort Sonnhart, wurden ebenso die energetischen Erträge und LCOE von Windenergieanlagen für die Standorte Flintsbach und Nußdorf am Inn berechnet. Um einen Überblick hinsichtlich der LCOE von Windenergie- und Photovoltaikanlagen an allen betrachteten Standorten zu erhalten, sind in Abbildung 55 die Spannweiten der berechneten LCOE der Photovoltaik sowie der Windenergie abgebildet.

Darin sind die berechneten LCOE der Anlagen der Leistungsklasse 12 kW, 30 kW und 250 kW aufgeführt (siehe Abbildung 21). Die Energieerzeugung der Windenergieanlagen an den Standorten Flintsbach und Nußdorf am Inn kann hierbei, aufgrund der geringen räumlichen Distanz, mit den Simulationsergebnissen der Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart verglichen werden.

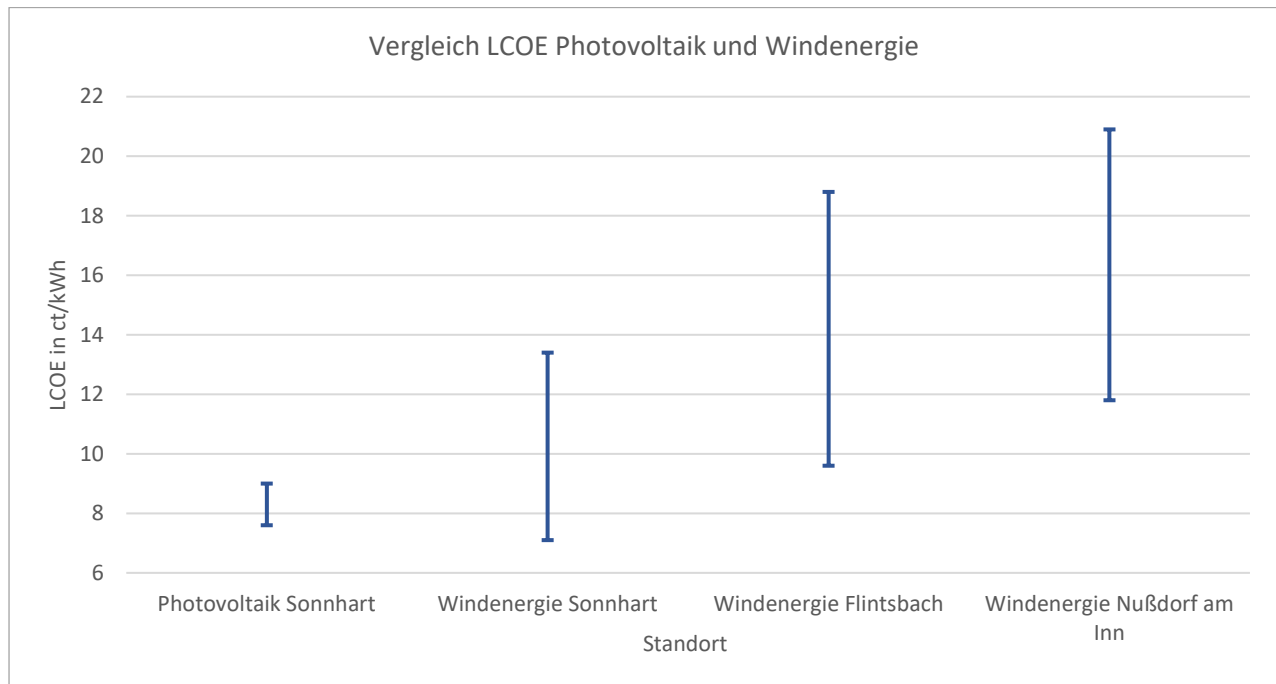


Abbildung 55: Vergleich der berechneten LCOE an den Standorten Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach auf Basis der Messdaten

Ersichtlich wird in Abbildung 55, dass lediglich für den Standort Sonnhart, geringere LCOE für die Windenergie berechnet wurden als für die Photovoltaik. Dabei handelt es sich um die berechneten LCOE der Windenergieanlage Leitwind LTW42, in der Höhe von 7,1 ct/kWh. Die Bandbreiten der ermittelten LCOE der Windenergie an den Standorten Nußdorf am Inn und Flintsbach liegen deutlich über den Werten der Photovoltaik. Somit bestätigt sich, dass lediglich die Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart wirtschaftlicher wäre als eine Photovoltaikanlage mit gleicher Leistung.

Aufgrund dieser Erkenntnisse wird im Nachfolgenden die zeitliche Verteilung der elektrischen Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 mit der Energieerzeugung der 250 kW-Photovoltaikanlage, für den Standort Sonnhart, genauer betrachtet und miteinander verglichen.

8.2 ZEITLICHE VERTEILUNG DER ENERGIEERZEUGUNG AM STANDORT SONNHART

Hinsichtlich der zeitlichen Verteilung der Energieerzeugung der Windenergie sowie der Photovoltaik findet zunächst ein Vergleich der jeweiligen Erzeugungsprofile statt. In Abbildung 56 sind die Erzeugungsprofile der Windkraftanlage Leitwind LTW42 sowie der 250 kW-Photovoltaikanlage über die Zeitdauer eines Jahres aufgetragen. Dabei handelt es sich um die stündlich berechnete Leistung der Anlagen auf Basis der am Standort Sonnhart gemessenen Messdaten für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021. Dargestellt werden die stündlichen Leistungen der Anlagen in Form von gestapelten Balken.

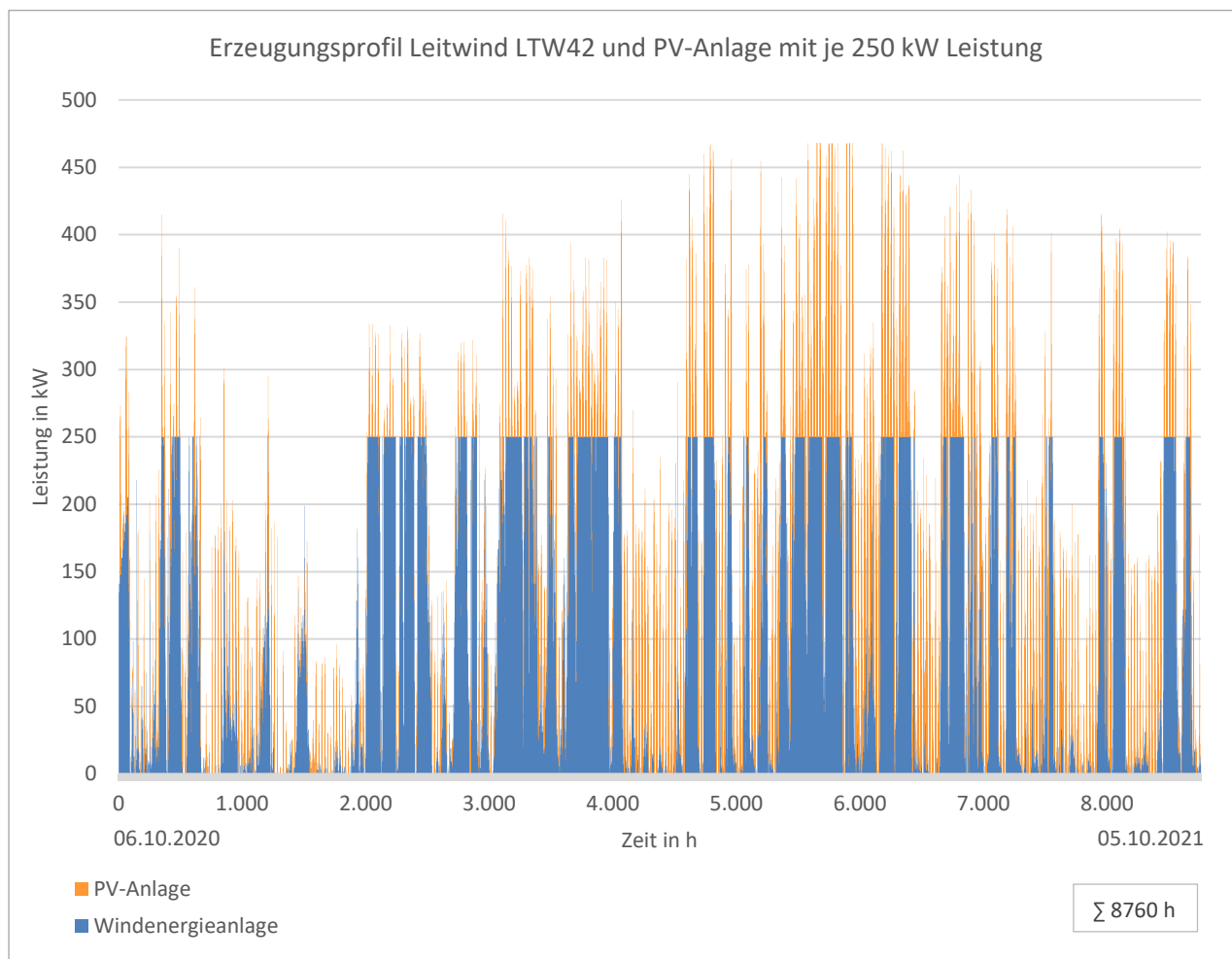


Abbildung 56: Erzeugungsprofil der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und der 250 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

Anhand der in Abbildung 56 gestapelten Erzeugungsprofile lässt sich keine eindeutige Aussage treffen. Die Erzeugungsprofile weisen jeweils ein unterschiedliches Verhalten auf. In dieser Darstellung treten sowohl in windschwachen sowie in windstarken Zeiten, unterschiedlich große Leistungen der Photovoltaikanlage auf. Jedoch deutet sich darin an, dass in den Sommermonaten, zwischen Stunde 5.000 und 7.000, mehr elektrische Energie durch die Photovoltaikanlage erzeugt werden würde als in den restlichen Zeiten. Um dies zu bestätigen, sind in Abbildung 57 die monatlich summierten Energieerzeugungen beider Anlagen mit dem Leistungsverhältnis 1:1, sprich Leitwind LTW42 mit 250 kW und 250 kW-Photovoltaikanlage, dargestellt.

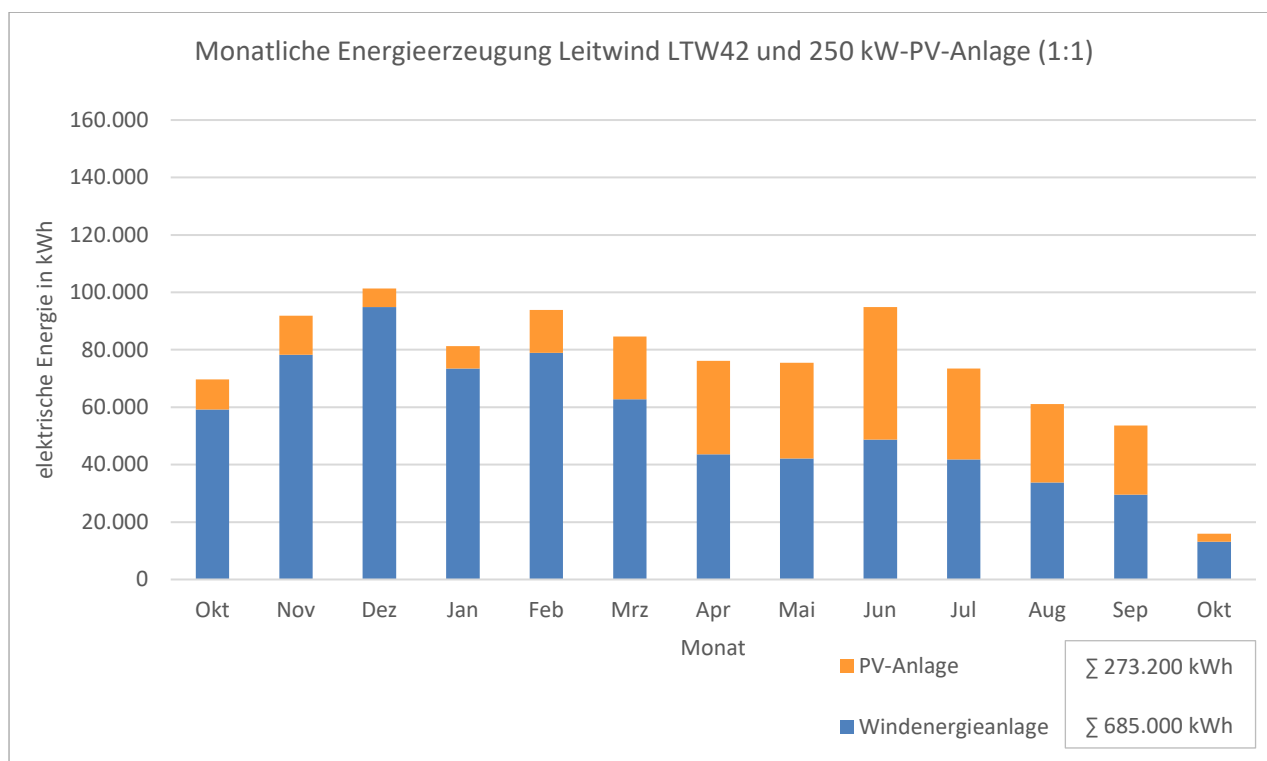


Abbildung 57: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und einer 250 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

In Abbildung 57 ist ersichtlich, dass die Windenergieerzeugung in den Monaten von April bis September abnimmt, wohingegen die elektrische Energieerzeugung der Photovoltaikanlage genau in diesen Monaten am größten ist. Somit zeigt sich, dass sich die monatliche Energieerzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen am Standort Sonnhart, über das Jahr hinweg, gut ergänzen würde. Nachdem jedoch bei einem Leistungsverhältnis von 1:1 die Erzeugung der Photovoltaikanlage in den Sommermonaten nicht ausreichen würde, um die verringerte Erzeugung der Windkraftanlage auszugleichen, wäre hinsichtlich einer optimalen Ergänzung eine leistungsstärker Photovoltaikanlage nötig. Aus diesem Grund sind in Abbildung 58 die monatlichen Energieerzeugungen der Windenergieanlage Leitwind LTW42 sowie einer 500 kW-Photovoltaikanlage (Leistungsverhältnis 1:2) über die Zeitdauer des Messzeitraums von 06.10.2020 bis 05.10.2021 dargestellt. Darin wird gezeigt, dass sich am Standort Sonnhart die monatlichen Summen der Energieerzeugung mit doppelt so großer Leistung an Photovoltaik wie Windkraft gegenseitig gut ergänzen würden. Laut diesem Diagramm würden, mit dem Leistungsverhältnis von 1:2, in Summe etwa ähnlich hohe Mengen an elektrischer Energie, zwischen 80.000 kWh bis 120.000 kWh pro Monat, erzeugt werden. Eine Ausnahme bildet in dieser Betrachtung der Monat Juni, da aufgrund der hohen solaren Einstrahlung, insgesamt ca. 140.000 kWh an elektrischer Energie erzeugt werden würden.

Aus dem Vorangegangenen lässt sich interpretieren, dass sich die Erzeugung von elektrischer Energie am Standort Sonnhart, mit der 250 kW-Windenergieanlage Leitwind LTW42 am besten mit einer 500 kW-Photovoltaikanlage ergänzen würde. Mit dieser Kombination könnten das ganze Jahr über in etwa gleich große Mengen an elektrischer Energie pro Monat erzeugt werden.

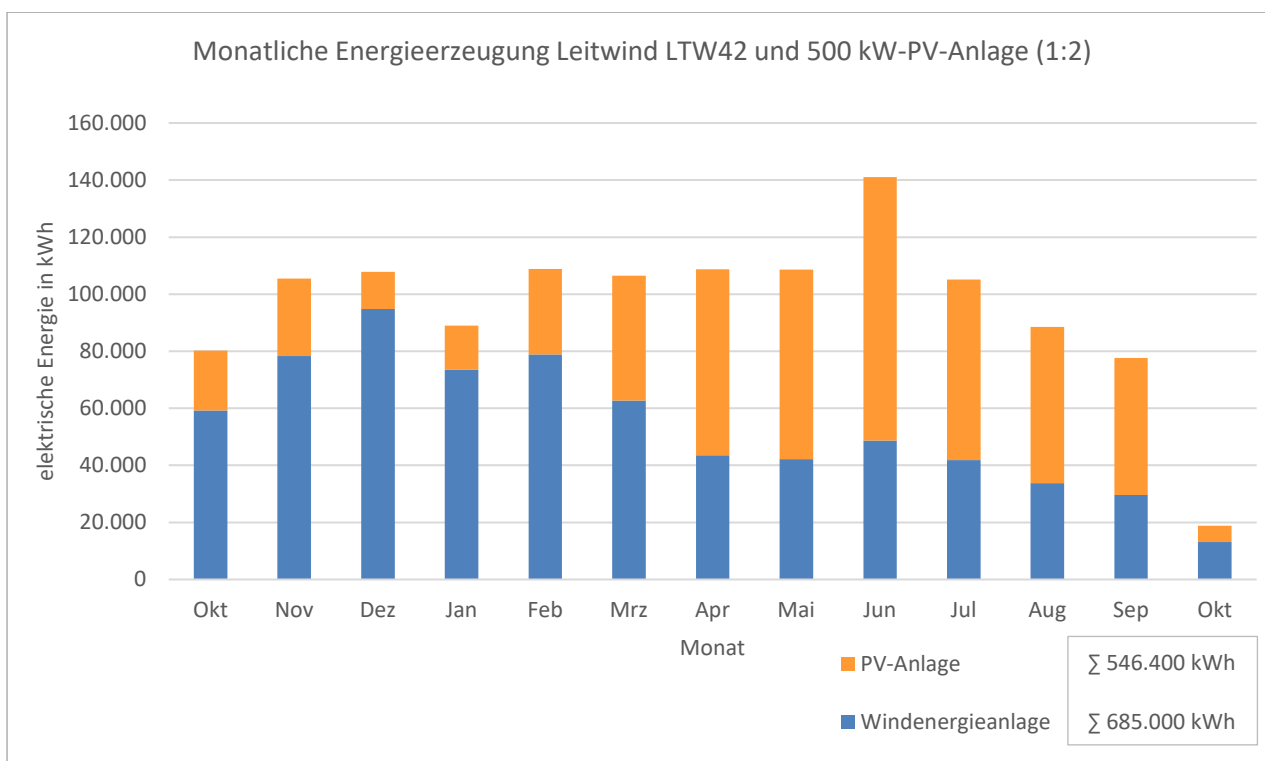


Abbildung 58: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und einer 500 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

8.3 ERGEBNISSE

Auf Basis der vorausgegangenen Vergleiche zwischen Windenergie und Photovoltaik im nördlichen Inntal, können die Ergebnisse in den nachfolgenden Aussagen zusammengefasst werden.

- Am Standort Sonnhart wäre aufgrund der höheren LCOE die Windkraftanlage Leitwind LTW42 mit 250 kW Leistung am wirtschaftlichsten.
- Hinsichtlich Windenergieanlagen mit den Leistungsklassen 12 kW und 30 kW, ist die Errichtung einer Photovoltaikanlage an allen betrachteten Standorten wirtschaftlich sinnvoller.
- Eine Windenergieanlage würde sich mit einer doppelt so leistungsstarken Photovoltaikanlage (Leistungsverhältnis 1:2) hinsichtlich der monatlichen Energieerzeugung im Jahresverlauf gut ergänzen.

9 ERGEBNISDISKUSSION UND AUSBLICK

Die durchgeführten Untersuchungen liefern hinsichtlich des energetischen Potenzials des Windsystems Erler Wind die folgenden Ergebnisse und Schlussfolgerungen.

9.1 ERGEBNISSE DER UNTERSUCHUNG

Diese Arbeit führt insgesamt zu dem Ergebnis, dass ein energetisches Potenzial im Bereich des Windsystems Erler Wind vorhanden ist. Die Analyse der Messdaten der von der TH Rosenheim betriebenen Messstation in Sonnhart ergibt, dass in der Nähe der Engstelle im nördlichen Inntal, Winde mit hohe Windgeschwindigkeiten und südlicher Hauptwindrichtung auftreten. Nördlich der Engstelle bei den Orten Flintsbach und Nußdorf am Inn verringern sich die gemessenen, mittleren Windgeschwindigkeiten bereits wieder. Dies zeigt, dass dieses Windphänomen mit hohen Windgeschwindigkeiten räumlich nur sehr begrenzt auftritt. Die durchgeführten Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergeben, dass mittelgroße Windenergieanlagen ab 250 kW Leistung, in dem untersuchten Talabschnitt elektrische Energie mit niedrigen LCOE produzieren können. Der am Standort Sonnhart durchgeführte Vergleich führt zu der Erkenntnis, dass sich Photovoltaik und Windenergie hinsichtlich der monatlich erzeugten Energiemengen über das Jahr gut ergänzen. Aus diesen Gründen wäre die Nutzung der Windenergie nahe der Engstelle bei Sonnhart zu empfehlen.

9.2 AUSBLICK

Hinsichtlich des weiteren Verlaufs der Untersuchung des Windsystems Erler Wind, wäre eine weitere Messung nördlich der Engstelle in Sonnhart sinnvoll. Nachdem die privaten Messdaten aus Nußdorf am Inn lediglich in eine positive Richtung deuten, sollte dieser Standort nochmals genauer untersucht werden. Vermutlich würde eine Messung auf offener Fläche positive Ergebnisse liefern. Somit könnte eine genauere Aussage über diesen Standort hinsichtlich des Potenzials der Windenergienutzung getroffen werden. Auf Basis der bisherigen Untersuchungen des Windsystems Erler Wind könnte eine Wind Simulation des nördlichen Inntals erstellt werden. Dadurch wäre eine einfachere Ermittlung potenzieller Standorte für Windenergieanlagen möglich.

Wie die umfangreiche Untersuchung des Standorts Sonnhart zeigt, besteht an der Engstelle im nördlichen Inntal ein großes Potenzial für die Windenergienutzung. Diese Ergebnisse sollten an die Bürger sowie die Politik herangetragen werden, um diese Chancen hinsichtlich der regenerativen Energieerzeugung aufzuzeigen. Vor allem die Erkenntnis der besseren Wirtschaftlichkeit einer 250 kW-Windenergieanlage am Standort Sonnhart, im Vergleich zu einer Photovoltaikanlage, sollte mit den jeweiligen Personen kommuniziert werden. Jedoch ist zu ergänzen, dass der Bau von Windenergieanlagen bis 50 m Gesamthöhe nur möglich ist, wenn die Flächen rund um die Engstelle als Vorrangflächen für die Windkraft ausgewiesen werden [3]. Diese hier zusammengetragenen Ergebnisse der aktuellen sowie der bisherigen Untersuchung des nördlichen Inntals sollten genutzt werden, um den Ausbau der Windenergie in der Region voranzutreiben. Somit würde ein Beitrag hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele des Bundeslands Bayern geleistet werden.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bayerische Staatskanzlei (Hrsg.): *Klimaschutz in Bayern*, Internet: <https://www.bayern.de/politik/klimaschutz-in-bayern/> abgerufen am 22.11.2021.
- [2] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (Hrsg.): *Energie-Atlas Bayern*, Internet: <https://www.energieatlas.bayern.de/karten/> abgerufen am 22.11.2021.
- [3] Johannes Binstener: *Analyse und Messdatenauswertung des Windsystems Erler Wind*, 2020.
- [4] Guido Kugelmann: *Untersuchung eines thermisch induzierten Berg- und Talwindsystems am Beispiel des Erler Windes*, 2017.
- [5] Google LLC (Hrsg.): *Google Maps*, Internet: <https://www.google.de/maps> abgerufen am 22.11.2021.
- [6] Google LLC (Hrsg.): *Google Earth*, Internet: <https://earth.google.com/web/> abgerufen am 22.11.2021.
- [7] FH Kufstein, Prof. Dr. Wolfgang Woyke: *Messung und Auswertung des Erler Windes*, 2018.
- [8] FH Kufstein, Prof. Dr. Wolfgang Woyke: *Bewertung lokaler Windphänomene*, 2019.
- [9] Robert Gasch, Jochen Twele (Hrsg.): *Windkraftanlagen- Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 9. Auflage, 2016.
- [10] Erich Hau (Hrsg.): *Windkraftanlagen- Grundlagen, Einsatz, Technik, Wirtschaftlichkeit*, 6. Auflage, 2016.
- [11] BRAUN Windturbinen GmbH (Hrsg.): *Technische Daten ANTARIS 12.0 kW*, 2020.
- [12] Solution 4 Energy GmbH (Hrsg.): *Technische Daten 30K16 30K20*, 2018.
- [13] LEITNER AG (Hrsg.): *LTW42 250 kW*, 2020.
- [14] Enercon GmbH (Hrsg.): *Enercon Produktportfolio Technische Datenblätter*, 2019.
- [15] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, 2021.
- [16] Konstatin (Hrsg.): *Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 3. Auflage, 2013.
- [17] Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2021)*, 2021.
- [18] Valentin Software GmbH (Hrsg.): *PV*Sol premium*, 2021.
- [19] Meteotest AG (Hrsg.): *Meteonorm 8*, 2021.

- [20] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (Hrsg.): *Factsheet alpha ventus*, 2020. Internet: www.alpha-ventus.de.

DATENQUELLEN

- [21] Deutscher Wetterdienst, Regionales Klimabüro München: *Datensätze für die Messstationen aus Flintsbach und Niederaudorf*, 2021.
- [22] Christian Holzner: *Datensätze für die Messstation aus Nußdorf am Inn*, 2021.

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Liste der verwendeten Messstationen.....	19
Tabelle 2: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der Messstation Sonnhart (TH Rosenheim).....	20
Tabelle 3: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der Messstation Prutting (TH Rosenheim).....	21
Tabelle 4: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der privaten Messstation Nußdorf am Inn	24
Tabelle 5: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der temporären Messstation des DWD in Flintsbach	25
Tabelle 6: Übersichtliche Darstellung der Eigenschaften der temporären Messstation des DWD in Niederaudorf	26
Tabelle 7: Rauigkeitslängen z_0 für verschiedene Geländeoberflächen [10]	28
Tabelle 8: Verwendete Rauigkeitslängen für die Umrechnung der Messwerte mit der logarithmischen Höhenformel	46
Tabelle 9: Mittlere Windgeschwindigkeiten und mittlere Leistungsdichten an den Messstandorten in den Höhen 11 m und 50 m über dem Grund	46
Tabelle 10: Technische Daten der Windenergieanlagen für die Ertragsberechnung [11] [12] [13] [14]	52
Tabelle 11: Verwendete Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [11][12][13][14][15]	53
Tabelle 12: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Sonnhart [2] [20]	55
Tabelle 13: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Nußdorf am Inn [2] [20]	61
Tabelle 14: Ergebnisse Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Flintsbach [2] [20]	64
Tabelle 15: Energetische Erträge und LCOE der Windenergieanlage Leitwind LTW42 an den verschiedenen Standorten.....	66
Tabelle 16: Technische Daten der angenommenen Photovoltaikanlagen für die Ertragsberechnung.....	68
Tabelle 17: Verwendete Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [15]	69
Tabelle 18: Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung auf Basis der Messwerte für den Standorts Sonnhart.....	70
Tabelle 19: Ergebnisse der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsrechnung auf Basis des Testreferenzjahres für den Standort Sonnhart	71
Tabelle 20: Energetische Erträge und LCOE der Windenergie- und Photovoltaikanlagen gleicher Leistungsklasse für den Standort Sonnhart	74

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: LCOE der betrachteten Energieerzeugungsanlagen in den Leistungsklassen 12 kW, 30 kW und 250 kW sowie die auftretenden mittleren Windgeschwindigkeiten an den jeweiligen Standorten	3
Abbildung 2: Geographische Lage des Windsystems Erler Wind im nördlichen Inntal [5]	11
Abbildung 3: Engstelle im nördlichen Inntal zwischen den Orten Sonnhart und Schwaigen [5]	12
Abbildung 4: Größe und Anordnung der Engstelle im nördlichen Inntal [6].....	12
Abbildung 5: Übersichtskarte der verwendeten Messstationen entlang des nördlichen Inntals [5].....	18
Abbildung 6: Messturm der TH Rosenheim in Sonnhart nahe der Engstelle des nördlichen Inntals [3]	20
Abbildung 7: Messstation der TH Rosenheim im Vorland des Inntals am Standort Prutting.....	21
Abbildung 8: Standort der privaten Messung von Christian Holzner südlich des Ortes Nußdorf am Inn [6].	22
Abbildung 9: Messmast der privaten Messstation südlich von Nußdorf am Inn [22].....	23
Abbildung 10: Umgebung der privaten Messstation in Nußdorf am Inn mit Blick in südliche Richtung [22]	23
Abbildung 11: Temporäre Messstation des DWD in Flintsbach [4]	24
Abbildung 12: Temporäre Messstation des DWD in Niederaudorf [4]	25
Abbildung 13: Darstellung der atmosphärischen Grenzschicht über der Erdoberfläche [9]	27
Abbildung 14: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten der Messwerte des Anemometers und der Wetterstation in Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 17.09.2021	30
Abbildung 15: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart	31
Abbildung 16: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart.....	31
Abbildung 17: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit des Anemometers am Standort Sonnhart.....	32
Abbildung 18: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Sonnhart	32
Abbildung 19: Messpunkte der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart	33
Abbildung 20: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart	34
Abbildung 21: Relative Häufigkeitsverteilung der Windrichtung in Abhängigkeit der Tageszeit für den Standort Sonnhart	34
Abbildung 22: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Prutting.....	36
Abbildung 23: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Prutting.....	36
Abbildung 24: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Nußdorf am Inn ..	37

Abbildung 25: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Nußdorf am Inn	38
Abbildung 26: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Nußdorf am Inn ...	39
Abbildung 27: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Nußdorf am Inn	39
Abbildung 28: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Flintsbach	40
Abbildung 29: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Flintsbach	41
Abbildung 30: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Flintsbach	41
Abbildung 31: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Flintsbach	42
Abbildung 32: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort Niederaudorf.....	43
Abbildung 33: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Niederaudorf.....	43
Abbildung 34: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit am Standort Niederaudorf	44
Abbildung 35: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Niederaudorf	45
Abbildung 36: Standorte der Messstationen im nördlichen Inntal auf deutscher Seite [6].....	47
Abbildung 37: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten aller Messstationen im jeweiligen Messzeitraum in 11 m Höhe über dem Grund	48
Abbildung 38: Dauerlinien der gemessenen Windgeschwindigkeiten aller Messstationen in 11 m Höhe über dem Grund, hoch-skaliert auf die Zeitdauer eines Jahres	49
Abbildung 39: Datengrundlage der verwendeten Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung [15].....	54
Abbildung 40: Stromgestehungskosten (LCOE) von Energieerzeugungsanlagen in Deutschland für das Jahr 2021 [15]	54
Abbildung 41: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	56
Abbildung 42: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021.....	57
Abbildung 43: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart.....	58
Abbildung 44: Energieerzeugung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 nach Windrichtung für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart.....	58
Abbildung 45: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Sonnhart.....	59
Abbildung 46: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn für den Zeitraum von 22.11.2020 bis 21.11.2021	62

Abbildung 47: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn für den Zeitraum von 22.11.2020 bis 21.11.2021	62
Abbildung 48: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Nußdorf am Inn	63
Abbildung 49: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016, hochskaliert auf die Zeitdauer eines Jahres	65
Abbildung 50: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach für den Zeitraum von 19.11.2015 bis 06.10.2016, hochskaliert auf die Zeitdauer eines Jahres	65
Abbildung 51: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Leitwind LTW42 am Standort Flintsbach	66
Abbildung 52: Dauerlinie der Leistung der 250 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	71
Abbildung 53: Monatliche Erzeugung der 250 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart.....	72
Abbildung 54: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 250 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart	73
Abbildung 55: Vergleich der berechneten LCOE an den Standorten Sonnhart, Nußdorf am Inn und Flintsbach auf Basis der Messdaten	75
Abbildung 56: Erzeugungsprofil der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und der 250 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	76
Abbildung 57: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und einer 250 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	77
Abbildung 58: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Leitwind LTW42 und einer 500 kW-Photovoltaikanlage für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	78
Abbildung 59: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart	89
Abbildung 60: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart.....	90
Abbildung 61: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit der Wetterstation am Standort Sonnhart.....	90
Abbildung 62: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Sonnhart.....	91
Abbildung 63: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	92
Abbildung 64: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	93

Abbildung 65: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	93
Abbildung 66: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart	94
Abbildung 67: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	95
Abbildung 68: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	95
Abbildung 69: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	96
Abbildung 70: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart	96
Abbildung 71: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	97
Abbildung 72: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	97
Abbildung 73: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart	98
Abbildung 74: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart	98
Abbildung 75: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	99
Abbildung 76: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	99
Abbildung 77: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart.....	100
Abbildung 78: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart	100
Abbildung 79: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 .	101
Abbildung 80: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021	101

Abbildung 81: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Enercon E-53 für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart..... 102

Abbildung 82: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart 102

Abbildung 83: Modell einer dachparallelen PV-Anlage (Leistung 12 kW) auf dem Dach eines Einfamilienhauses am Standort Sonnhart [18] 103

Abbildung 84: Modell einer dachparallelen PV-Anlage (Leistung 30 kW) auf dem Dach eines Mehrfamilienhauses am Standort Sonnhart [18] 104

Abbildung 85: Modell einer aufgeständerten PV-Anlage (Leistung 250 kW) auf dem Dach einer Gewerbehalle am Standort Sonnhart [18]..... 105

Abbildung 86: Dauerlinie der Leistung der 12 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 106

Abbildung 87: Monatliche Energieerzeugung der 12 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart 106

Abbildung 88: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 12 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart 107

Abbildung 89: Dauerlinie der Leistung der 30 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 108

Abbildung 90: Monatliche Energieerzeugung der 30 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart..... 108

Abbildung 91: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 30 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart 109

ANHANG

ANHANG A

Auswertung der Windmessdaten der Wetterstation am Standort Sonnhart:

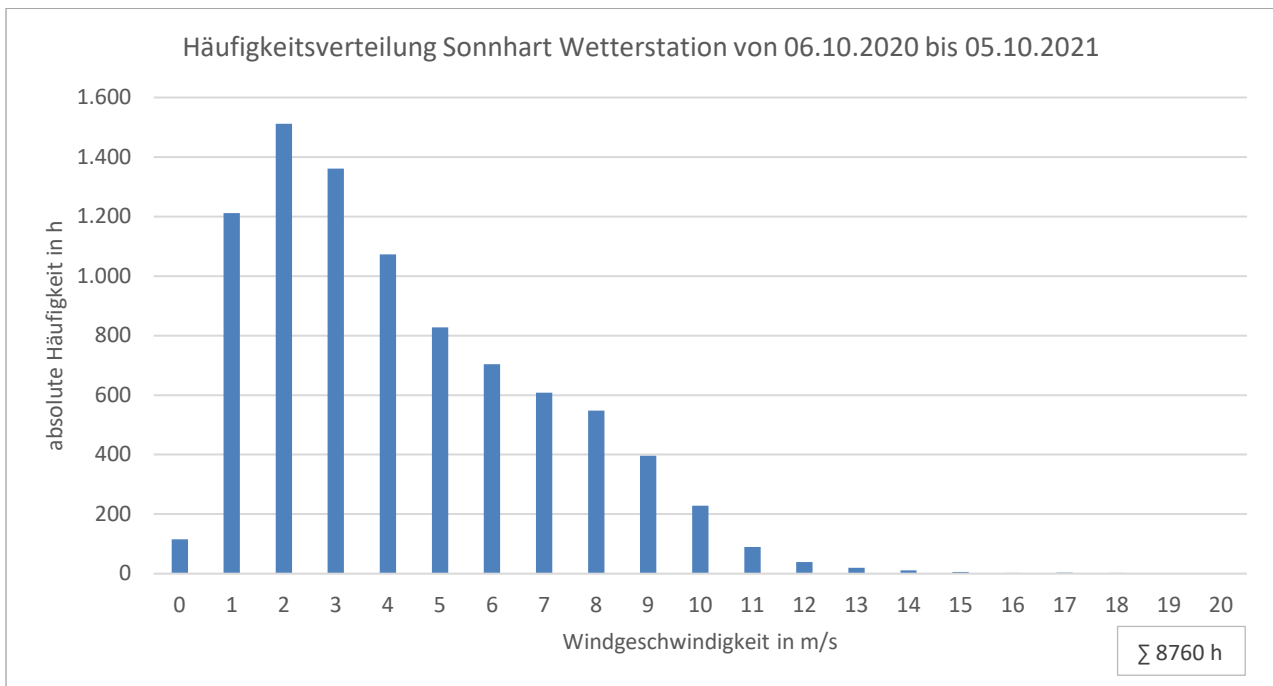


Abbildung 59: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart

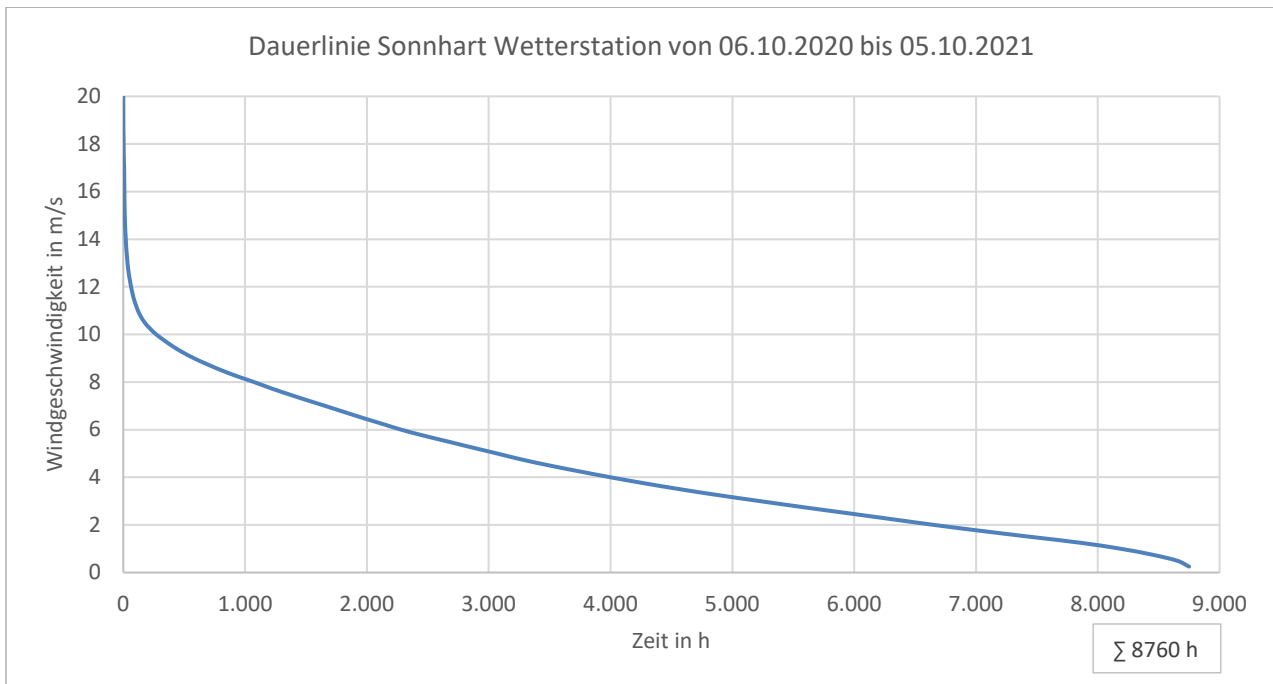


Abbildung 60: Dauerlinie der Windgeschwindigkeiten für den Standort Sonnhart

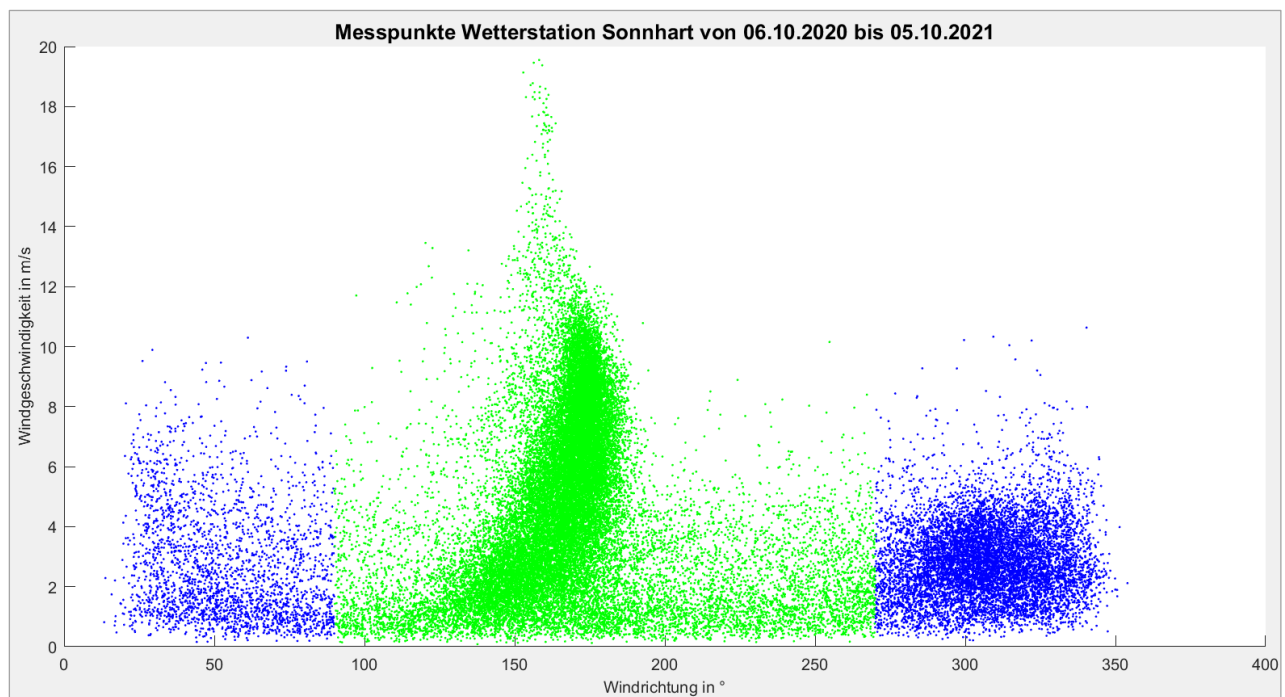


Abbildung 61: Messpunkte nach Windrichtung und Windgeschwindigkeit der Wetterstation am Standort Sonnhart

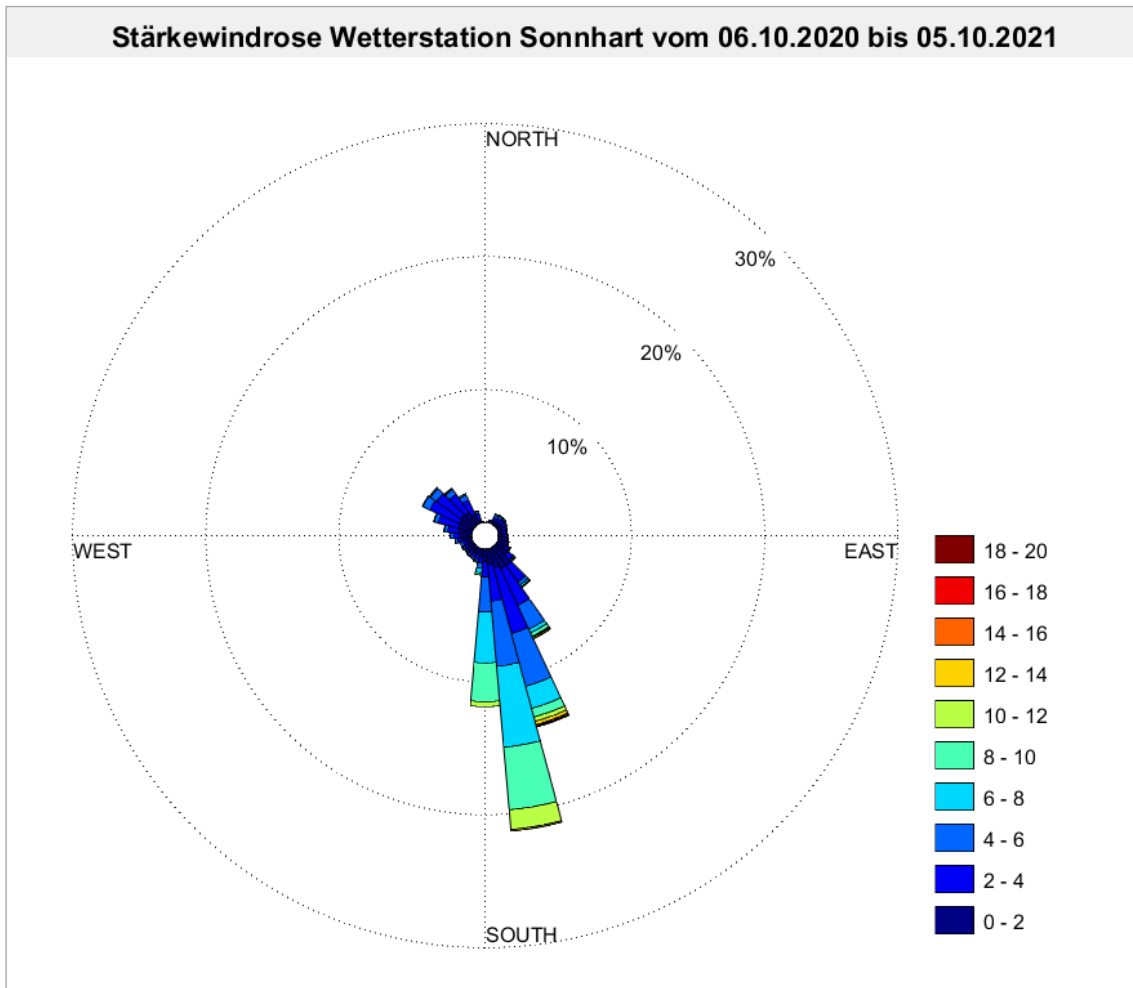


Abbildung 62: Stärkewindrose mit der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten nach Windrichtung in Sonnhart

ANHANG B

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart:

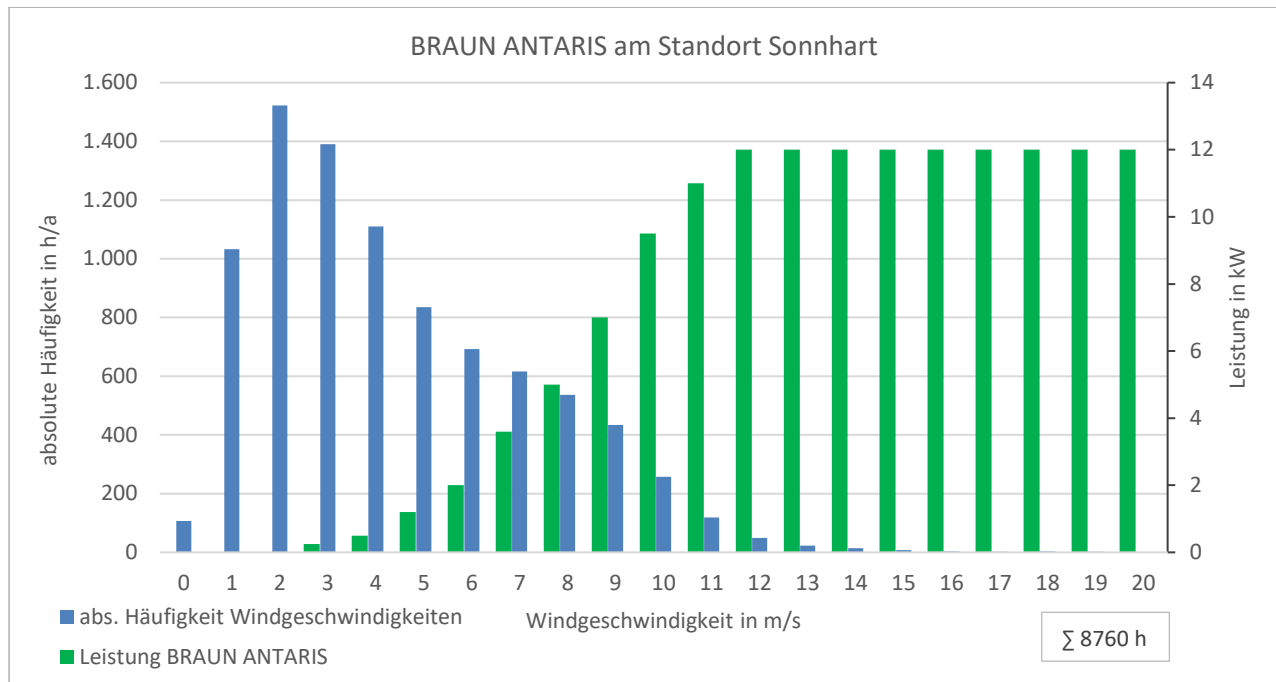


Abbildung 63: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

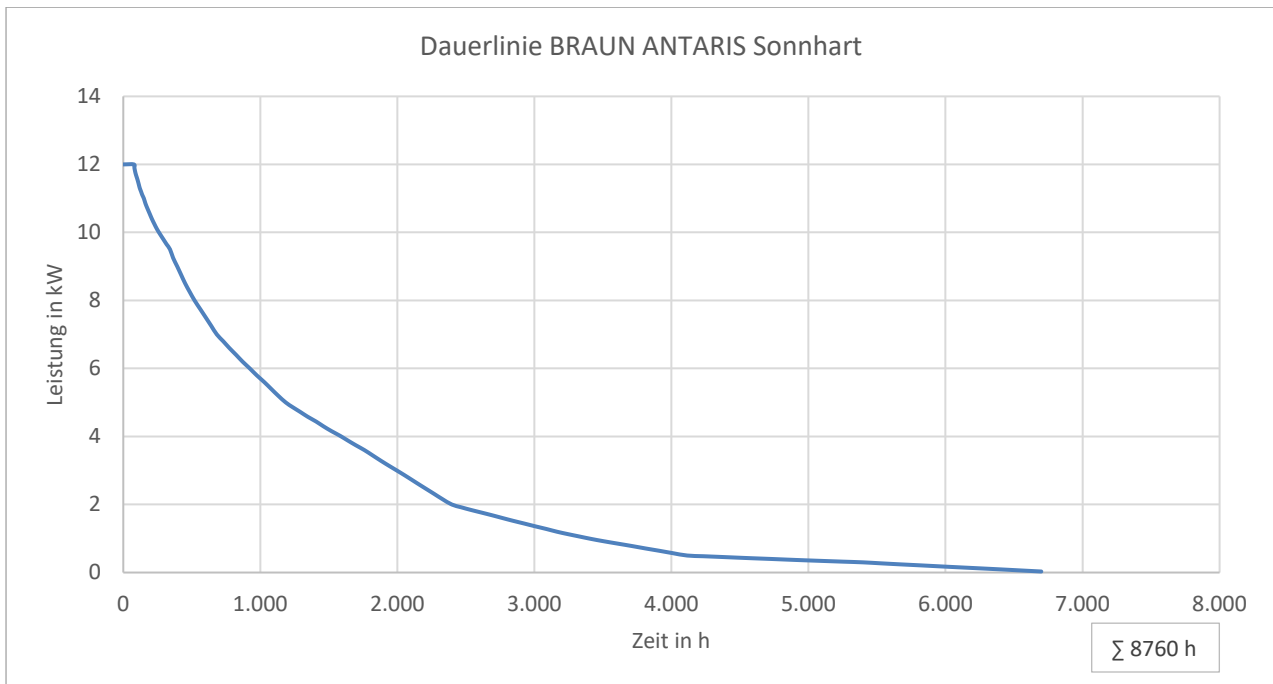


Abbildung 64: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

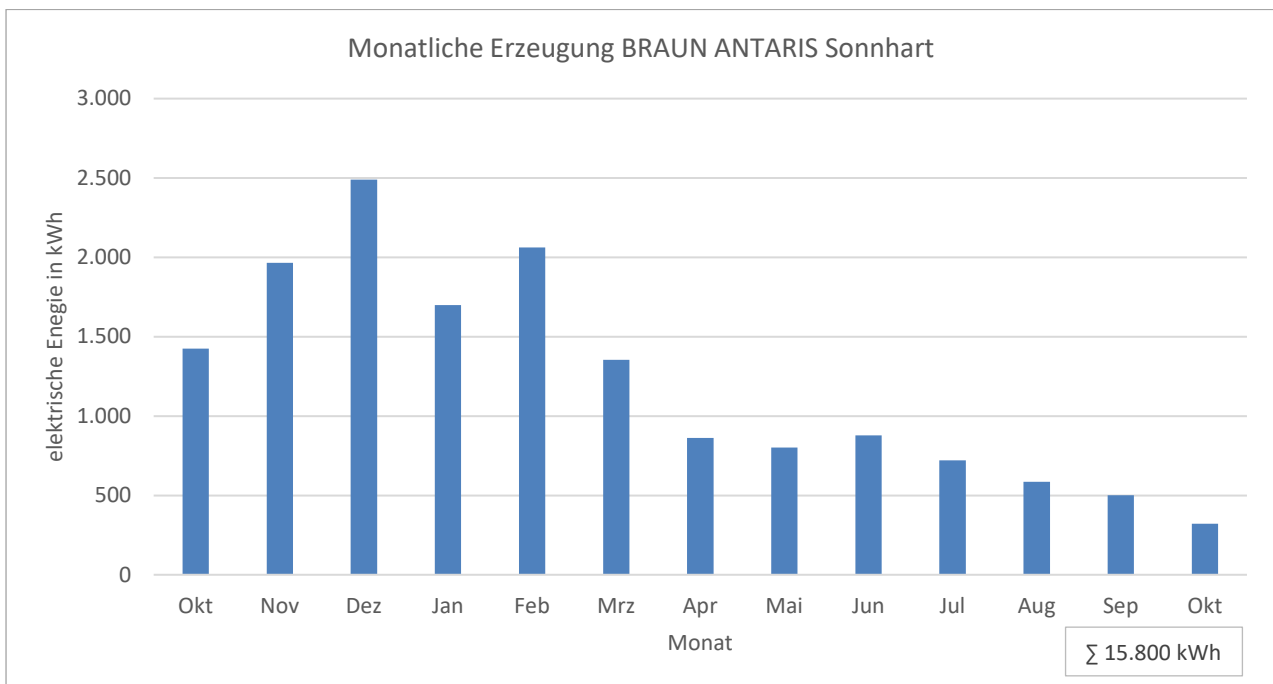


Abbildung 65: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

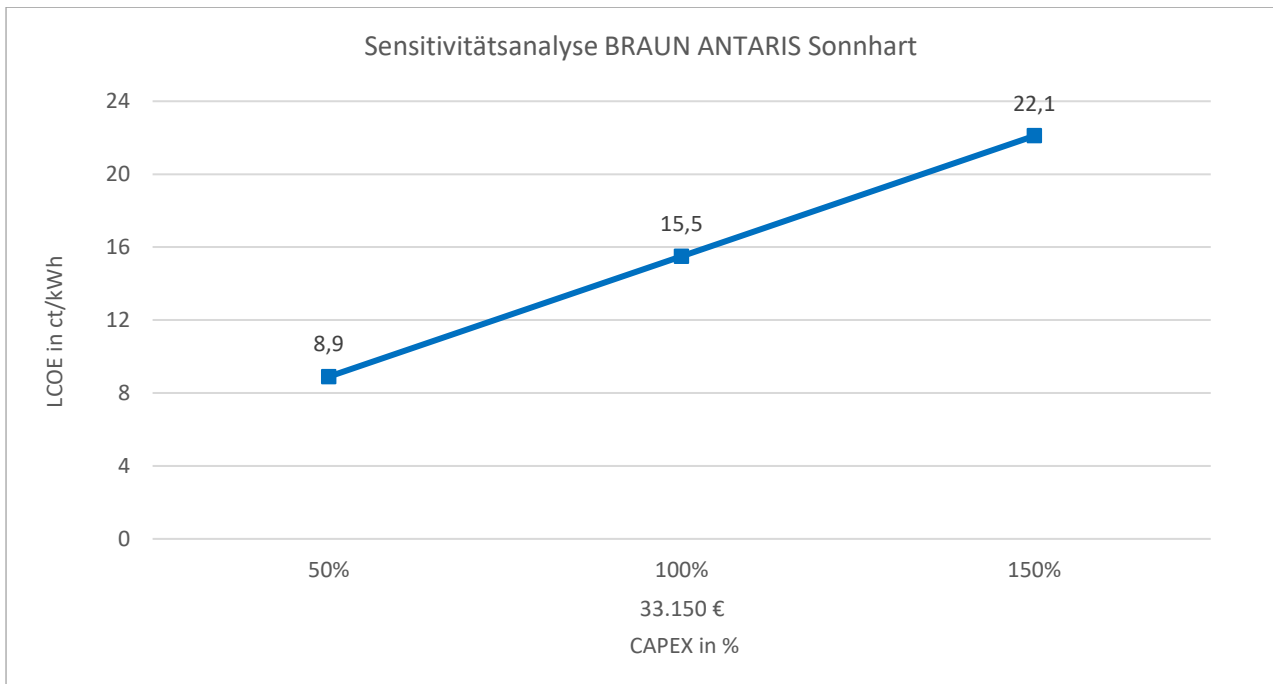


Abbildung 66: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 12 m) am Standort Sonnhart

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart:

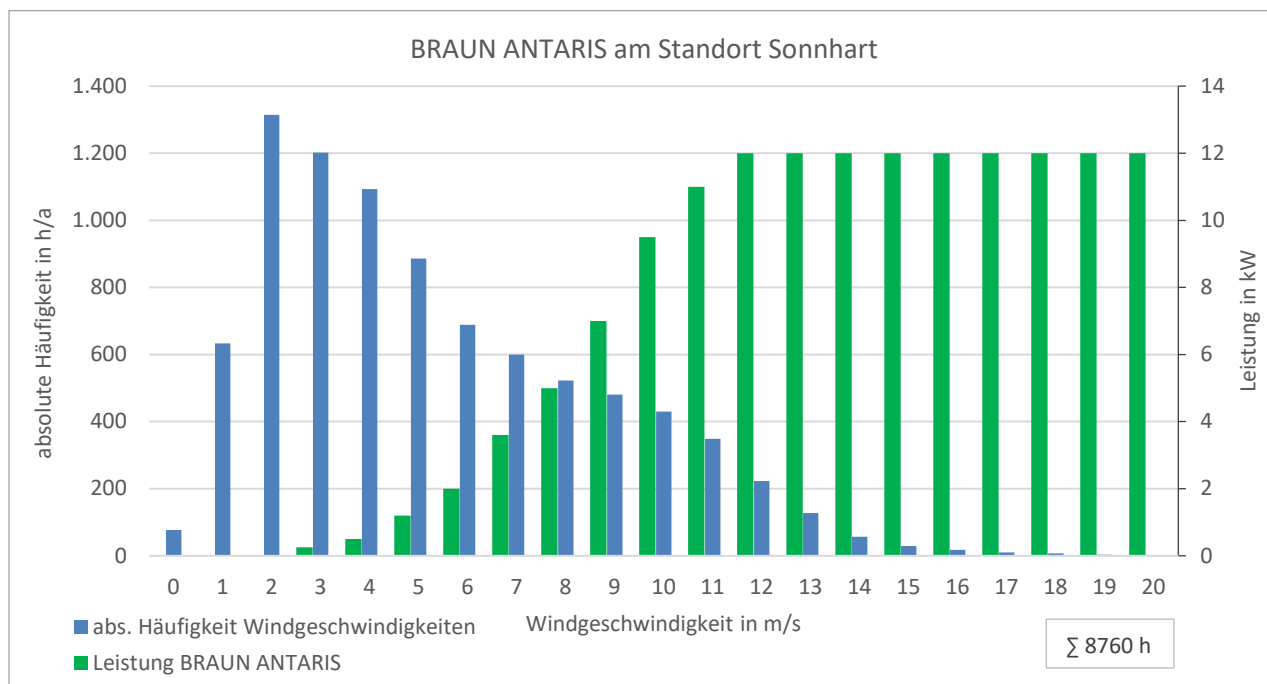


Abbildung 67: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

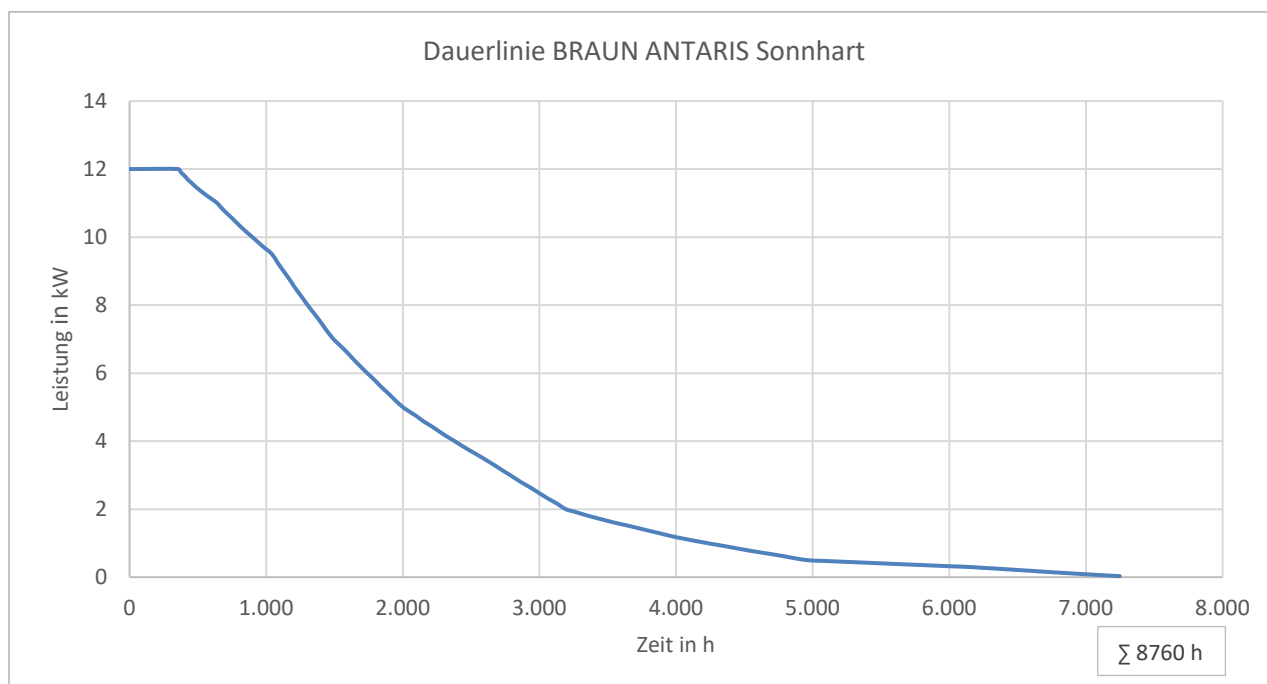


Abbildung 68: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

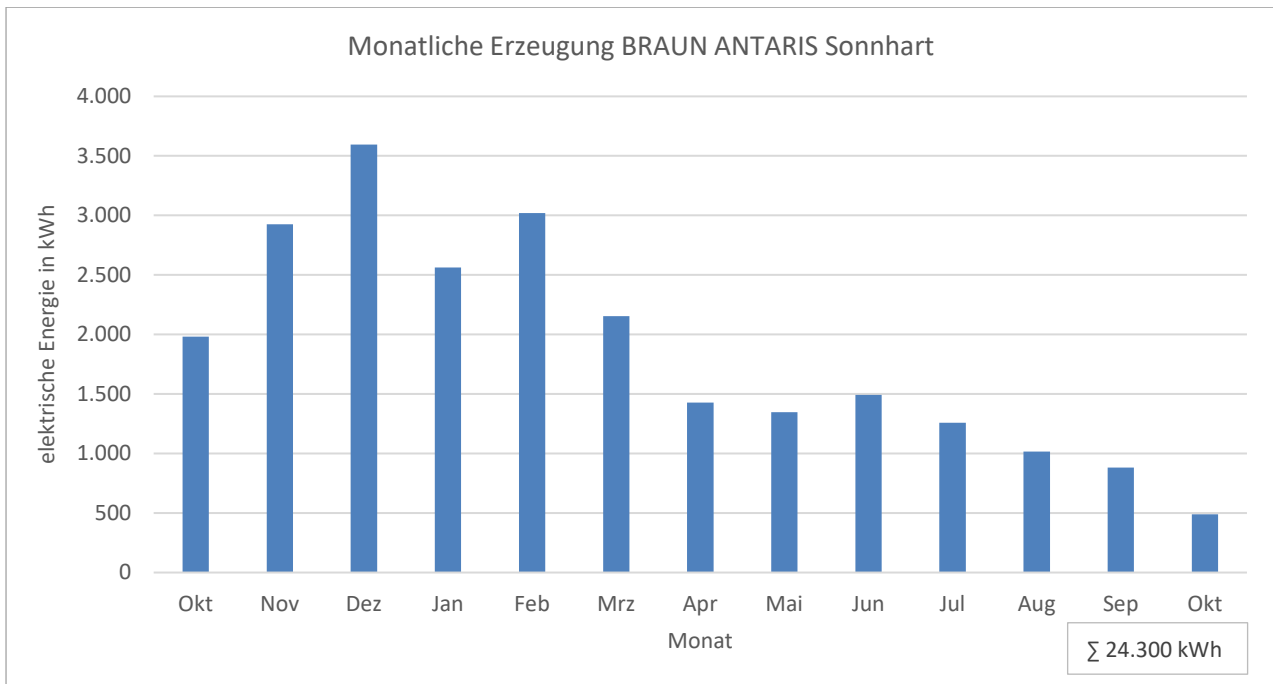


Abbildung 69: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

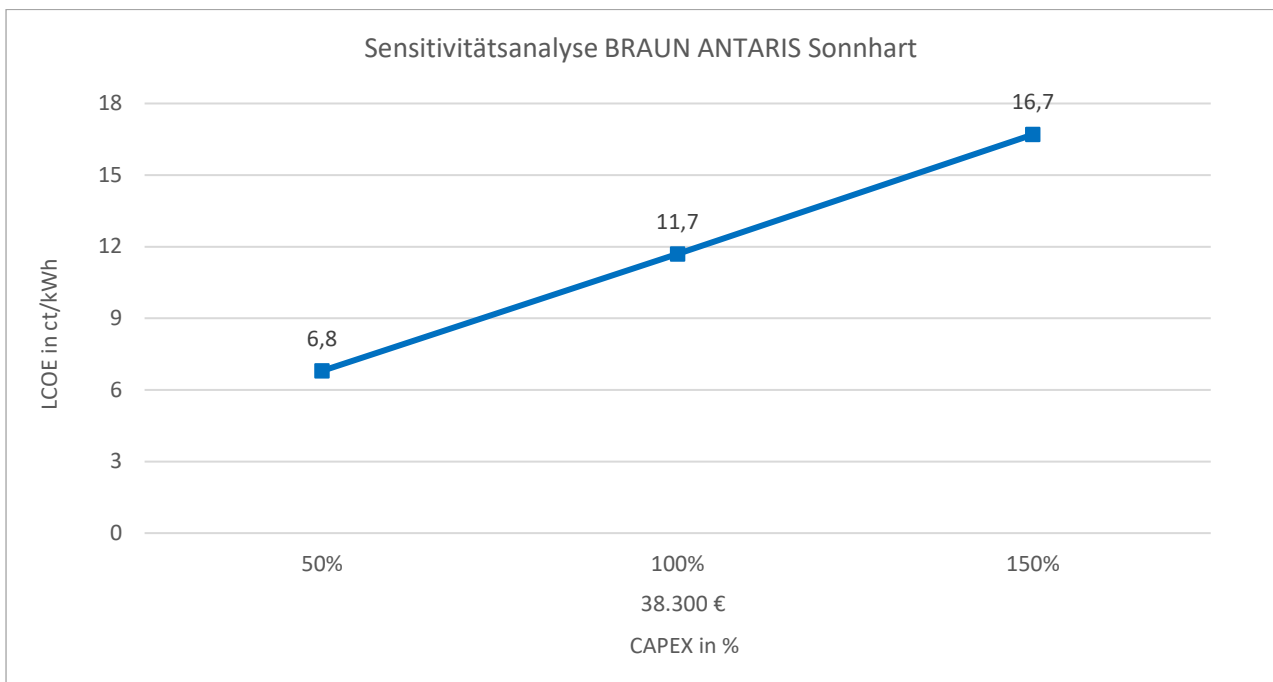


Abbildung 70: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage BRAUN ANTARIS (Nabenhöhe 33 m) am Standort Sonnhart

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der Windenergieanlage Solution 4 Energy 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart:

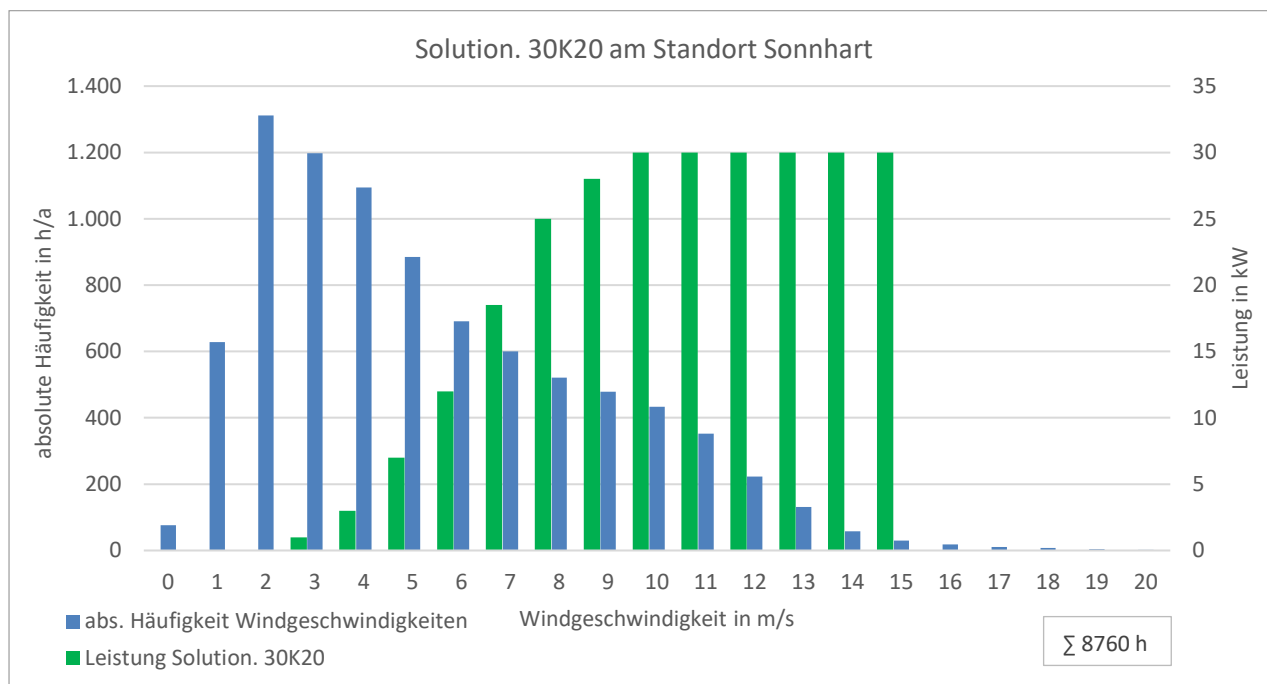


Abbildung 71: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

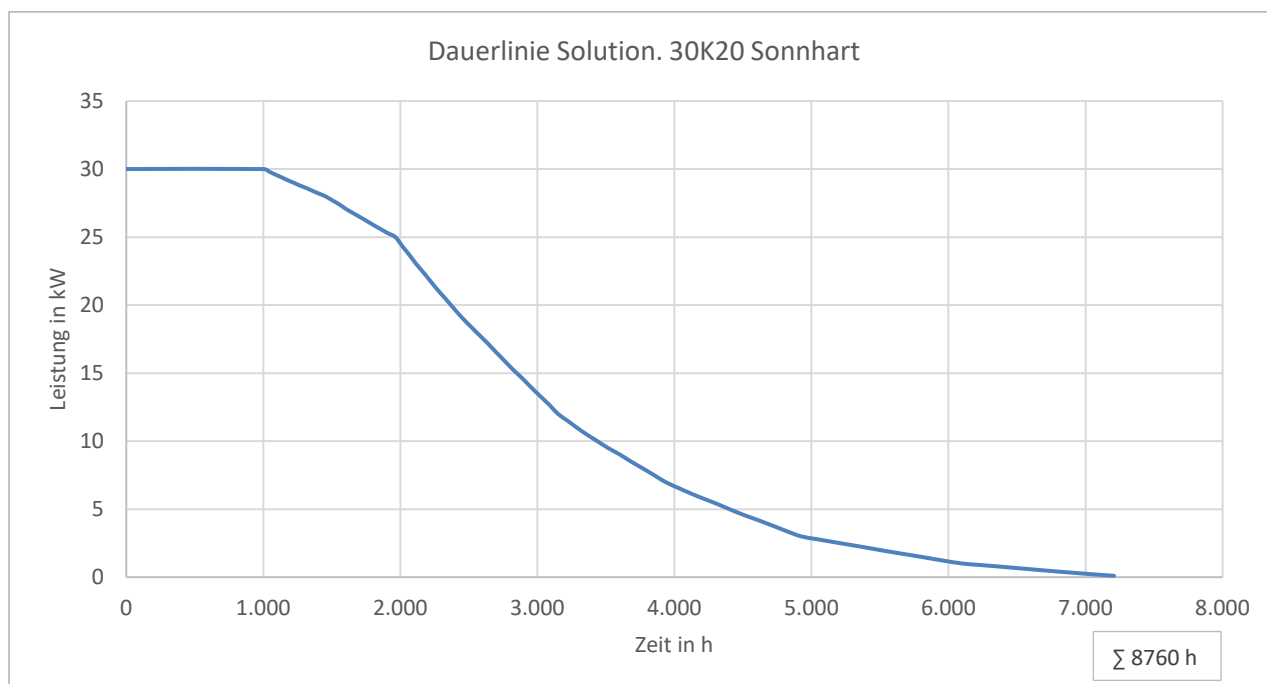


Abbildung 72: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

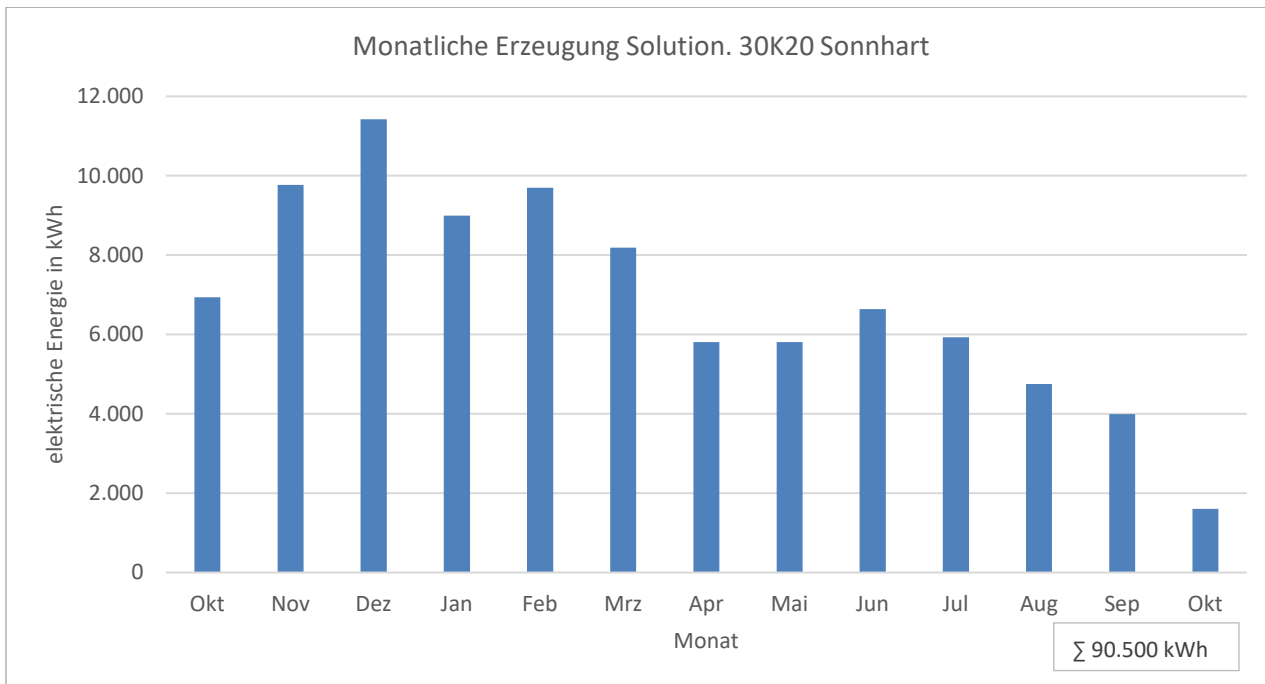


Abbildung 73: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

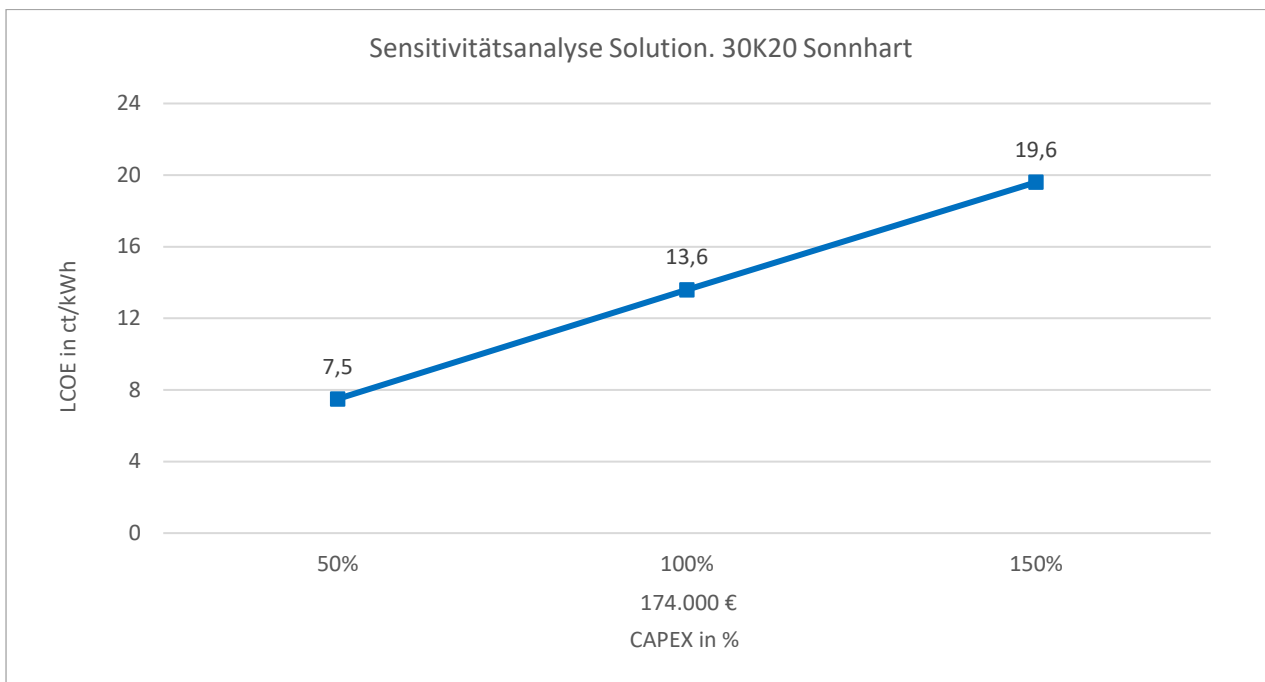


Abbildung 74: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 33,5 m) am Standort Sonnhart

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der Windenergieanlage Solution 4 Energy 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart:

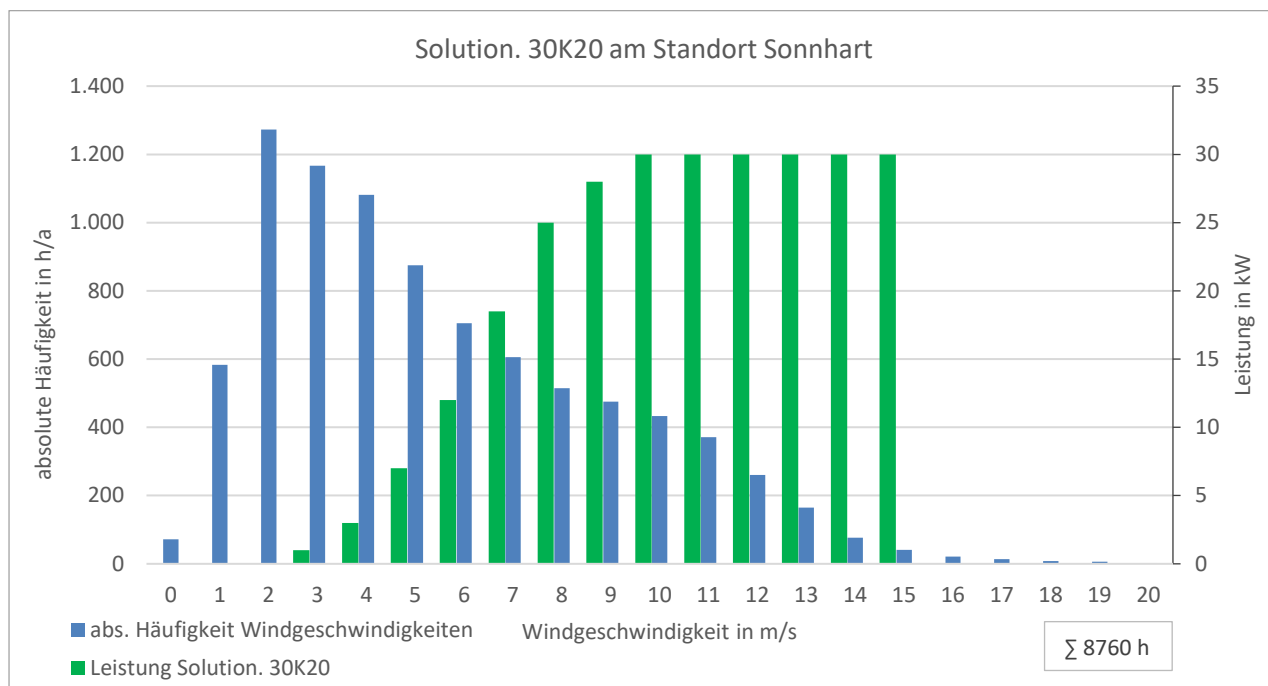


Abbildung 75: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

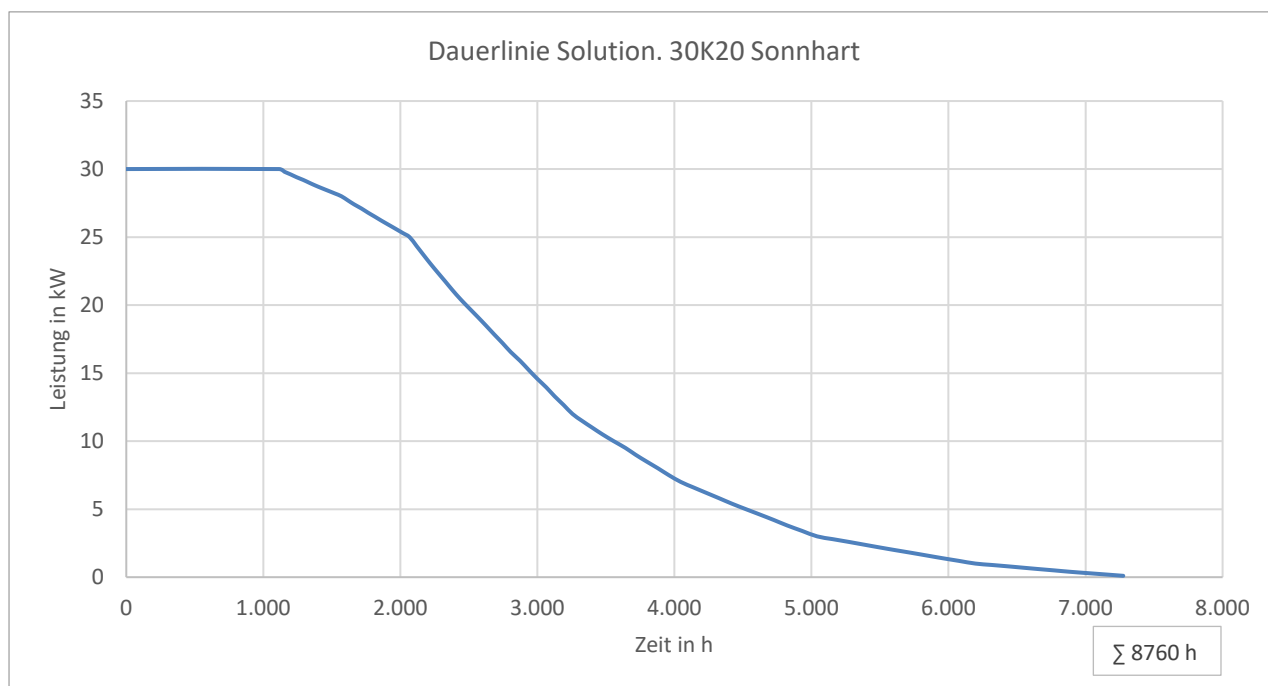


Abbildung 76: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

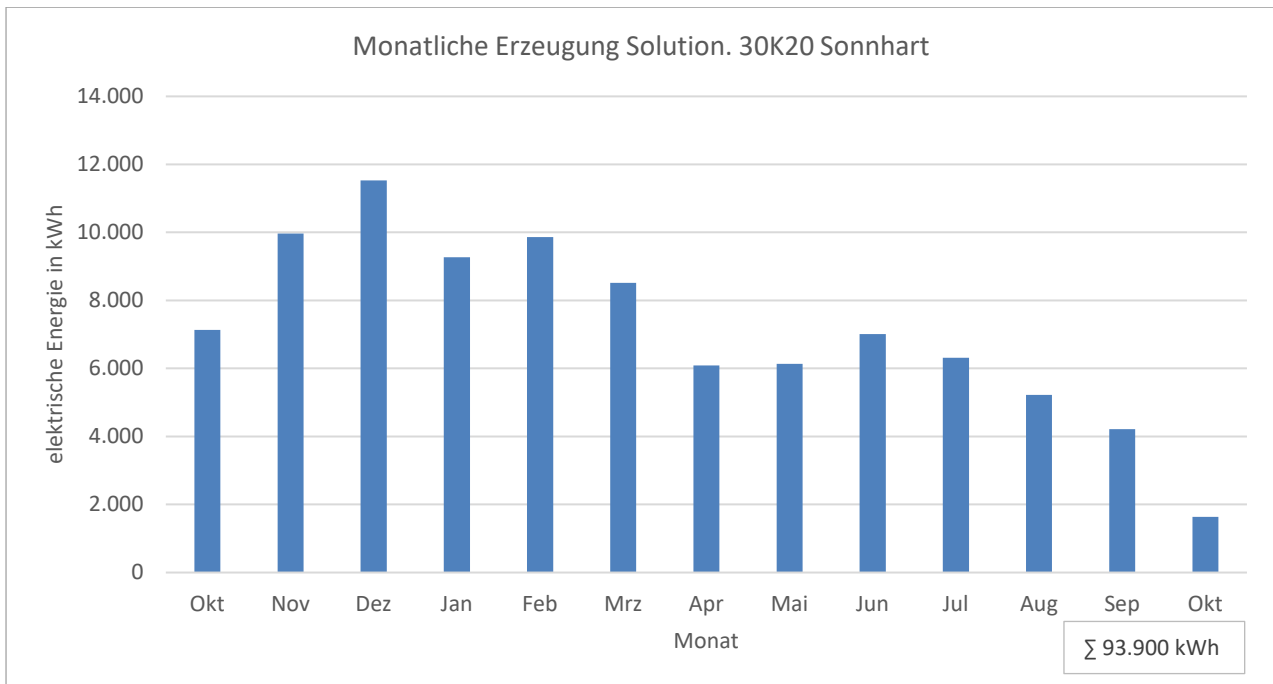


Abbildung 77: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

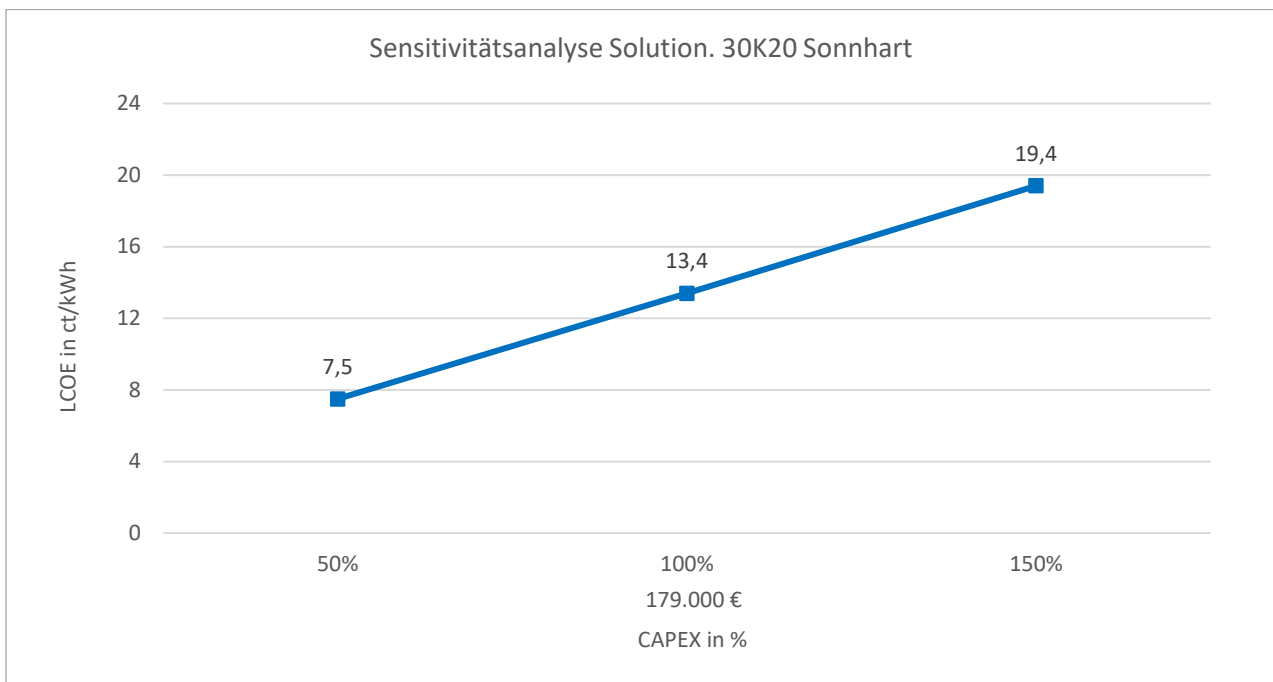


Abbildung 78: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Solution. 30K20 (Nabenhöhe 40 m) am Standort Sonnhart

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der Windenergieanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart:

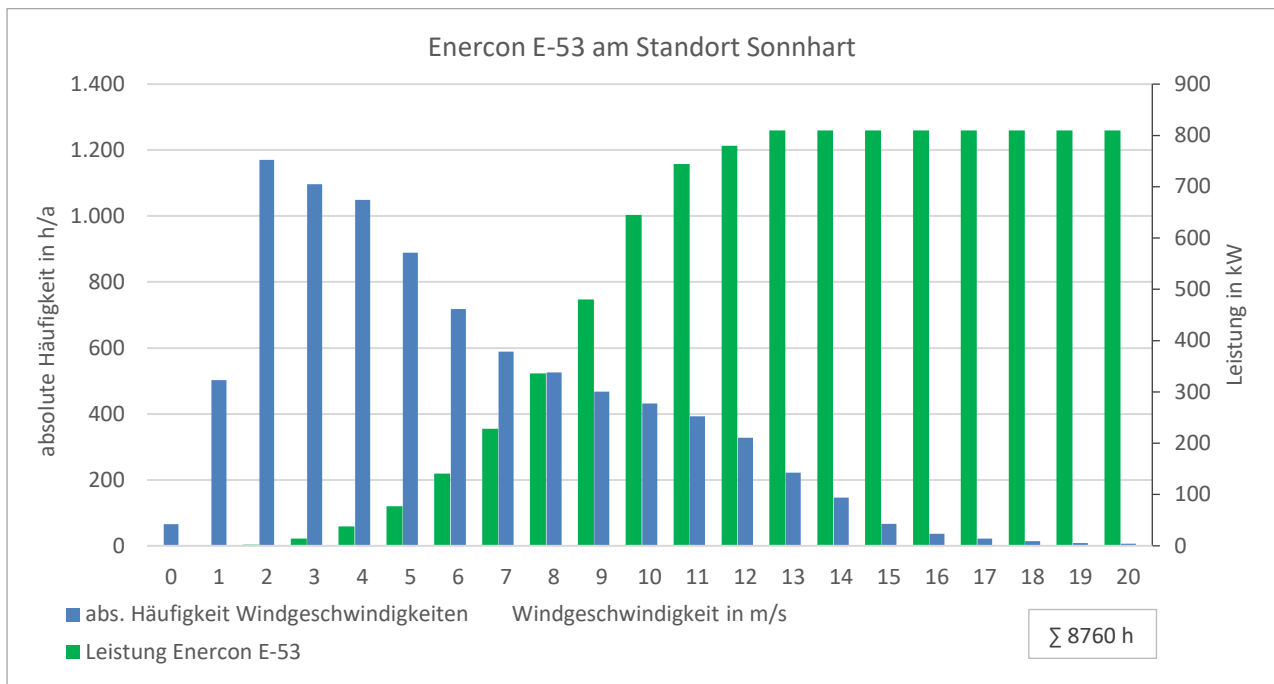


Abbildung 79: Absolute Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und Leistung der Windkraftanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

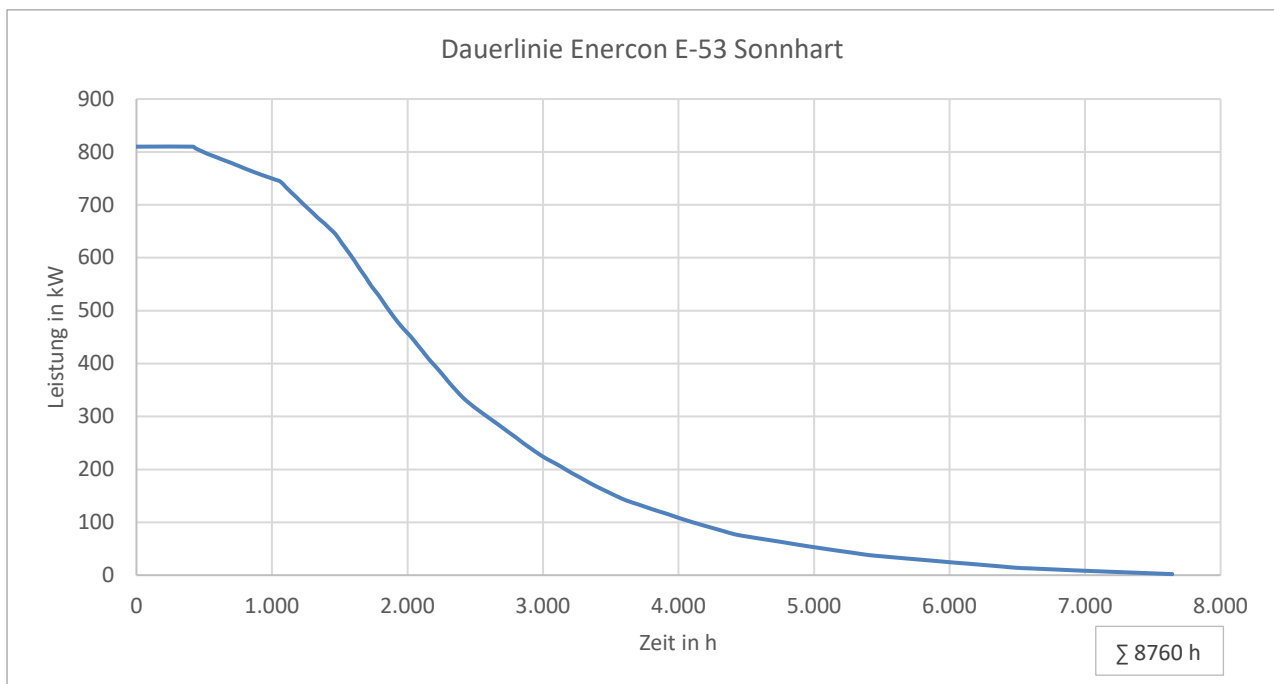


Abbildung 80: Dauerlinie der Leistung der Windkraftanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

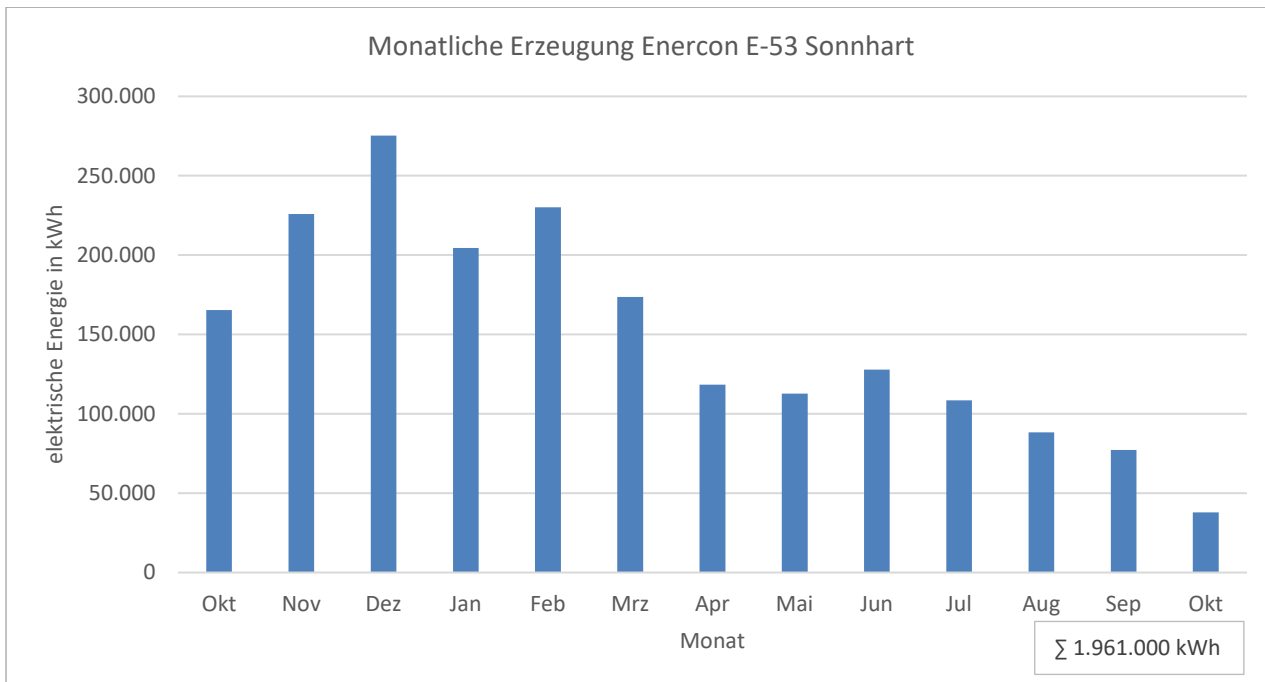


Abbildung 81: Monatliche Energieerzeugung der Windenergieanlage Enercon E-53 für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

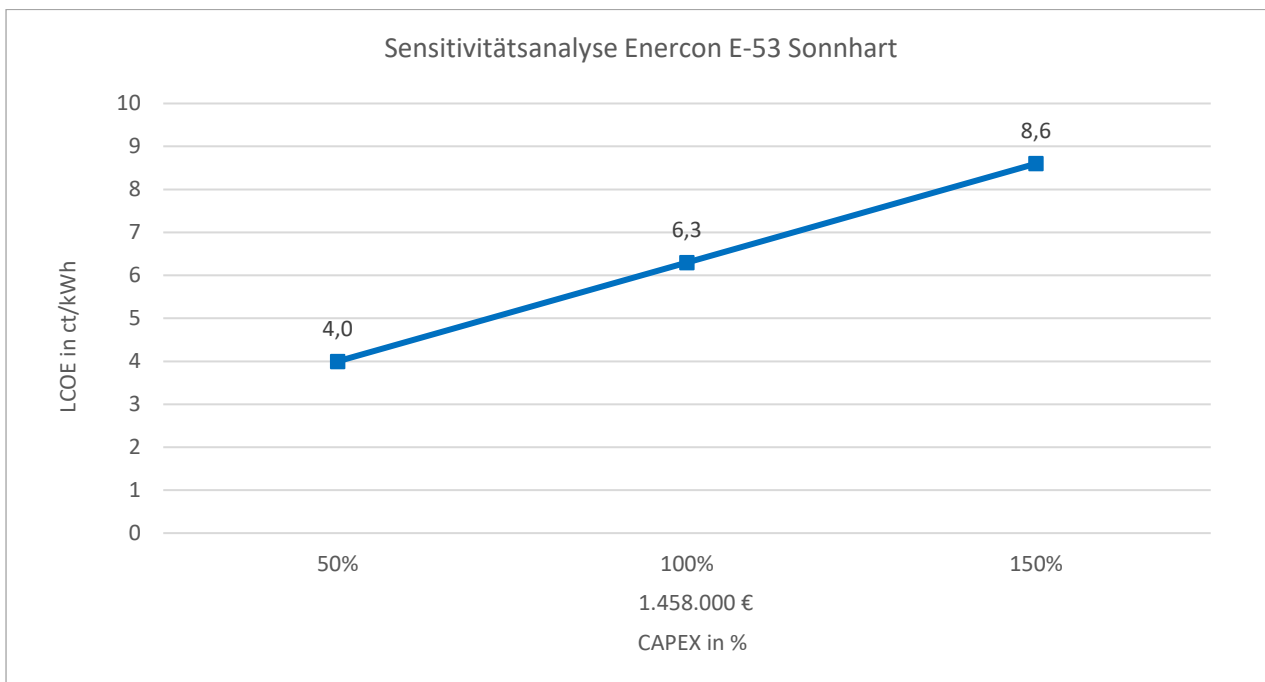


Abbildung 82: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der Windenergieanlage Enercon E-53 am Standort Sonnhart

ANHANG C

Darstellung der mit der Software PV*Sol simulierten Photovoltaikanlagen am Standort Sonnhart:

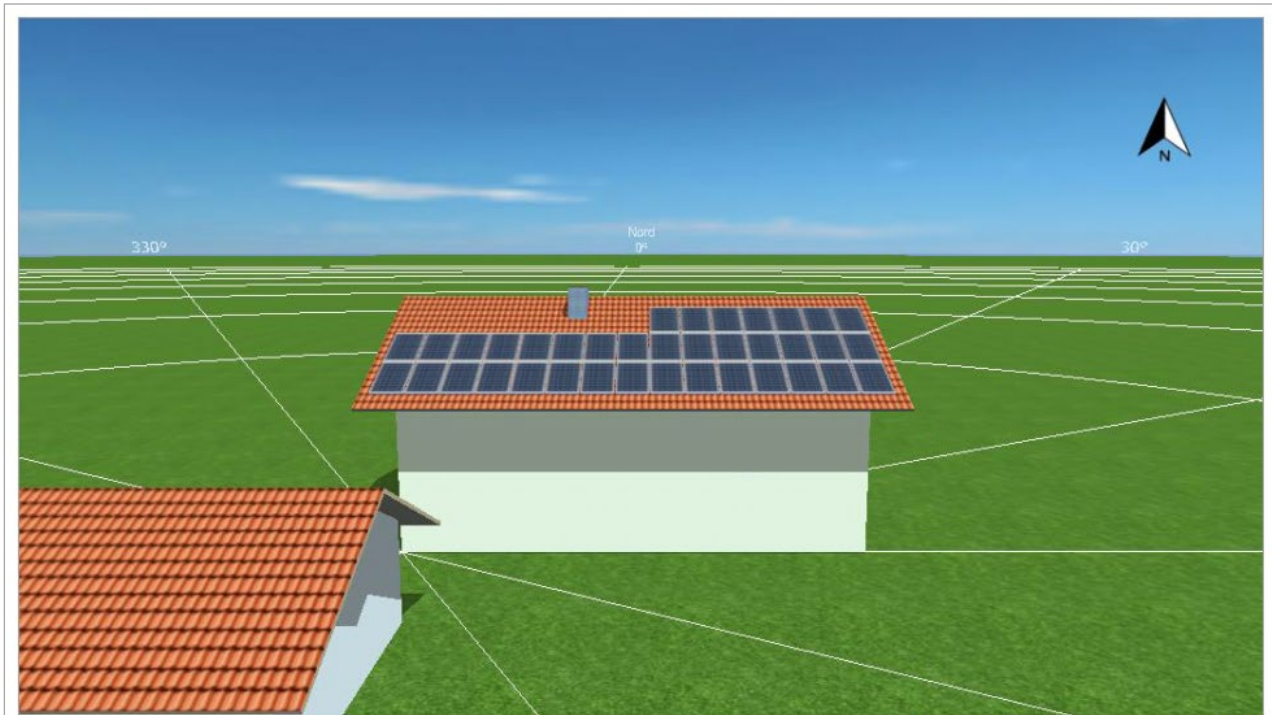


Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

PV-Anlage

3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Steinach Messdaten, DEU (-)
Quelle der Werte	Import
PV-Generatorleistung	12,21 kWp
PV-Generatorfläche	62,2 m ²
Anzahl PV-Module	37
Anzahl Wechselrichter	1

Abbildung 83: Modell einer dachparallelen PV-Anlage (Leistung 12 kW) auf dem Dach eines Einfamilienhauses am Standort Sonnhart [18]

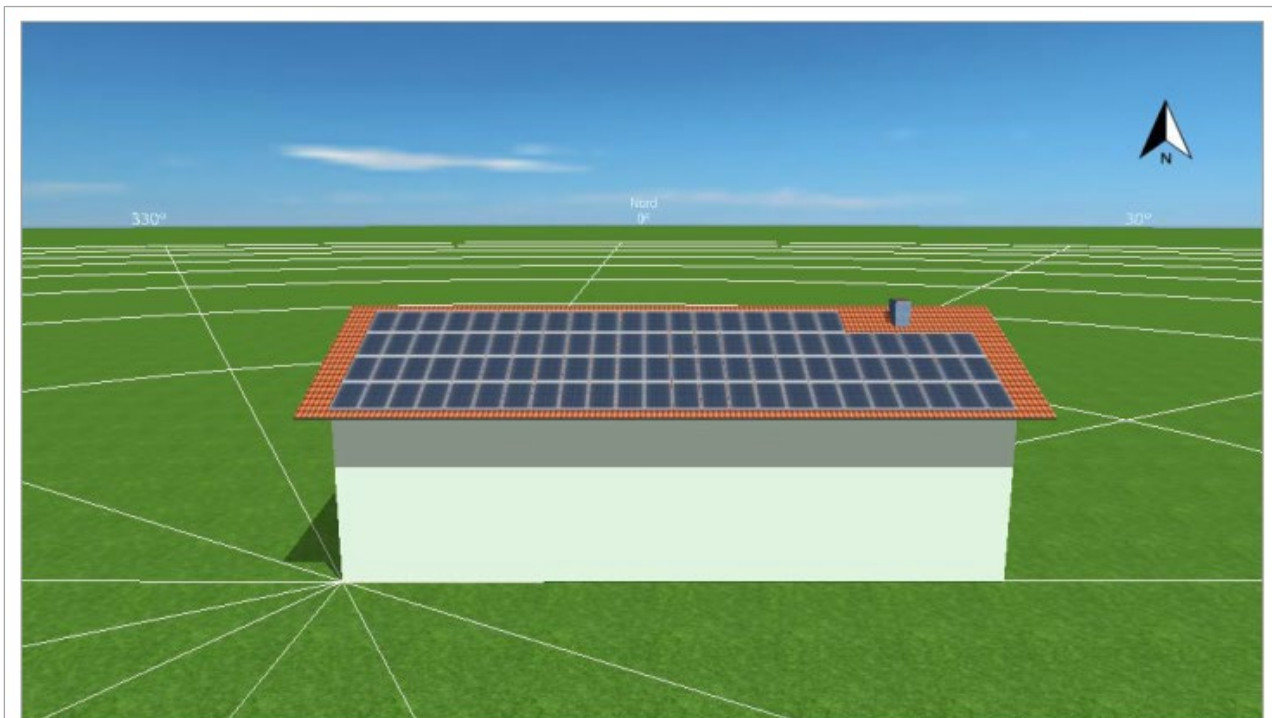


Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

PV-Anlage

3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Steinach Messdaten, DEU (-)
Quelle der Werte	Import
PV-Generatorleistung	30,03 kWp
PV-Generatorfläche	152,9 m ²
Anzahl PV-Module	91
Anzahl Wechselrichter	1

Abbildung 84: Modell einer dachparallelen PV-Anlage (Leistung 30 kW) auf dem Dach eines Mehrfamilienhauses am Standort Sonnhart [18]

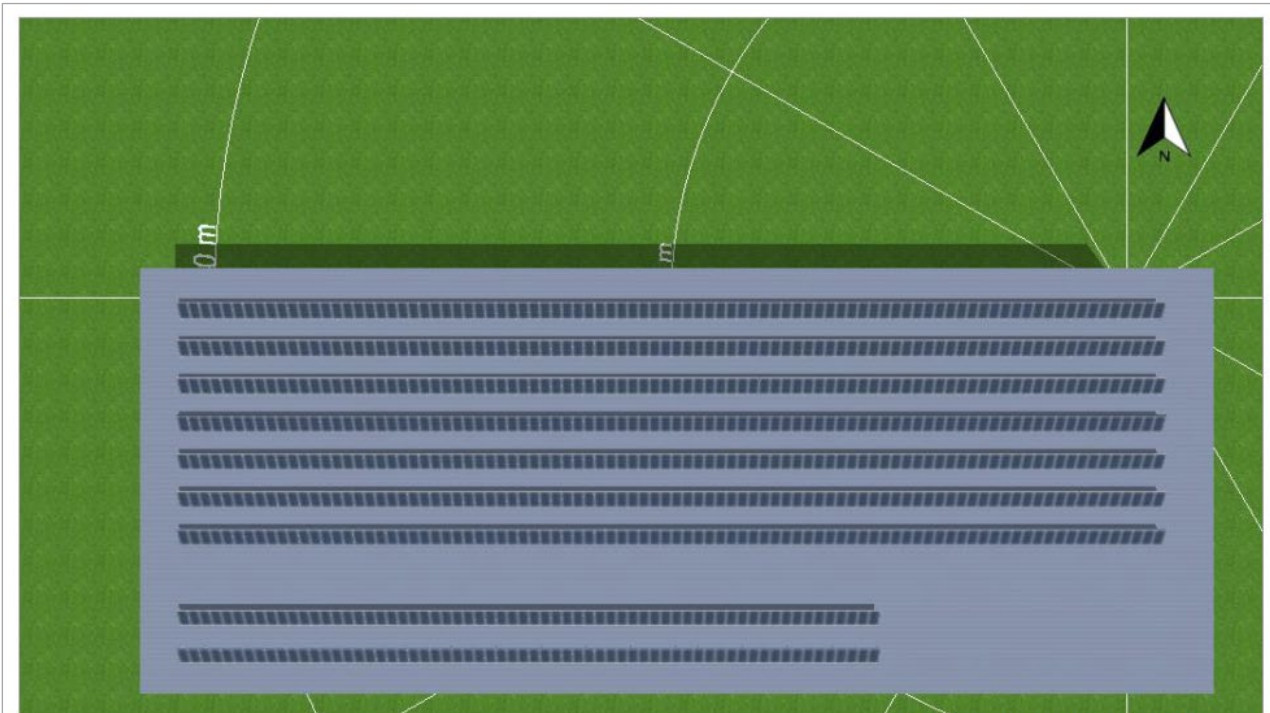


Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

PV-Anlage

3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Steinach Messdaten, DEU (-)
Quelle der Werte	Import
PV-Generatorleistung	250,14 kWp
PV-Generatorfläche	1.273,5 m ²
Anzahl PV-Module	758
Anzahl Wechselrichter	2

Abbildung 85: Modell einer aufgeständerten PV-Anlage (Leistung 250 kW) auf dem Dach einer Gewerbehalle am Standort Sonnhart [18]

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der 12 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart:

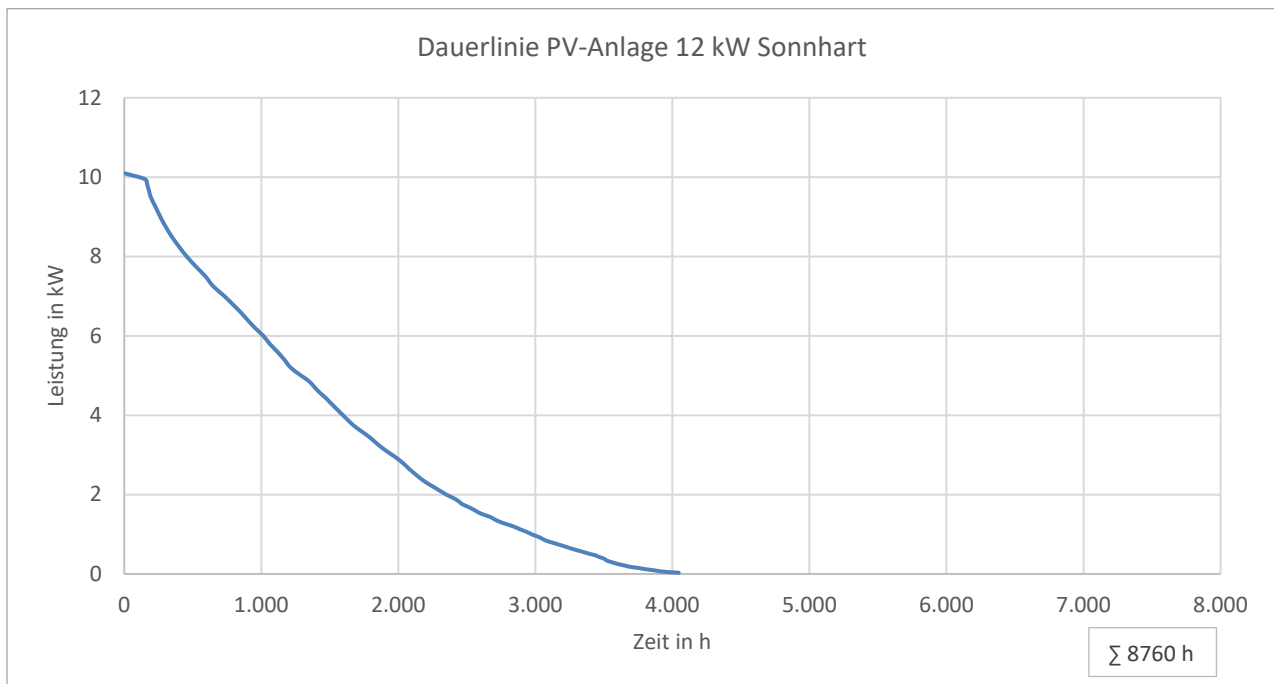


Abbildung 86: Dauerlinie der Leistung der 12 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

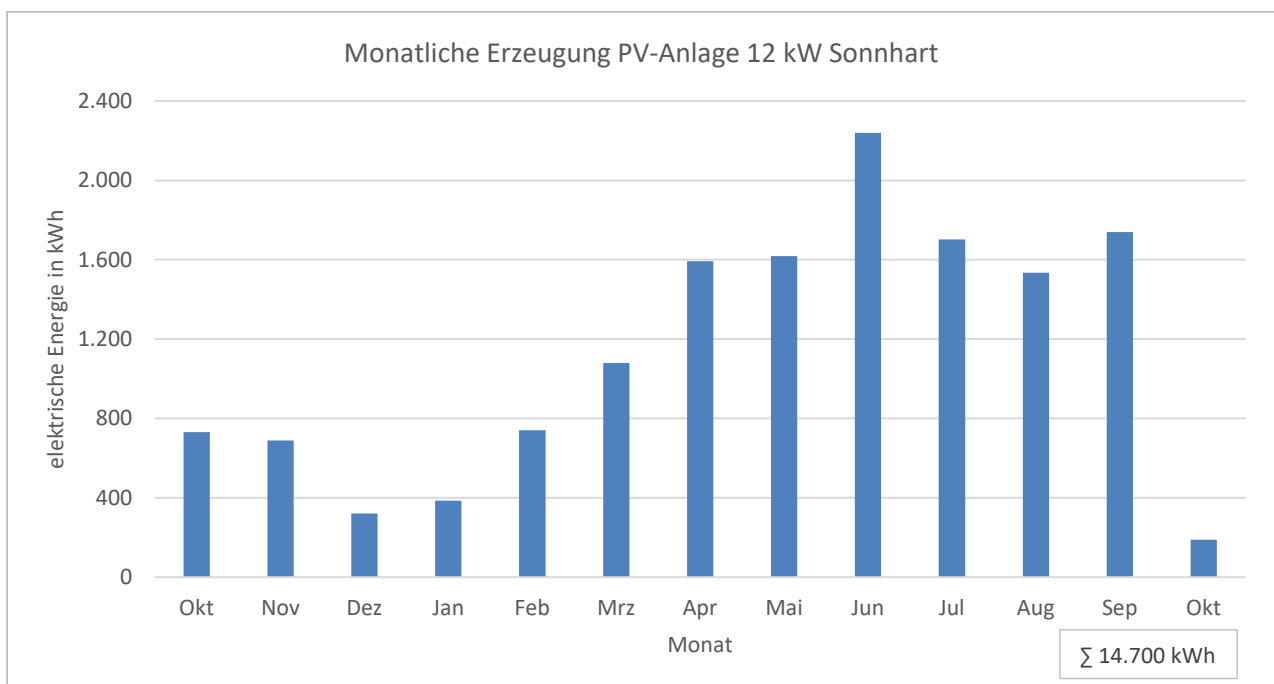


Abbildung 87: Monatliche Energieerzeugung der 12 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

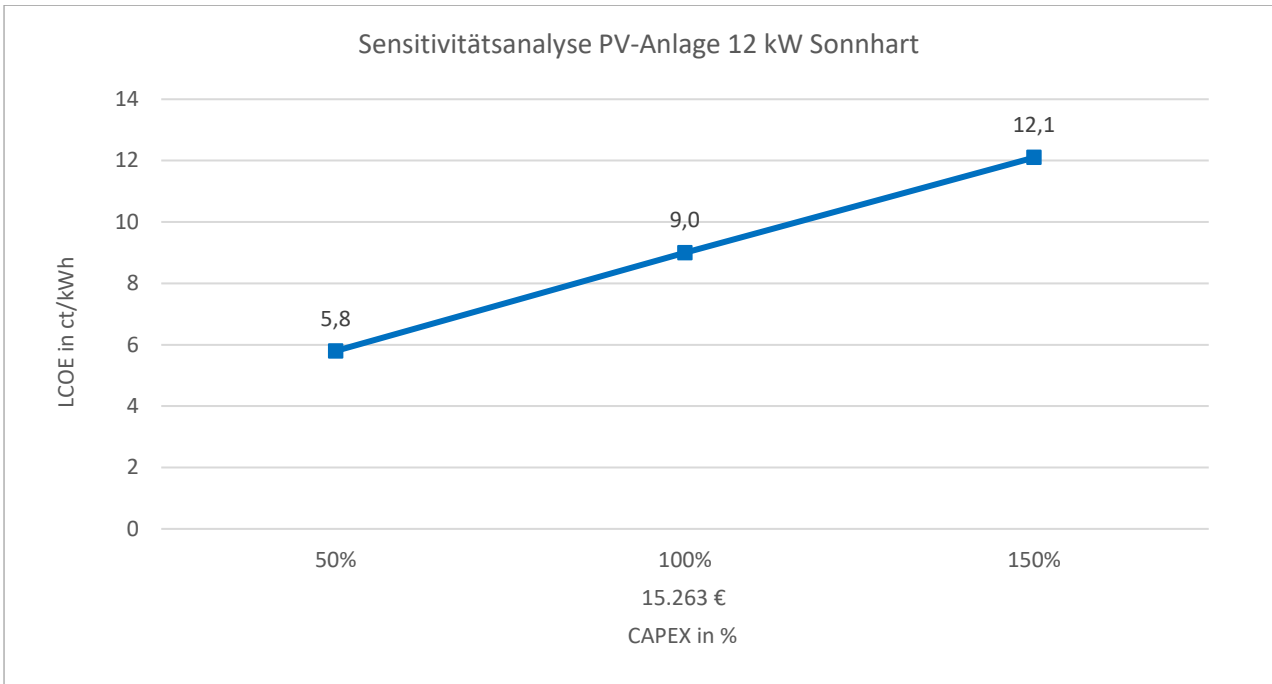


Abbildung 88: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 12 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart

Diagramme der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung der 30 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart:

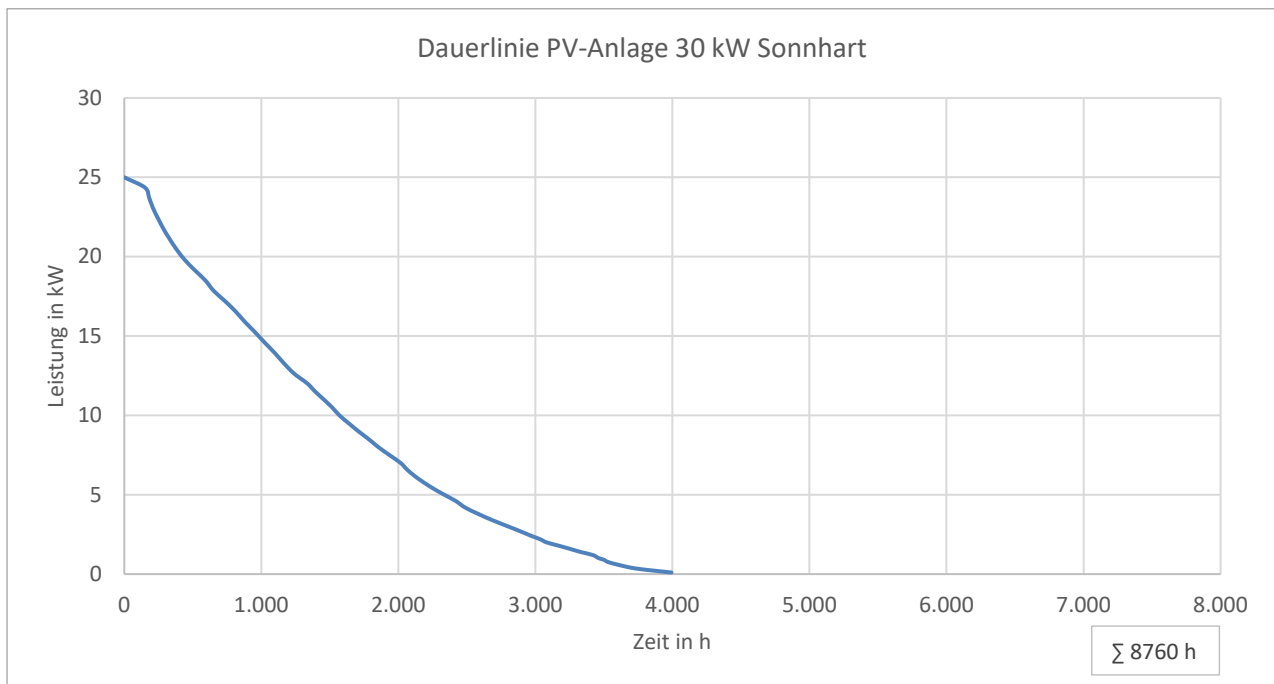


Abbildung 89: Dauerlinie der Leistung der 30 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021

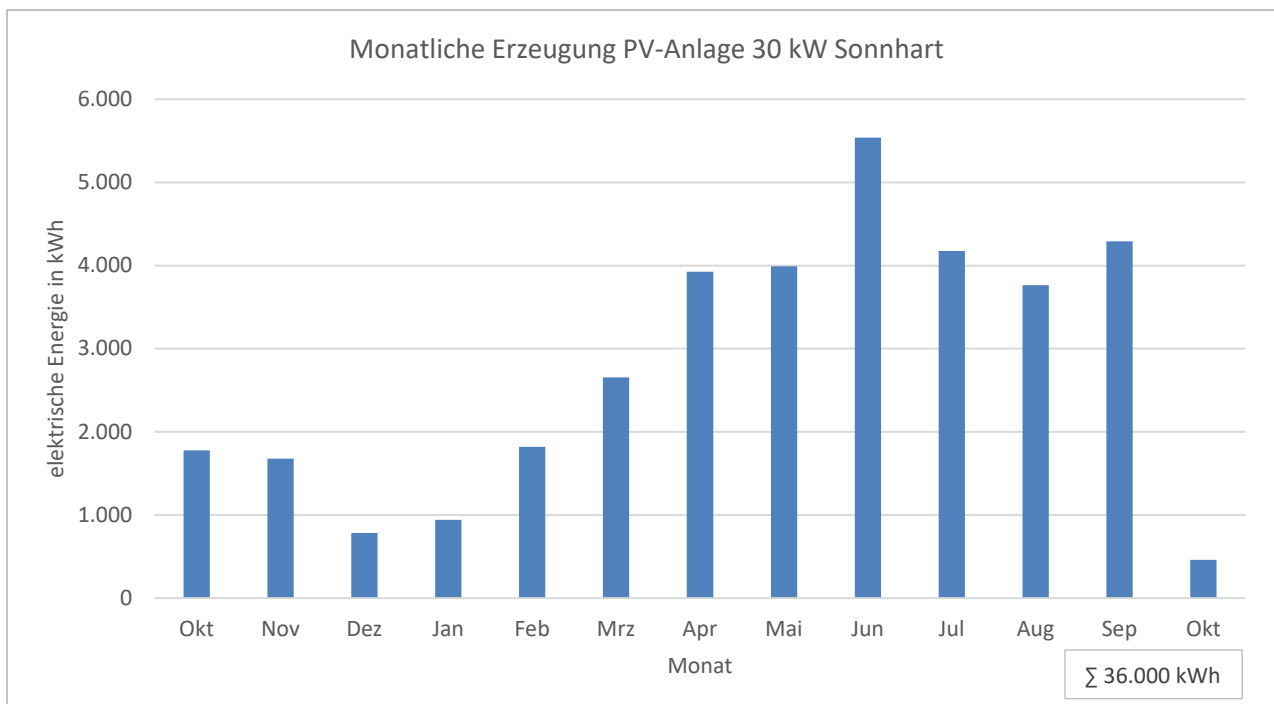


Abbildung 90: Monatliche Energieerzeugung der 30 kW-Photovoltaikanlage auf Basis der Messdaten für den Zeitraum von 06.10.2020 bis 05.10.2021 am Standort Sonnhart

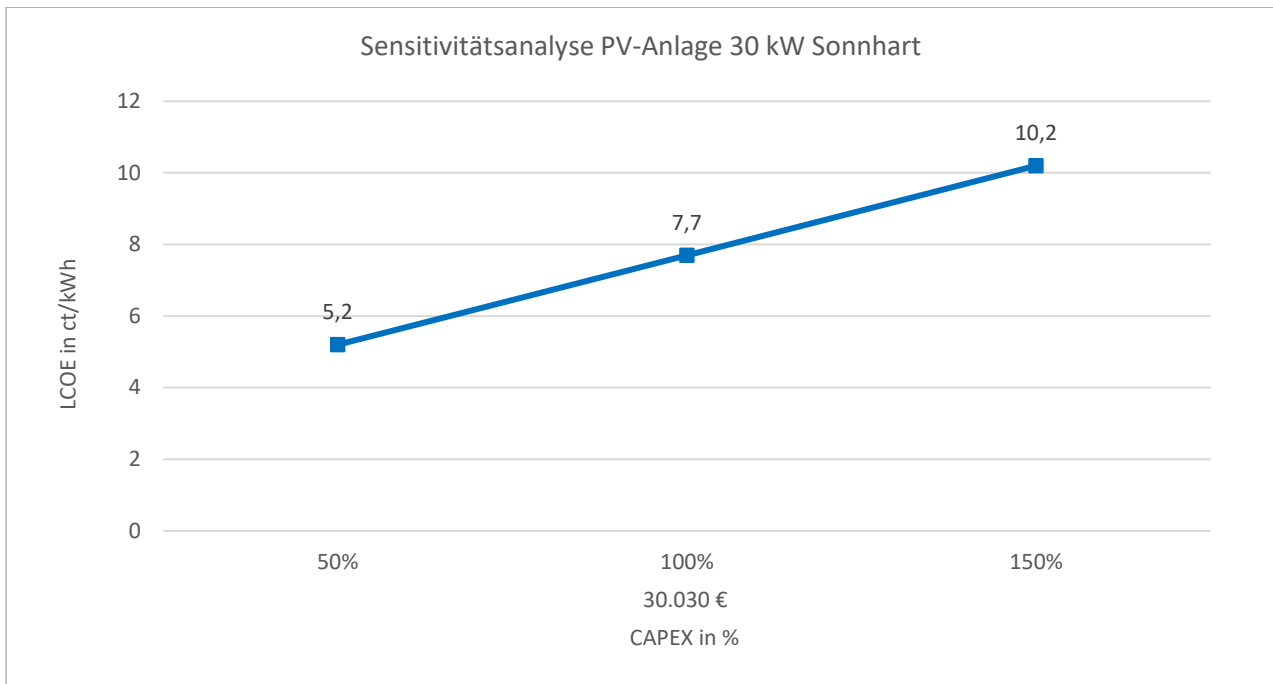


Abbildung 91: LCOE in Abhängigkeit der CAPEX der 30 kW-Photovoltaikanlage am Standort Sonnhart