



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences



SOLARPRAXIS
engineering | conferences | publishing

Masterarbeit

Photovoltaik und Windkraft als integriertes Kraftwerk auf gleicher Fläche

*des Fachbereichs Ingenieurwissenschaften 1 im Studiengang
Umwelttechnik / Regenerative Energien
der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
zur Erlangung des Grades*

Master of Science (M.Sc.)



Datum der Einreichung: 12.04.2013

vorgelegt von
Matrikel Nr.

David Ludwig



Erstgutachter:
Zweitgutachter:

Prof. Dr.-Ing. Volker Quaschnig
Dr. rer. nat. Robert Seguin

Kurzzusammenfassung

In vorangegangenen Studien wurde gezeigt, dass sich Windenergie und Photovoltaik aufgrund ihrer geringen Gleichzeitigkeit aus energetischer Sicht prinzipiell exzellent ergänzen. Trotzdem werden beide Technologien bis heute fast ausschließlich als separate Systeme gebaut und oftmals sogar in Konkurrenz zueinander gesehen. Gleichzeitig stehen in Deutschland einerseits immer weniger EEG-vergütungsfähige Flächen für die Photovoltaik zu Verfügung, während andererseits immer mehr PV-Anlagen gebaut werden, die ohne EEG-Vergütung betrieben werden. Darüber hinaus stoßen die Versorgungsnetze aufgrund des starken Zubaus der erneuerbaren Energien an ihre Aufnahmegrenzen. Vor diesem Hintergrund wird eine effiziente und kostenoptimierte Nutzung der zur Verfügung stehenden Flächen und Netzkapazitäten immer wichtiger.

Im Verlauf dieser Masterarbeit wird aufgezeigt, dass durch eine Kombination von Photovoltaik und Windenergieanlagen als integriertes Kraftwerk sowohl die für Windparks und PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung stehenden Flächen als auch die bestehende Netzinfrastruktur deutlich effizienter genutzt werden können. Durch die Möglichkeit der Anlagenabregelung bei der Kombination beider Technologien werden kurzzeitige Leistungsspitzen vermieden, während gleichzeitig die Stillstandszeit signifikant verringert wird. Auf mittelfristige Sicht können durch eine zusätzliche Methanisierung des Solar- und Windstroms die bisherigen Alleinstellungsmerkmale der Biomasse - die Regel- und Speicherbarkeit - bei einer deutlich höheren Flächeneffizienz übernommen werden.

Neben der Betrachtung des Einspeiseverhaltens findet eine Analyse der technischen Aspekte der Anlagenkombination - insbesondere der Verschattungsproblematik - statt. Durch eine detaillierte Simulation und Evaluation der Verschattungsszenarien in Kombikraftwerken verschiedener Größe wird gezeigt, dass die Verschattungsverluste durch Windkraftanlagen im Allgemeinen überschätzt werden und deutlich niedriger liegen als von den meisten Experten und Planern angenommen. Zusätzlich ergeben sich auf technischer Ebene Synergien, u.a. im Bereich der Mittelspannungsinfrastruktur und des Netzanschlusses.

Auf Basis der Verschattungs- und Abregelungsverluste sowie der ermittelten Einsparpotentiale findet abschließend eine grundlegende Wirtschaftlichkeitsanalyse statt, die zeigt, dass eine Anlagenkombination auf Basis einer guten Planung auch aus wirtschaftlicher Sicht schon heute attraktiv ist.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Herangehensweise	2
2	Das untersuchte Kraftwerk	3
2.1	Layout von PV-Freiflächenanlagen	3
2.1.1	Anlagenausrichtung.....	3
2.1.2	Reihenabstand, Modulneigung und Tischgröße	4
2.1.3	Wechselrichterkonzept.....	5
2.2	Layout eines Windparks.....	6
2.2.1	Das ideale Windpark-Layout.....	6
2.2.2	Das reale Windpark-Layout.....	7
2.3	Konzeption eines Referenz-Layouts	7
2.3.1	Das Referenz-Layout	8
3	Technische Aspekte einer Kombination.....	13
3.1	Eisabwurf.....	13
3.2	Regelung.....	14
3.3	Mittelspannungsinfrastruktur.....	14
3.3.1	MS-Verkabelung innerhalb der Anlage.....	14
3.3.2	Transformatoren.....	18
3.3.3	Netzanschluss.....	19
4	Verschattung.....	21
4.1	Vorgehen von PVSyst bei der Verschattungsberechnung	22
4.2	Qualitative Bewertung der Verschattungsszenarien.....	24
4.2.1	Ausrichtung der WEA sowie Rotorstellung.....	24
4.2.2	Das isolierte Layout 5-3-50	26
4.2.3	Die Einheitszelle innerhalb einer großen Anlage	32
4.3	Simulationsergebnisse.....	33
4.3.1	Isolierte Einheitszellen	33
4.3.2	Einheitszellen innerhalb einer großen Anlage.....	34

4.3.3	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse.....	35
4.3.4	Fazit	37
4.4	Validierung der PVSyst Verschattungsanalyse.....	38
4.4.1	Dynamische Verschattung	38
4.4.2	Kernschattenproblematik.....	39
4.4.3	String-Mismatch.....	44
4.4.4	Fehler durch PVSyst-Stringbetrachtung.....	49
4.5	Fazit	56
5	Energetische Betrachtung	57
5.1	Herangehensweise	57
5.2	Simulationsmethodik	58
5.2.1	Wetterdaten	58
5.2.2	Simulation in INSEL.....	61
5.3	Berechnung des Ertrags sowie des Erzeugungsprofils	65
5.3.1	Reiner Windpark.....	65
5.3.2	Reine Photovoltaikanlage	67
5.3.3	Ein kombiniertes Kraftwerk.....	70
5.4	Abregelung.....	74
5.5	Das ideale Verhältnis von PV zu Windenergie	76
5.6	Flächennutzung	79
5.7	Fazit	81
6	Ökonomische Betrachtung	83
6.1	Zusammenstellung der Systemkosten.....	83
6.1.1	Windenergie.....	83
6.1.2	Photovoltaik	84
6.2	Einfluss der Einsparungen auf den spezifischen Anlagenpreis	85
6.2.1	Kraftwerksinterne Mittelspannungskabel.....	85
6.2.2	Netzanschluss.....	87
6.2.3	Transformatoren.....	93
6.2.4	Zusammenfassung	95
6.3	Wirtschaftlichkeit des Kombikraftwerks	97

6.3.1	Berechnungsmethodik LCOE	97
6.3.2	Definition der zu untersuchenden Szenarien.....	97
6.3.3	Vergleich und Analyse der LCOE.....	99
6.4	Fazit	101
7	Zusammenfassung	103
7.1	Ausblick.....	106
Anhang		i
A3.3.1.2	Auslegung MS-Kabelsysteme	i
Abbildungsverzeichnis		iii
Literaturverzeichnis		v

1 Einleitung

1.1 Motivation

Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) [1] am 1. April 2000 haben die erneuerbaren Energien (EE) einen rasanten Zubau erfahren. Lag der Anteil der EE an der Stromerzeugung 2000 noch bei 6,6% und wurde vor allem durch die Wasserkraft (4,3%) und Windenergie (1,6%) gedeckt, stieg er bis 2012 auf 22,1% an, wobei die Windenergie und die Photovoltaik mehr als die Hälfte dieses Anteils ausmachen. Aufgrund einer jährlichen Degression der EEG-Einspeisevergütung wurden die Preise für erneuerbar erzeugten Strom erheblich gesenkt, für die Photovoltaik (PV) sank er z.B. von anfangs 50,6 ct/kWh auf 11,02 ct/kWh im April 2013.

Nach diesem mehr als zehn Jahre andauernden, starken Zubau, der in den ersten Jahren vor allem durch die Windenergie und seit 2007 zunehmend von der Photovoltaik getragen wurde, steht die Entwicklung der EE in Deutschland an einem Scheidepunkt:

Nach ihrer in den letzten Jahren rasanten Entwicklung stehen der Photovoltaik nur noch wenige nach EEG vergütungsfähige Flächen zur Verfügung, und seit September 2012 sind PV Freiflächenanlagen mit DC-Nennleistungen über 10 MWp generell nicht mehr vergütungsfähig. Darüber hinaus stoßen die Versorgungsnetze - vor allem im windreichen Norden bzw. Nordosten - regelmäßig an ihre Aufnahmegrenzen, während die gesellschaftliche Akzeptanz für eine Förderung der erneuerbaren Energien in ihrer jetzigen Form aufgrund der steigenden Strompreise abnimmt und dadurch ein kostenintensiver Netzausbau noch schwerer durchsetzbar ist. [2]

Vor diesem Hintergrund müssen einerseits die noch für eine EEG-Vergütung verfügbaren sowie die bereits erschlossenen Flächen so effizient wie möglich ausgenutzt werden. Andererseits muss auch über alternative Vermarktungskonzepte nachgedacht werden, die ohne eine garantierte Stromabnahme zu EEG-Vergütungssätzen wirtschaftlich abbildbar sind. Beiden Ansätzen ist gemein, dass die Stromgestehungskosten weiter gesenkt und vor allem die bestehende Netzinfrastruktur so gut wie möglich ausgenutzt werden müssen.

Angesichts dieser Aufgaben ist es überraschend, dass auch mehr als zehn Jahre nach Einführung des EEG und trotz des konstanten Kostendrucks auf die erneuerbaren Energien bis heute keine ernsthaften Bemühungen unternommen wurden, die einzelnen EE-Technologien – allen voran die Photovoltaik und Windenergie - auch auf Anlagenebene zusammenzuführen. Obwohl es übergeordnete Studien gibt, die nahelegen, dass diese beiden Technologien aus energetischer Sicht hochgradig komplementär sind [3], werden beide Technologien fast ausschließlich als separate Erzeugeranlagen betrachtet und erbaut.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die in diesen vorangegangenen Untersuchungen aufgezeigten, brach liegenden energetischen Synergien einer Kombination von Photovoltaik und Windkraft auf Anlagenebene für einen realen Standort zu quantifizieren und auf die bestehenden prinzipiellen Bedenken – insbesondere die Verschattungsproblematik – einzugehen. Zusätzlich wird untersucht, ob durch eine Anlagenkombination auch auf technischer Ebene Einsparungen erzielt werden können.

1.2 Herangehensweise

Am Anfang der Untersuchung steht die Findung einer geeigneten Beispielanlage, für die die Vor- und Nachteile einer Anlagenkombination untersucht werden können. Hierfür wird im folgenden Abschnitt analysiert, nach welchen Kriterien typische Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Windparks aufgebaut sind. Auf Basis dieser Betrachtung wird entschieden, ob mit einem theoretischen Anlagenlayout gearbeitet oder real existierende Anlagen untersucht werden sollen.

Nach der Findung der zu untersuchenden Anlage ist der nächste Schritt in Abschnitt 3, die technischen Rahmenbedingungen einer Kombination zu untersuchen. Hier ist vor allem interessant, ob es K.O.-Kriterien gibt, die eine Kombination technisch zu kompliziert machen. Außerdem ist zu untersuchen, welche technischen Synergien bei einer Anlagenkombination entstehen.

Die Verschattungsberechnung sowie deren Evaluierung in Abschnitt 4 ist einer der Fokuspunkte dieser Masterarbeit, da zu große Verschattungsverluste eine wirtschaftliche Umsetzung der Anlagenkombination unmöglich machen können. Da es darüber hinaus in Vorgesprächen zum Thema von unterschiedlichen Seiten viele Bedenken hinsichtlich der Verschattungssituation durch WEA gegeben hat und meist Verschattungsverluste im zweistelligen Prozentbereich erwartet wurden, müssen die Ergebnisse hier besonders sorgfältig geprüft werden.

Die Simulation des Ertrags sowie des Erzeugerprofils in Abschnitt 5 ist der zweite Fokuspunkt der Arbeit, da hier die größten Synergien zwischen beiden Techniken erwartet werden. Insbesondere die Betrachtungen hinsichtlich einer Anlagenabregelung sowie der Flächeneffizienz sind hier sehr interessant. Grundlegend ist hier die Frage zu klären, welchen Einfluss die Datengrundlage auf die Planung eines Kombikraftwerks hat.

Die abschließende Quantifizierung der Vor- und Nachteile einer Anlagenkombination findet im Rahmen einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis der Levelized Costs Of Energy (LCOE) [4] in Abschnitt 6 statt. Hier wird sich zeigen, ob eine Anlagenkombination auch den für eine Realisierung letztendliche entscheidenden Kriterien der Wirtschaftlichkeit entspricht.

2 Das untersuchte Kraftwerk

Prinzipiell gibt es für die in dieser Arbeit untersuchte Beispielanlage zwei Möglichkeiten: Einerseits können ein real existierender Windpark und eine reale PV-Freiflächenanlage kombiniert oder ein realer Windpark bzw. eine reale PV-Freiflächenanlage um die jeweils andere Technologie erweitert werden. Andererseits ist es auch möglich, eine nach sinnvollen Randbedingungen erdachte theoretische Kombianlage zu untersuchen.

Bevor jedoch in Abschnitt 2.3 entschieden wird, welche dieser Möglichkeiten vorzuziehen ist, soll analysiert werden, nach welchen Gesichtspunkten PV-Freiflächenanlagen sowie Windparks geplant und ausgelegt werden. Auf Basis dieser Analyse kann entschieden werden, welche Eigenschaften für das im Verlauf dieser Arbeit untersuchte Kombikraftwerk am wichtigsten sind.

Das Ziel dieses Kapitel ist es, ein möglichst allgemeingültiges Kombikraftwerk zu finden, so dass die Ergebnisse dieser Arbeit möglichst gut auf bestehende und zukünftige praktische Anlagen und Projekte übertragbar sind.

2.1 Layout von PV-Freiflächenanlagen

Bei der Planung und Errichtung von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland wurde im Laufe der letzten Jahre ein hohes Maß an Standardisierung erreicht. Dies hängt zum einen mit der Rationalisierung und Optimierung der Planungsprozesse zusammen. Zum anderen schafft die vor Mai 2012 jährliche und seither monatliche Absenkung des EEG-Einspeisetarifs [2] einen sehr starken finanziellen Anreiz, Anlagen so schnell wie möglich zu planen und zu errichten.

Trotz des hohen Maßes der Standardisierung gibt es während des Planungsprozesses einer PV-Freiflächenanlage verschiedene Parameter, die einen großen Einfluss auf das Layout dieser Anlagen haben. Diese Parameter sind:

- Anlagenausrichtung
- Reihenabstand
- Modulneigung
- Tischgröße
- Wechselrichterkonzept

Im Folgenden soll kurz auf die Hintergründe dieser Punkte sowie deren Einfluss auf das Anlagenlayout eingegangen werden.

2.1.1 Anlagenausrichtung

Bei der Ausrichtung einer PV-Freiflächenanlage gibt es in den meisten Fällen nur zwei sinnvolle Möglichkeiten. Fast alle Anlagen werden direkt nach Süden ausgerichtet, um einen möglichst hohen Ertrag zu erwirtschaften [5]. Alternativ können Anlagen mit einer Ost-west Ausrichtung gebaut werden. Auf diese Weise kann, abhängig von der Tischgröße, evtl. eine etwas höhere flächenspezifische Leistung realisiert werden. Außerdem wird die Erzeugerspitze, die bei südausgerichteten Anlagen mittags liegt, deutlich abgeschwächt und die erzeugte Leistung, auf einen ganzen Tag betrachtet, verstetigt [6].

Durch die Ost-west-Ausrichtung ist der spezifische Anlagenenertrag jedoch niedriger als bei einer Südausrichtung, was eine solche Ausrichtung vor allem für Eigenverbrauchsanlagen interessant macht, für die eine konstante

Energieversorgung wichtiger ist als ein möglichst hoher Ertrag und eine zu hohe Spitzenleistung sogar kontraproduktiv sein kann. Durch die höhere flächenspezifische Leistung kann eine solche Ausrichtung außerdem vorteilhaft sein, wenn nur eine begrenzte Fläche zur Verfügung steht. Dieser Effekt kann jedoch auch bei einer Südausrichtung durch größere Tischen und geringere Reihenabstände realisiert werden.

2.1.2 Reihenabstand, Modulneigung und Tischgröße

Diese drei Faktoren beeinflussen sich gegenseitig sehr stark und werden deshalb an dieser Stelle gemeinsam betrachtet. Die Kombination aller drei Parameter hat unmittelbaren Einfluss auf die flächenspezifische Leistung, und die Reihenverschattung. Somit sind diese Faktoren entscheidend bei der wirtschaftlichen Auslegung einer PV-Freiflächenanlage

Bei der Errichtung der ersten PV-(Freiflächen-)Anlagen nach Einführung des EEG lag der Fokus der gesamten Anlagenplanung darauf, einen möglichst hohen spezifischen Ertrag (kWh/kWp) bzw. eine möglichst hohe Performance-Ratio, die den Quotienten aus der erzeugten elektrischen Energie und der theoretisch aus Einstrahlung und Modulwirkungsgrad erzeugbaren elektrischen Energie darstellt, zu erreichen. Dies ist durch die Anfangs hohen Systemkosten - vor allem bedingt durch die Modulpreise - sowie die daraus abgeleitete, hohe Einspeisevergütung begründet. Darüber hinaus waren Photovoltaik-Anlagen noch keine etablierten Investitionsobjekte, was auch dazu führte, dass Banken strengere Auflagen an eine Finanzierung knüpften bzw. Projekte stärker eigenkapitalfinanziert waren und somit weniger Geld zur Verfügung stand.

Mit der stetigen Verringerung der Anlagenpreise, auf die die in Abschnitt 6.1 detaillierter eingegangen wird, sowie die zunehmende Akzeptanz von PV-Freiflächenanlagen als Geldanlage, was zu einer größeren Verfügbarkeit von Kapital und Bankkrediten führt, wird es immer attraktiver ein gewisses Maß an Verschattungs- und anderweitigen Verlusten in Kauf zu nehmen, wenn im Gegenzug die zur Verfügung stehende Fläche besser ausgenutzt werden kann.

Wie viel PV-Leistung pro Fläche installiert werden kann hängt hauptsächlich von der Modulneigung und dem Reihenabstand ab, da diese den Verschattungswinkel zwischen den Modulreihen maßgeblich beeinflussen, wie aus Abbildung 1 hervorgeht.

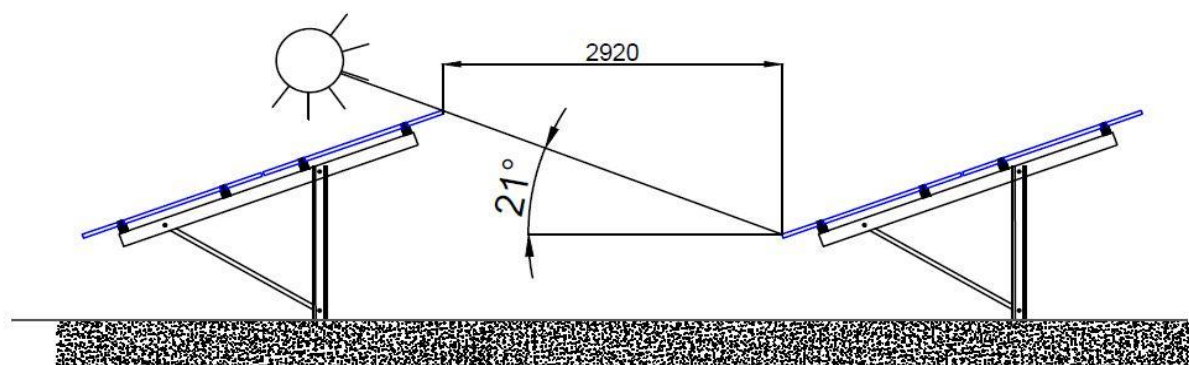


Abbildung 1: Schnittzeichnung der Modulreihen einer PV-Freiflächenanlage mit 20° Tischneigung. Aus Modulneigung und Reihenabstand resultiert der hier eingezeichnete gegenseitige Verschattungswinkel in Südausrichtung. In diesem Beispiel beträgt dieser 21°

Bei der Modulneigung ist hinsichtlich der Maximierung der Einstrahlung und somit des Energieertrags abhängig vom Breitengrad z.B. auf der Höhe Berlin ein Neigungswinkel von ca. 30° [5] zur Horizontalen ideal. Diese steilen Neigungswinkel führen jedoch bei gleichem Reihenabstand zu deutlich größeren Verschattungswinkeln. In der Praxis werden PV-Freiflächenanlagen heute üblicherweise mit Neigungswinkeln zwischen 15° und 25° gebaut. Die Festlegung des Reihenabstandes erfolgt über die Abwägung zwischen einer maximalen Flächennutzung –also einem kleinen Reihenabstand - und einem möglichst hohen spez. Ertrag – also einem großen Reihenabstand. Außerdem gibt es eine Grenze von ca. 2 m, die nicht unterschritten werden kann ohne den Bauablauf sowie spätere Wartungsarbeiten erheblich zu erschweren. Während der Reihenabstand von PV-Freiflächenanlagen früher so ausgelegt wurde, dass die Module auch am 21.12. um 12:00 Uhr Verschattungsfrei sind, was einem Verschattungswinkel von ca. 15° entspricht, hat sich dieser Wert nach allen Erfahrungen in der Solarpraxis deutlich erhöht. In einzelnen Projekten betrug der Verschattungswinkel bis zu 35° , allgemein ist ein Verschattungswinkel von 20° – 25° als Stand der Technik zu betrachten.

Bei der Tischgröße gibt es deutliche Unterschiede. Während manche Firmen mit sehr großen Tischen mit mehr als sechs übereinander liegenden Modulen arbeiten, kommen bei der Solarpraxis Tische mit zwei übereinander liegenden Modulen zum Einsatz. Dieser Faktor hat im Allgemeinen jedoch vor allem Einfluss beim Bau der Anlage und ist von Kostenbetrachtungen sowie von der Tragfähigkeit des Untergrunds abhängig. Ein Grund, der immer für große Tische spricht ist, dass die Flächennutzung bei kleinen Tischen ab einem gewissen Punkt aufgrund der im Normalfall erforderlichen mind. 2 m Reihenabstand nicht mehr weiter erhöht werden kann und eine weitere Steigerung der Flächeneffizienz so nur noch über größere Tische realisiert werden kann.

2.1.3 Wechselrichterkonzept

Beim Wechselrichterkonzept unterscheidet man zwischen zentralen und dezentralen Lösungen. Beim zentralen Konzept kommen Zentralwechselrichter mit Leistungen von normalerweise 500-1000 kVA zum Einsatz, während beim dezentralen Konzept Stringwechselrichter, meist mit einer Leistung von ca. 30 kVA verbaut werden.

Beim zentralen Konzept werden die Strings in Generatoranschlusskästen (GAK) gesammelt und über eine DC-Hauptleitung mit großem Querschnitt an den Wechselrichter angeschlossen. Der Zentralwechselrichter teilt sich normalerweise ein kleines Technikgebäude mit einem Mittelspannungstransformator, so dass der AC-Strom direkt auf 20 kV Mittelspannungsniveau angehoben werden kann. Bei größeren PV-Anlagen sind oft mehrere Wechselrichter und Transformatoren in den Technikgebäuden untergebracht um die nicht unerheblichen Baukosten zu minimieren und die Anzahl der Transformatoren klein zu halten. Zwischen diesen Wechselrichtergebäuden verläuft eine 20 kV Mittelspannungsleitung, auf der der Strom gesammelt und zur Übergabestation geleitet wird. Der Vorteil des zentralen Systems sind einerseits die im Vergleich zum dezentralen System etwas geringeren Investitionskosten und andererseits der praktische Wegfall der AC-Niederspannungsseite, da die Entfernung zwischen Wechselrichter und Trafo nur wenige Meter beträgt. Da die größten Kabelstrecken bei der im Vergleich zu 400 V Drehstrom höheren DC-Spannung zurückgelegt werden und auf Mittelspannungsniveau nur marginale Verluste auftreten, sind außerdem die Kabelverluste bei gleichem Querschnitt geringer als bei einer dezentralen Lösung.

Beim dezentralen Konzept befinden sich die Wechselrichter direkt bei den Modultischen oder in unmittelbarer Umgebung der jeweiligen Modulreihen. Der Strom wird in AC-Unterverteilungen (UV) gesammelt und über Drehstromkabel mit großem Querschnitt zu den jeweiligen Mittelspannungstransformatoren geleitet. Prinzipiell sind die

DC-Stringleitungen zwischen Modul und Wechselrichter ähnlich lang wie beim zentralen Konzept zwischen Modul und GAK. Allerdings treten zwischen Wechselrichter und UV sowie zwischen UV und Trafo aufgrund der geringen Spannung von normalerweise 400 V höhere Verluste auf. Ein Vorteil von dezentralen Systemen ist, dass man Strings mit unterschiedlichen Einstrahlungsverhältnissen, wie z.B. die jeweils unteren und oberen Reihen eines Modultischs, auf unterschiedliche MPP-Tracker schalten kann. Außerdem hat ein dezentrales System den Vorteil, dass im Fall eines Wechselrichterausfalls nur ein - im Vergleich zum zentralen System - sehr kleiner Ertragsausfall eintritt. Darüber hinaus bindet man sich im Vergleich zu Zentralwechselrichtern nicht so stark an einen bestimmten Hersteller.

Beiden Wechselrichterkonzepten gemeinsam ist, dass es dem Stand der Technik entspricht, dass Wechselrichter deutlich überbelegt werden. Das bedeutet, dass die DC-Modulleistung größer ist als die AC-Nennleistung der Wechselrichter. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass in Deutschland die STC-Bedingungen¹, für die die Modulleistung angegeben ist, sehr selten vorherrschen, so dass die DC-Nennleistung nur sehr selten erreicht wird. Durch eine Überdimensionierung der DC-Leistung können deshalb Wechselrichter eingespart werden während im Gegenzug nur ein marginaler Ertragsverlust entsteht. Üblicherweise werden Wechselrichter mit 15 bis 30% überbelegt, die DC-Modulleistung entspricht also 115 bis 130% der AC-Leistung der Wechselrichter.

2.2 *Layout eines Windparks*

Im Folgenden soll kurz darauf eingegangen werden, wie das „ideale“ Windpark-Layout aussieht und durch welche Einflüsse dieses bei realen Projekten beeinflusst wird.

2.2.1 Das ideale Windpark-Layout

Wenn äußere Gegebenheiten wie Geländebeschaffenheit, Geländegröße sowie bestehende Infrastruktur vernachlässigt werden, bleibt als Kriterium für das Layout eines Windparks einzig die gegenseitige „Verschattung“ von WEA. Dieser Effekt entsteht dadurch, dass WEA dem Wind einerseits Energie entziehen, d.h. ihn abbremsen, andererseits aber auch Turbulenzen induzieren. Diese Turbulenzen breiten sich vergleichbar mit der Kielwelle eines Motorboots trichterförmig hinter der jeweiligen WEA aus.

Dieser negative Effekt von WEA auf die in Windrichtung hinter ihnen stehenden Anlagen wirkt sich auch noch in großen Entfernungen aus, während die Beeinflussung zwischen in Windrichtung senkrecht nebeneinander angeordneten Anlagen deutlich geringer ausfällt und mit der Entfernung deutlich schneller abnimmt. Der Grad der gegenseitigen Beeinflussung der WEA in einem Windpark wird über den Feldwirkungsgrad ausgedrückt.

Somit sind für das Layout eines „idealen“ Windparks, wie in Abbildung 2 gezeigt, einerseits die Hauptwindrichtung am Standort, nach der der gesamte Park ausgerichtet wird, sowie die Abstände der WEA in Haupt- und senkrecht zur Hauptwindrichtung d_1 und d_2 entscheidend.

¹ STC: Standard Test Conditions: Einstrahlung auf Modulebene 1000 W/m²; 25 °C Modultemperatur; Air Mass Index 1,5 [58]

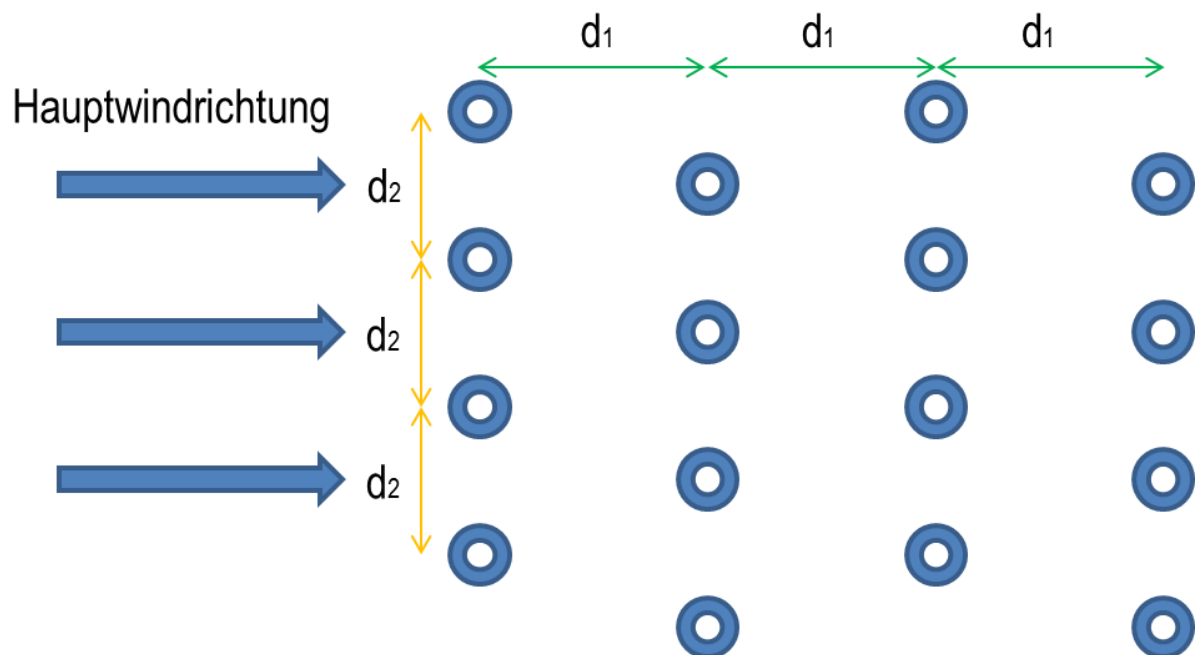


Abbildung 2: Idealisiertes Windparklayout mit den Abständen in Hauptwindrichtung d_1 und senkrecht zur Hauptwindrichtung d_2 .

Diese Abstände werden nach technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten gewählt. In der Praxis haben sich Abstände bewährt, die zu Feldwirkungsgraden zwischen 80%-90% führen. Dabei liegen der Abstand in Hauptwindrichtung d_1 zwischen 5 und 10 Rotordurchmessern und der Abstand senkrecht zur Hauptwindrichtung d_2 zwischen 3 und 5 Rotordurchmessern. [7] [8] [9]

2.2.2 Das reale Windpark-Layout

Im Vergleich mit PV-Freiflächenanlagen ist die Erstellung von Windpark-Layouts weniger einheitlich und wird stärker von Faktoren wie Geländeunebenheiten, Bewuchs, Bebauung und bestehende Infrastruktur beeinflusst. Die Gründe hierfür sind, dass die Windverhältnisse sehr stark vom umliegenden Gelände abhängen. Durch Bebauung oder Bewuchs entstehen sehr schnell Turbulenzen, die den Ertrag von WEA stark mindern können. Außerdem müssen für den Aufbau der Anlagen aufgrund des hohen Gewichts sowie der Größe der Komponenten ausreichend tragfähige Baustraßen errichtet werden, die im Vergleich mit den für PV-Anlagen erforderlichen Wegen deutlich teurer sind. Somit kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, WEA abweichend vom idealen Windpark-Layout näher an bestehenden Wegen und Straßen zu platzieren. Außerdem gelten verschiedene Regeln hinsichtlich des Abstands der WEA zur Grundstücksgrenze sowie nahegelegener Wohnbebauung. Durch diese Einflüsse entstehen reale Windpark-Layouts, die teilweise deutlich von der theoretisch idealen Anordnung abweichen. [8] [7]

2.3 Konzeption eines Referenz-Layouts

Die erste Prinzipielle Entscheidung bei der Erstellung eines Referenz-Layouts ist wie eingangs erwähnt, ob reale Anlagen kombiniert werden sollen, oder ob ein theoretisches Layout basierend auf den vorangegangenen Kriterien sinnvoller ist.

Während der direkte Praxisbezug für eine Untersuchung von real existierenden Anlagen spricht, sind die Ergebnisse einer solchen Untersuchung unter Umständen schwer auf andere Anlagen übertragbar bzw. zu verallgemeinern.

meinern. Dies liegt vor allem daran, dass Windparks in der Realität teilweise deutlich vom idealen Layout abweichen. In der Konsequenz müssen bei der Untersuchung real existierender Anlagen mehrere Layouts miteinander verglichen werden. Hier besteht die Befürchtung, dass die speziellen Gegebenheiten einzelner Anlagen einen zu großen Einfluss auf das Endergebnis haben und so eine allgemeine Aussage am Ende der Untersuchung erschweren.

Als Konsequenz aus dieser Abwägung wird die Entscheidung getroffen, ein theoretisches, möglichst allgemeingültiges Szenario zu erstellen. Es ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse aus diesem Szenario allgemeingültige Aussagekraft besitzen, soweit bei der Erstellung der Referenz-Layouts die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen, wichtigsten Faktoren für die Anlagenplanung beachtet werden.

Ein weiterer, wichtiger Faktor für die Layouterstellung ist die Region bzw. die geographischen und meteorologischen Gegebenheiten am Anlagenstandort. Vor dem Hintergrund, dass im Rahmen dieser Arbeit insbesondere große Anlagen mit Leistungen bis in den dreistelligen Megawattbereich untersucht werden sollen, kommt für Deutschland vor allem der Nordosten in Frage, wo bereits viele größere Windparks errichtet sind. Gerade in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern stehen die Flächen zur Verfügung, die benötigt werden, um Kraftwerke aus jenseits der 100 MW Grenze errichten zu können. [10]

2.3.1 Das Referenz-Layout

Der erste Schritt bei der Erstellung des Referenz-Layouts ist die Wahl und Auslegung der Einzelanlagen.

Für den Windpark fällt die Wahl auf die Enercon E-82 mit 98 m Nabenhöhe. Diese WEA hat den Vorteil, dass zwei Ausführungen mit 2,35 sowie 3 MW Nennleistung verfügbar sind. Während die 3 MW-Anlage für Starkwindstandorte der Klasse IA ausgelegt ist, ist die kleinere Ausführung sehr gut für Binnenlandstandorte mit schlechten Windverhältnissen geeignet. [11] Auf die Photovoltaikanlage hat die Leistungsklasse der WEA jedoch keine Auswirkung bzgl. Platzbedarf oder Verschattung, da die Außenmaße beider Typen gleich sind. Außerdem unterscheiden sich diese nicht signifikant von gängigen WEA anderer Hersteller wie z.B. der Vestas V80 und V90 [12] oder der Repower MM82 [13]. Auch die Nabenhöhe von 98 m deckt sich mit dem Angebot anderer Hersteller, die im Gegensatz zu Enercon oft keine höheren Türme anbieten. Aufgrund der in Abschnitt 5 ausgeführten Standortbedingungen wird für die WEA die Leistungsklasse mit 2,3 MW ausgewählt.

In Bezug auf die Photovoltaik fällt die Wahl für das Referenz-Layout auf eine möglichst gewöhnliche Auslegung. Als Module werden Modelle aus der im Moment verbreiteten 230-250 Wp-Klasse gewählt. Für die Ermittlung der Anlagenleistung wird mit einer Leistung von 240 Wp gerechnet.

Die Module werden in Strings der Länge 22 Module verschaltet und mit einer Neigung von 20° auf Tische installiert, auf denen jeweils 11 Module nebeneinander und zwei Modulreihen übereinander Platz finden. Diese Tischgröße wurde gewählt, da hier aus Projekten in der Solarpraxis direkte Praxiserfahrungen vorliegen. Der Reihenabstand wird mit ca. 2,9 m konservativ gewählt. Dieser Reihenabstand führt bei den gewählten Tischen und Neigungswinkel zu einem Reihenverschattungswinkel von 21° in Südrichtung (Vgl. Abbildung 1). Für die Simulation wird ein zentrales Wechselrichterkonzept mit dem Wechselrichter Xandrex GTE 630 [14] mit einer AC-Leistung von 675 kVA gewählt, da hier praktische Erfahrungen aus der Solarpraxis bestehen. Der Wechselrichter wird mit 24% überbelegt, also kommen auf jeden Wechselrichter ca. 840 kW Modulleistung.

2.3.1.1 Erstellung des Referenz-Layouts

Als Grundlage für das Layout dient der in Abschnitt 2.2.1 beschriebene „ideale“ Windpark. Hier gilt es, einen möglichst repräsentativen Flächenausschnitt zu wählen, sowie die Abstände zwischen den WEA und den Abstand zwischen WEA und Photovoltaik zu definieren. Um die Ergebnisse der Untersuchung auch auf große Anlagen übertragen zu können, soll das Referenz-Layout so gewählt werden, dass es sich an allen Seiten unendlich aneinanderreihen lässt und so ein beliebig großes Kombikraftwerk erstellt werden kann. Diese Überlegung führt zu dem in Abbildung 3 rot dargestellten Ausschnitt des Windparklayouts.

Der Ausschnitt beinhaltet fünf WEA, wobei die beiden äußeren, die direkt auf der Grenze liegen bei der Leistungssimulation nur mit der halben Leistung einfließen dürfen, da sie im Falle einer Aneinanderreihung mehrerer dieser Zellen in jeweils zwei Zellen stehen.

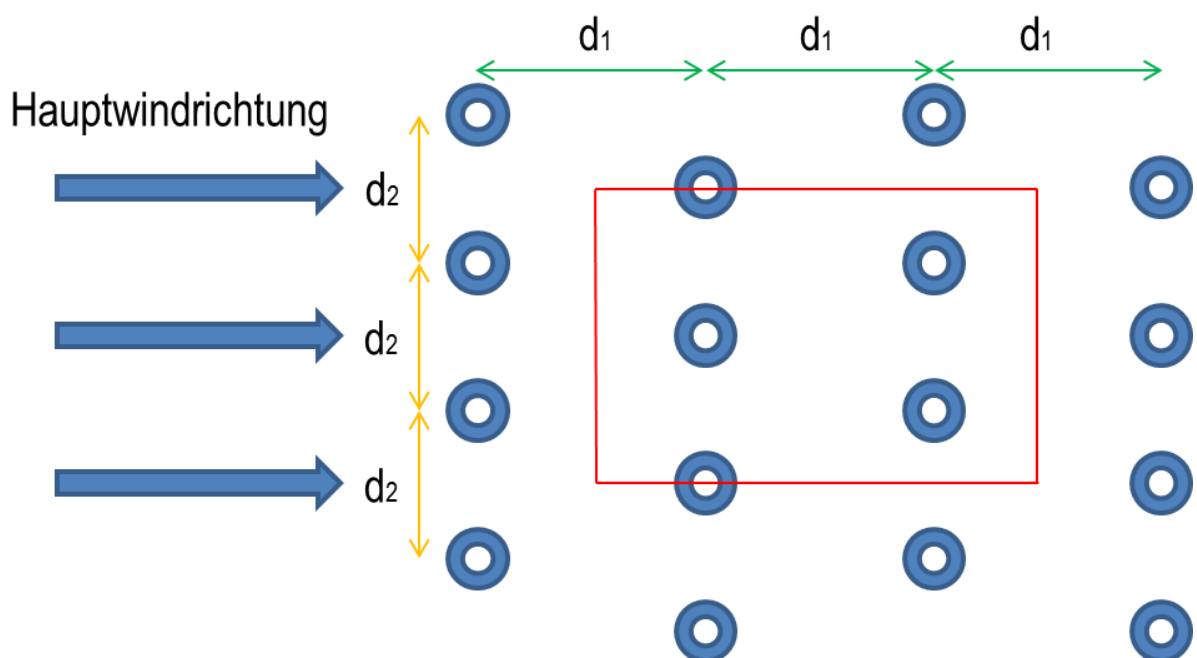


Abbildung 3: Layout eines idealisierten Windparks. Rot dargestellt ist der Ausschnitt, der im Rahmen dieser Arbeit untersucht wird.

Wie bereits in Abschnitt 2.2 ausgeführt, kann man keine pauschale Aussage darüber treffen, wie groß die Abstände zwischen den einzelnen WEA in realen Windparks sind, da dies von diversen Faktoren abhängt. Um im Rahmen dieser Arbeit trotzdem zu einem aussagekräftigen Ergebnis zu kommen, das sich auf ein möglichst breites Spektrum realer Windparks übertragen lässt, ist die Untersuchung von Anlagen mit verschiedenen Abstandskonfigurationen sinnvoll. Dieses Vorgehen hat in Kombination mit dem gewählten Ausschnitt des „idealen“ Windparks außerdem den Vorteil, dass die Leistung der WEA für alle untersuchten Einheitszellen konstant ist. Somit fällt eine Untersuchung des Einflusses des Verhältnisses von Windkraft zu Photovoltaik auf die energetische Performance eines Kombikraftwerks leicht.

Im ersten Schritt betragen die Abstände in Hauptwindrichtung d_1 den fünf-, sieben- und neunfachen Rotordurchmesser, während der Abstand senkrecht zur Hauptwindrichtung d_2 den drei- bzw. fünffachen Rotordurchmesser beträgt. Der Mindestabstand zwischen WEA und Photovoltaik d_3 wird auf 50 m festgesetzt, damit die von den Windkraftanlagenherstellern vorgeschriebene Wartungsfläche problemlos platzier- und erreichbar ist. Dieser

Abstand soll in einer weiteren Simulationsreihe für einige ausgewählte Anlagenkonfigurationen auf 100 m erhöht werden, um die Auswirkung auf die Verschattung zu untersuchen. Um den Einfluss der Hauptwindrichtung auf die Eigenschaften einer Kombianlage abschätzen zu können, werden die Abstandskombinationen jeweils mit Süd- und Westausrichtung untersucht.

Die resultierenden Varianten sind in Tabelle 1 dargestellt und werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit (Referenz)- Layouts bzw. Einheitszellen genannt. Um eine möglichst eindeutige Unterscheidung zwischen den einzelnen Layouts zu ermöglichen, wird folgende Nomenklatur eingeführt: d1-d2-d3-Hauptwindrichtung, wobei d1 und d2 in Vielfachen des Rotordurchmessers angegeben werden. Tabelle 1 gibt eine Übersicht aller untersuchten Layouts.

Tabelle 1: Die aus der Variation der Abstände zwischen den WEA – angegeben in Vielfachen des Rotordurchmessers - sowie der PV und WEA entstehenden Referenz-Anlagenlayouts. Die Wind-Leistung beträgt in allen Layouts 9,4 MW bestehend aus 4 Enercon E82-2,3MW. Die WEA haben eine Nennleistung von 2,35 MW.

Abstand d1	Abstand d2	Abstand d3 in m	Hauptwindrichtung	PV DC-Leistung in MWp	PV AC-Leistung in MVA	Leistungsverhältnis PV/Wind
5	3	50	süd	25.2	21.6.	2.3
			west	26.0	21.6.	2.3
		100	süd	17.4	14.2	1.5
7	3	50	süd	36.3	29.7	3.1
			west	36.3	29.7	3.1
		100	süd	28.5	23.0	2.4
7	5	50	süd	61.8	50.6	5.4
			west	65.2	51.0	5.4
9	5	50	süd	85.7	70.2	7.5
			west	85.8	70.2	7.5
		100	süd	77.2	62.8	6.5

Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, unterscheiden sich Flächenbedarf, Leistung sowie das Verhältnis zwischen Windenergie und PV in den einzelnen Varianten erheblich. Es fällt außerdem auf, dass die Leistung der Photovoltaik stets deutlich größer ist, als die Windkraftleistung. Die flächenspezifische Leistungsdichte abhängig vom Layout ist in Diagramm 1 dargestellt.

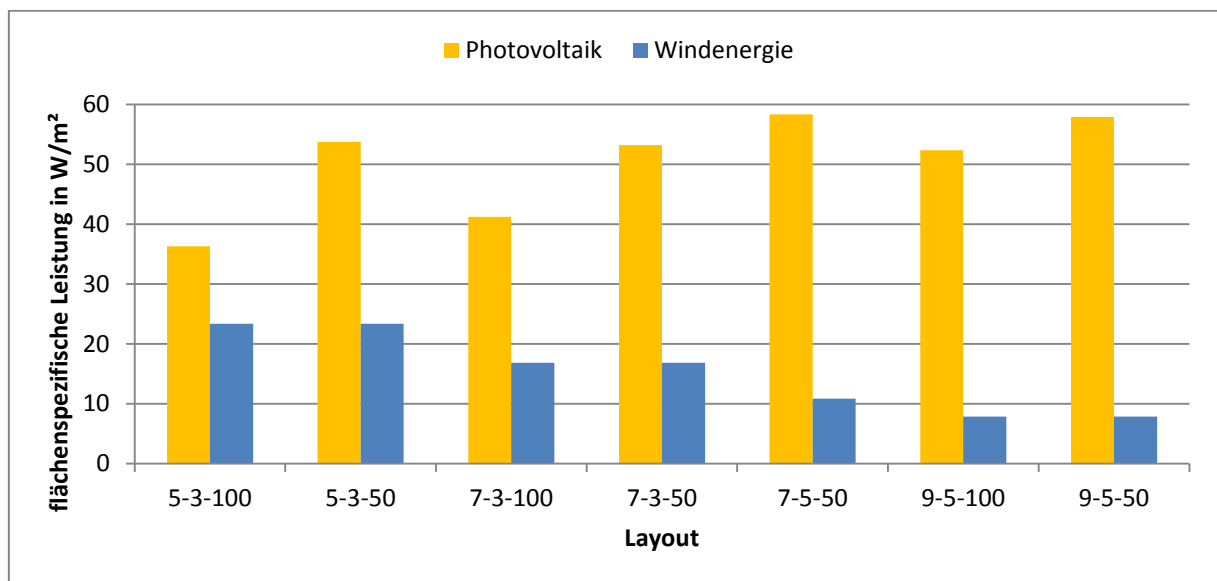


Diagramm 1: Gegenüberstellung der flächenspezifischen AC-Nennleistungen der Photovoltaik und Windenergie für die einzelnen Layouts.

Durch die verschiedenen Abstände zwischen den WEA sowie die sehr standartmäßig ausgelegten Photovoltaikanlage ist zu erwarten, dass die Ergebnisse der Untersuchungen auf verschiedene Windpark-Layouts übertragbar sind.

3 Technische Aspekte einer Kombination

Während es bei einer Anlagenkombination eine Vielzahl von Details zu berücksichtigen gilt, können diese im Rahmen dieser Arbeit nicht umfassend erfasst und bearbeitet werden. Deshalb sollen hier die drei wichtigsten technischen Aspekte einer Kombination, die bei jeder Anlage auftreten werden, behandelt werden. Hierbei handelt es sich zum einen um den Eisabwurf, ein Problem, das in den Vorgesprächen zu dieser Arbeit immer wieder eine Rolle spielte. Ein weiterer, sehr wichtiger Aspekt – insbesondere hinsichtlich einer möglichen Anlagenabregelung – ist die Regelung des Kombikraftwerks. Der letzte Punkt ist die Mittelspannungsinfrastruktur sowie der Netzanschluss. In diesen Bereichen werden aus technischer wie wirtschaftlicher Sicht die größten Synergieeffekte und Einsparungen erwartet.

Zu den in dieser Arbeit nicht behandelten Punkten gehört z.B. wie die Frage wie sich eine Anlagenkombination auf die Störpegel auswirkt aber auch mögliche Synergien wie die Blindleistungsbereitstellung für die WEA durch die PV-Wechselrichter.

3.1 Eisabwurf

Bei kalten Temperaturen und gleichzeitigem Nebel bzw. hoher Luftfeuchtigkeit auf Höhe der Rotorblätter kann es insbesondere während Stillstandszeiten der WEA zu Eisbildung kommen. Läuft die WEA wieder an, kann es dazu kommen, dass sich Eis aufgrund der hohen Geschwindigkeit und den damit verbundenen Fliehkräften bzw. aufgrund steigender Temperaturen von den Blättern löst und über größere Entfernungen geschleudert wird [15] [16].

Dieser Effekt muss bei der Planung von WEA berücksichtigt werden und es muss Sorge getragen werden, dass abgeworfenes Eis keine Menschen treffen kann, bzw. die Verkehrssicherheit auf nahegelegenen Straßen nicht gefährdet. Bei einer Kombination zwischen Windenergie und Photovoltaik kommt zu diesen Punkten hinzu, dass beim Abwurf größerer Eisbrocken die Gefahr besteht, dass diese die umliegenden Module beschädigen können. Somit gilt es zu klären, wie diese Gefahr vermieden werden kann.

Prinzipiell ist festzuhalten, dass die Möglichkeit der Eisbildung an den Rotorblättern der WEA sehr stark Standortabhängig ist und nicht in allen Regionen auftritt. Somit sollte dieser Faktor bei der Planung einer solchen Anlage von Anfang an berücksichtigt werden.

Da inzwischen viele WEA in Gebieten stehen, wo mit Fußgängern, Wanderern oder in unmittelbarer Umgebung vorbeifahrenden Autos zu rechnen ist, sind entsprechende technische Lösungen entwickelt worden, um den Eisabwurf zu Verhindern. So können die Rotorblätter, wenn die eingangs angesprochenen Wetterverhältnisse vorherrschen, vor dem Anlaufen geheizt werden, so dass das Eis im Stillstand abfällt und somit nicht über größere Entfernungen geworfen wird.

Eine andere Technik löst das Problem, indem während des Betriebs bzw. des Anlaufens der WEA die Eigenfrequenz der Rotorblätter gemessen wird. Da sich durch den Eisansatz das Gewicht und somit auch die Eigenfrequenz der Rotorblätter verändert, kann drohender Eisabwurf auf diese Weise sehr gut erkannt werden. Im Fall der Gefahr von Eisabwurf bleibt die WEA so lange im Stillstand, bis sich das Eis vom Rotor gelöst hat [17].

Beide Techniken haben einen negativen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage, sind jedoch Stand der Technik und sind wirtschaftlich sehr gut abbildbar. Somit kann zusammengefasst werden, dass Eisabwurf in Einzelfäl-

len abhängig von der Region zwar ein Problem darstellen kann, es jedoch technisch ausgereifte Lösungen für dieses Problem gibt.

3.2 Regelung

Bei einem Zusammenschluss zu einem integrierten Kraftwerk wird für PV und Windkraft eine übergeordnete Regelungseinheit, eine sogenannte Master Control Unit (MCU) benötigt, die verschiedene Aufgaben zu erfüllen hat.

Wie in Abschnitt 5 festgestellt wird, benötigen Kombikraftwerke aufgrund der sehr geringen Gleichzeitigkeit beider Energieformen einen im Vergleich zur addierten Nennleistung beider Teilanlagen deutlich kleiner dimensionierten Netzanschlusspunkt. So kann unter bestimmten Umständen z.B. eine Anschlussleistung von ca. 20 MVA für das Layout 5-3-50 mit einer Nennleistung von 31 MW ausreichen. In diesem Fall muss jedoch sichergestellt werden, dass in den wenigen Fällen mit gleichzeitiger, starker Auslastung beider Energieformen diese Anschlussleistung nicht überschritten wird. Da sowohl PV als auch WEA auch in herkömmlichen Anlagen über eine Leistungsreduzierung verfügen müssen [1], ist diese Abregelung auch in einer Kombianlage technisch ohne weiteres möglich. Hier ist jedoch eine MCU erforderlich, die die Abregelung beider Anlagen koordiniert.

Auch andere Netzstabilisierende Aktionen wie z.B. Wirkleistungsreduzierung oder Blindleistungsbereitstellungen, zu denen sowohl PV- als auch Windkraft technisch in der Lage sind, müssen über eine MCU koordiniert werden.

Der Aufwand und die Kosten für eine solche MCU sind sehr schwer abzuschätzen, und hängen maßgeblich von den eingesetzten Komponenten und der Kooperationsbereitschaft aller beteiligten Hersteller zusammen, so dass die Details im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden können.

Von der Firma Enercon z.B. liegt die Aussage vor, dass eine einheitliche Anlagenregelung bei Benutzung von Enercon-WEA und -PV-Wechselrichtern sowohl technisch als auch finanziell sehr gut abbildbar sind.

3.3 Mittelspannungsinfrastruktur

Die möglichen Einsparungen im Bereich der Mittelspannungsinfrastruktur beziehen sich auf vier die Teilbereiche

- Mittelspannungs (MS)-Verkabelung innerhalb der Anlage
- Transformatoren
- Übergabestation
- Leitung zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt

Die im Folgenden hinsichtlich einer Kombination von PV und Windenergie untersucht werden.

3.3.1 MS-Verkabelung innerhalb der Anlage

Aufgrund der hohen Leistungen, die in modernen WEA erzeugt werden, befinden sich direkt in oder in unmittelbarer Umgebung der WEA Mittelspannungstransformatoren, die den Strom auf 20 kV-Mittelspannungsniveau anheben. Innerhalb eines Windparks wird die erzeugte Energie über ein Mittelspannungsnetz gesammelt und zum Übergabepunkt geleitet. Theoretisch werden die Kabeltrassen hier so gewählt, dass so wenig Kabel wie möglich

benötigt wird, in der Praxis entscheiden jedoch auch externe Faktoren wie z.B. bestehende Wege darüber, wie die MS-Sammelleitung verlegt wird.

Dieses Prinzip findet auch in größeren PV-Freiflächenanlagen Anwendung, wo mehrere Trafostationen – meistens mit Leistungen zwischen 500 und 1600 kVA - über die Anlage verteilt und über ein Mittelspannungsnetz mit der Übergabestation bzw. dem Umspannwerk verbunden sind.

In einer kombinierten Anlage ist prinzipiell zu erwarten, dass hier Einsparungen zu erzielen sind. Es muss jedoch unterschieden werden, ob man eine Anlage betrachtet, die den Strom gemäß einer (EEG-)Einspeisevergütung mit unterschiedlichen Einspeisetarifen für PV- und Windstrom einspeist oder ob der Strom direkt vermarktet wird bzw. es einen einheitlichen Vergütungssatz gibt.

Im Fall von verschiedenen Einspeisetarifen können nur die Kabeltrassen innerhalb des Parks gemeinsam genutzt werden, die MS-Netze für PV und Windkraft müssen jedoch getrennt bleiben. Hier ist zu erwarten, dass die Einsparungen sehr gering sind, da sich die Kabeltrassen durch die zusätzlichen MS-Systeme und die damit verbundenen Abständen zwischen den Kabelsystemen verbreitern und damit verteuern.

Im Falle von Direktvermarktung bzw. eines einheitlichen Einspeisetarifs können die Kosten für das parkinterne MS-Netz jedoch erheblich reduziert werden, indem man PV- und Windstrom über dieselben Kabel sammelt. Hierbei ist die Photovoltaikseite aufgrund der in allen untersuchten Layouts erheblich höheren Nennleistung maßgeblich für Querschnitt und Anzahl der benötigten MS-Kabelsysteme.

Wie hoch die zu erwartenden Einsparungen ausfallen, soll im Folgenden anhand des kleinsten bzw. größten Layouts 5-3-50 bzw. 9-5-50 innerhalb von zwei Szenarien untersucht werden.

Erstens soll das Einsparpotential anhand einer Anlage auf Basis des aktuellen EEG untersucht werden. Hierfür muss die erzeugte Energie bis zum Zähler in der Übergabestation getrennt bleiben, um eine individuelle Abrechnung zu gewährleisten. Zweitens soll das Einsparpotential für eine Anlage untersucht werden, deren erzeugte Energie direkt vermarktet wird, der Strom aus PV- und WEA also „vermischt“ werden kann. Hier soll auch die Auswirkung einer Leistungsabregelung auf die Kabelkosten untersucht werden.

In Abbildung 4 sind die Mittelspannungsleitungen in das Layout 5-3-50-süd bzw. 9-5-50-süd sowohl für die Version mit als auch ohne PV eingezeichnet. Ohne Photovoltaik werden die WEA eines Windparks mit möglichst geringem Kabeleinsatz durch eine MS-Sammelleitung miteinander verbunden. Die Querschnitte der eingesetzten MS-Systeme werden anhand der angestrebten maximalen Verluste festgesetzt. In dieser Untersuchung wird der Querschnitt so gewählt, dass ein Spannungsabfall von maximal ca. 0,5 %/km erreicht wird. In der Praxis muss dieser Wert anhand einer Kosten-Nutzen Rechnung bestimmt werden.

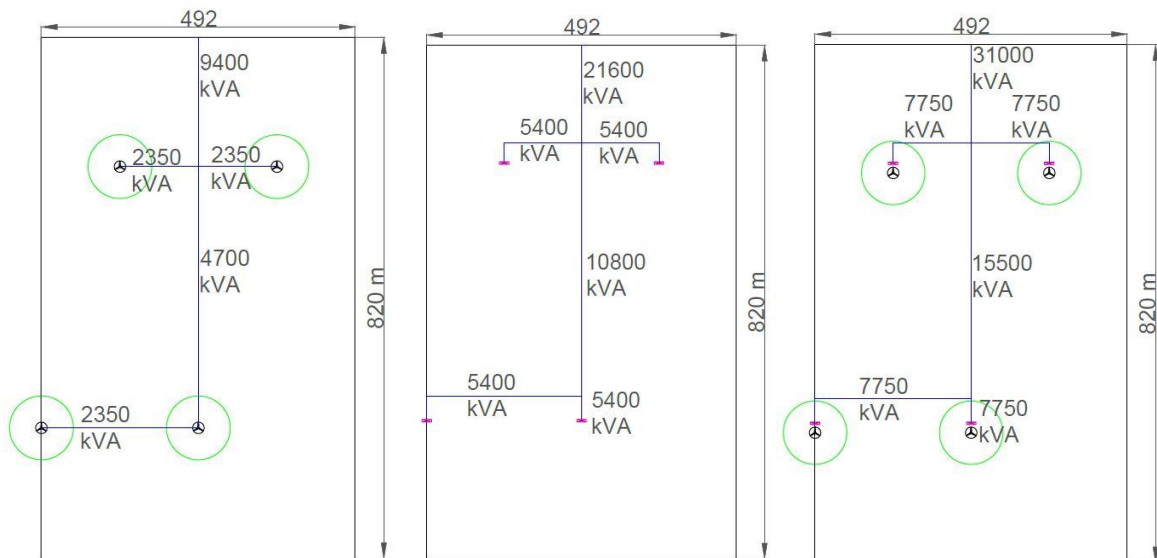


Abbildung 4: Mittelspannungsleitungen (blau) sowie deren Belastung bei Nennleistung für einen reinen Windpark, eine reine PV-Freiflächenanlage und das Kombikraftwerk

3.3.1.1 EEG-Einspeisung

Im Fall einer EEG-Einspeisung der Anlage und der daraus resultierenden strikten Trennung von Wind- und PV-Strom können die MS-Systeme nicht kombiniert werden. Somit entstehen bzgl. der Kabel keine Synergieeffekte.

Die einzigen Einsparmöglichkeiten bestehen im Bereich der Kabeltrassen, da die MS-Systeme von Wind und PV in die gleichen Trassen verlegt werden können. Die Gesamtlänge der MS-Trassen für das Layout 5-3-50-süd beläuft sich auf ca. 1200 m. Da im Layout 9-5-50-süd aufgrund der großen PV-Leistung zusätzliche Transformator-Stationen abseits der WEA errichtet werden müssen, unterscheiden sich die Längen der Mittelspannungskabel für PV und Wind. Während ca. 3200 m MS-Kabel für die Photovoltaik benötigt werden, beträgt diese Länge und somit die Länge der kombinierbaren MS-Trassen für die Windkraft 2000 m.

Insgesamt sind die Einsparungen in diesem Bereich überaus gering, da zwar die Kosten der Trassen geteilt werden können, diese jedoch auch breiter gebaut werden müssen und die Gesamtlänge durch eine Kombination noch zunimmt.

3.3.1.2 Anlagen mit einheitlichen Vergütungssätzen bzw. Direktvermarktung

Wenn der Strom aus PV und Wind über dieselbe Mittelspannungsleitung transportiert werden kann, gibt es verschiedene Synergieeffekte. Bei einer Auslegung des Spannungsabfalls auf die kombinierte Nennleistung muss zwar der Querschnitt des Kabelsystems erhöht werden, allerdings ist das billiger als zwei separate Kabelsysteme. Eine genaue Betrachtung der Kostenersparnisse durch das Zusammenlegen von Mittelspannungskabeln findet in Abschnitt 6.2.1 statt.

Bei einer zusätzlichen Abregelung der Gesamtanlagenleistung, z.B. auf die PV-AC-Nennleistung, kann u.U. auf eine Erhöhung des Kabelquerschnitts bei einer Zusammenlegung verzichtet werden. Da die Trafostationen der PV-Anlage direkt neben den WEA platziert werden, entfällt die gesamte Mittelspannungsverkabelung für die WEA.

Beispiel: Tabelle 2 zeigt einen Ausschnitt aus der Dimensionierungstabelle der Mittelspannungs-Kabelsysteme, die im Anhang A3.3.1.2 zu finden ist. Sie zeigt, dass bei der mittelspannungsseitigen Kombination einer PV-

Station und einer WEA statt zwei Kabelsystemen mit 95 mm² bzw. 150 mm² ein Kabelsystem mit einem Querschnitt von 240 mm² ausreichend ist. Bei einer zusätzlichen Abregelung auf PV-AC-Nennleistung wäre ein Kabelsystem mit 150 mm² ausreichend.

Tabelle 2: Auszug aus der Dimensionierungstabelle der Mittelspannungskabel aus Anhang.

Anzahl WEA	Anzahl PV	Nennleistung in kVA	Anzahl Kabelsysteme	Querschnitt in mm ²	Spannungsabfall in %/km
1	0	2350	1	95	0.36%
0	1	5400	1	150	0.44%
1	1	7750	1	240	0.45%

In beiden Fällen kann auch die Mittelspannungstrasse aufgrund der reduzierten Anzahl der Kabelsysteme kleiner dimensioniert werden, was zusätzliche, kleine Einsparungen bringt.

3.3.1.3 Beispielrechnung für das Layout 5-3-50-süd

In Abbildung 4 sind die Mittelspannungslayouts für einen reinen Windpark, eine reine PV-Anlage und ein Kombikraftwerk mit dem Layout 5-3-50-süd abgebildet. Bei allen Beispielrechnungen wird davon ausgegangen, dass die Übergabestation bzw. das Umspannwerk nördlich der Einheitszelle liegt. Anhand dieses Beispiels sollen exemplarisch die konkreten Mittelspannungs-Leitungslängen bestimmt werden, die die Basis für einen wirtschaftlichen Vergleich in Abschnitt 6.2.1 bilden.

Bei ausschließlicher Nutzung für die Windkraft können die einzelnen WEA direkt in Luftlinie miteinander verbunden werden. In Abbildung 4 sind die Nennleistungen der einzelnen Abschnitte der MS-Sammelleitung eingezeichnet. Die daraus resultierenden Leitungslängen sowie deren Querschnitte - basierend auf der Verlustberechnung bei Nennleistung - sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: MS-Leitungslängen und Querschnitte in einem reinen Windpark und einer reinen PV-Freiflächenanlage mit dem Layout 5-3-50-süd.

Windpark			PV-Anlage		
Nennleistung auf MS-System in kVA	Querschnitt in mm ²	Länge in m	Nennleistung auf MS-System in kVA	Querschnitt in mm ²	Länge in m
2350	95	246	5400	150	285
		123			155
		123			155
4700	150	410			40
9400	300	202	10800	300	405
			21600	2x300	155

Wie in Abbildung 4 dargestellt, ändert sich der Verlauf der Mittelspannungsleitung bei einer reinen PV-Freiflächenanlage, da in den Modulreihen keine Kabeltrassen gebaut werden sollten. Daraus resultieren die in Tabelle 3 aufgeführten Längen und Querschnitte für das Layout 5-3-50-süd im Falle einer ausschließlichen PV-Nutzung.

Bei einer Kombination beider Kraftwerkstypen, wie in Abbildung 4 dargestellt, Verlaufen die MS-Leitungen der WEA in denselben Kabeltrassen wie die PV-MS-Systeme. Dadurch ändern sich die Leitungslängen auch bei getrennten Kabeln leicht. Eine Bündelung der erzeugten Energie in einer Mittelspannungsleitung führt zu den in

Tabelle 4 aufgeführten Querschnitten, die Längen bleiben im Vergleich mit der reinen PV-Anlage quasi gleich. Es zeigt sich, dass die Anzahl der Leitungen durch die Zusammenführung der WEA und der PV Stationen zu einem 240 mm² MS-System statt der beiden 95 mm² bzw. 150 mm² Leitungen bei getrennter Leitungsführung, um vier verringert werden kann. Aufgrund der großen Leistungen kann die Anzahl der Leitungen mit 15500 bzw. 31000 kVA im Vergleich mit den Einzellayouts nicht verringert werden.

Tabelle 4: Nennleistung und die Resultierenden Querschnitte von Mittelspannungsleitungen bei einer Kombination von Wind und PV im Layout 5-3-50-süd ohne Abregelung.

Nennleistung der MS-Systeme in kVA	Querschnitt in mm ²	Länge in m
7750	240	285
		155
		155
		40
15500	2x240	405
31000	3x300	155

Am wirkungsvollsten bzgl. Kabeleinsparung ist die Abregelung der Gesamtkraftwerksleistung, z.B. auf die PV-AC-Nennleistung. In diesem Fall können alle Leitungen ebenfalls auf die PV-AC-Nennleistung dimensioniert werden. Somit würden alle Mittelspannungskabel der WEA eingespart.

Dieses Ergebnis ist auch auf die größeren Layouts übertragbar. Allerdings ist hier zu beachten, dass es aufgrund der großen PV-Leistung nicht ausreicht, PV-Trafostationen nur bei den WEA zu bauen, da die Leitungsverluste auf der Niederspannungsseite aufgrund der großen Entfernungen zu hoch werden. Durch die Errichtung zusätzlicher Trafostationen werden zusätzliche MS-Trassen erforderlich und die Länge der für die PV erforderlichen MS-Leitungen erhöht sich mit größeren Layouts stärker als bei der Windkraft. Somit kann bei größeren Layouts im Idealfall zwar ebenfalls die kompletten kraftwerksinternen MS-Leitungen für die Windkraft eingespart werden, die dadurch gewonnene relative Ersparnis verringert sich jedoch aufgrund des größeren Anteils der PV-MS-Infrastruktur.

3.3.2 Transformatoren

Mit möglichen Einsparungen im Bereich der Transformatoren verhält es sich ähnlich wie mit Einsparungen beim anlageninternen Mittelspannungsnetz. Bei einer Anlage mit unterschiedlichen Einspeisetarifen sind hier Einsparungen höchstens durch die Zusammenlegung von Transformatorstationen und den damit verbundenen Einsparungen bei den Baukosten möglich. Dies hängt aber auch von den eingesetzten WEA ab, da z.B. bei den für diese Untersuchung angenommenen Windmühlen von Enercon der Transformator direkt im Turm installiert ist und so keine separaten Aufstellungskosten anfallen.

Im Falle eines einheitlichen Tarifs bzw. einer Direktvermarktung ist es jedoch aufgrund der sehr geringen Gleichzeitigkeit von PV und Windkraft theoretisch möglich, Transformatoren einzusparen. Diese Einsparungen setzen eine Dimensionierung der Netzanschlussleitung voraus, die unter der Nennleistung des Kombikraftwerks liegt. In diesem Fall ist eine Anpassung der Transformatorleistung u.U. sinnvoll.

Die praktische Ausführung ist wiederum stark von der Größe des Kombikraftwerks abhängig. Abhängig von den Entfernungen zwischen den WEA können direkt neben diesen zentrale Trafostationen errichtet werden, die den Strom von PV- und Windkraft auf 20 kV anheben. Wichtig hierbei ist sicherzustellen, dass die Nennleistung der eingesetzten Transformatoren nicht überschritten wird, was eine umfassende Anlagenregelung voraussetzt.

Für Anlagen, die aufgrund ihrer Größe an das Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz angeschlossen werden müssen, gilt diese Einsparmöglichkeit doppelt. Da auch hier innerhalb der Anlage eine Mittelspannungsinfrastruktur erforderlich ist, werden einerseits Mittelspannungstransformatoren innerhalb der Anlage und Hochspannungstransformatoren am Übergabepunkt benötigt, bei denen bei einer Leistungsreduzierungen Einsparungen erzielt werden können.

In Abschnitt 5 wird gezeigt, dass der Netzanschluss von Kombikraftwerke abhängig vom Leistungsverhältnis zwischen PV und Windenergie um bis zu 50%, bezogen auf die AC-Nennleistung, abgeregelt werden kann, ohne Einspeiseverluste von mehr als 2% in Kauf nehmen zu müssen. Dies bedeutet, dass bei einer entsprechend ausgelegten Regelung theoretisch auch die Trafoleistung halbiert werden könnte.

3.3.3 Netzanschluss

Der Netzanschluss von Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Windparks erfolgt abhängig von der Nennleistung und der lokalen Netzauslastung im Normalfall an das 20 kV-Mittelspannungsnetz bzw. bei großen Anlagen oder zu hoher Auslastung des Mittelspannungsnetzes an das 110 kV Hochspannungsnetz.

Obwohl es keine fixen Leistungsunter- oder -obergrenzen für den Anschluss an das Mittelspannungs- bzw. Hochspannungsnetz gibt, kann als Richtwert angenommen werden, dass Anlagen unter 20 MVA Nennleistung nur in Ausnahmefällen nicht an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, während die Leistungsgrenze für einen Hochspannungsanschluss, zwischen 20 und 30 MVA liegt [8].

In der Praxis muss ein Netzverknüpfungspunkt für eine Anlage durch den Anlagenbetreiber beim Netzbetreiber angefordert werden. Dieser berechnet anhand der elektrischen Eigenschaften der geplanten Erzeugeranlage den nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt, an dem die geplante Leistung in das Versorgungsnetz aufgenommen werden kann. Diese Beurteilung erfolgt allgemein auf Basis der in der vom BDEW erarbeiteten Richtlinie „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ [18] sowie der vom VDN erarbeiteten Richtlinie „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz“ [19].

Die maßgeblichen Faktoren für diese Beurteilung sind die Strombelastbarkeit aller Betriebsmittel im Versorgungsnetz sowie der maximalen Spannungsänderung. Da die Strombelastbarkeiten im Allgemeinen sehr groß sind, wird die Aufnahmefähigkeit des Netzes in der Praxis vor allem durch die durch alle angeschlossenen Anlagen verursachte Spannungsänderung begrenzt, die insgesamt nicht mehr als 2% betragen darf.

Wenn die Leistung einer Erzeugeranlage die Aufnahmefähigkeit des lokalen Mittelspannungsnetzes überschreitet, kann diese entweder über eine eigene MS-Leitung auf die MS-Sammelschiene eines bestehenden Hochspannungs(HS)-Umspannwerks, oder über ein separates Umspannwerk direkt an das 110 kV Versorgungsnetz angeschlossen werden. In beiden Fällen müssen die Kosten für alle Übertragungsleitungen und evtl. notwendigen Erweiterungen im bestehenden Umspannwerk vom Anschlussnehmer getragen werden. Aufgrund der in Abschnitt 6.2.2 dargelegten, hohen Kosten insbesondere für die Leitungen zwischen Übergabestation und Netzver-

knüpfungspunkt bzw. Umspannwerk stellt die Entfernung zum nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt somit ein entscheidendes Kriterium für die Realisierbarkeit eines Projektes dar.

Aus diesen Anforderungen für den Netzanschluss sowie den in Abschnitt 5 erarbeiteten Möglichkeiten zur Reduzierung der Nennleistung von Kombikraftwerken ergeben sich verschiedene Einsparmöglichkeiten im Rahmen des Netzanschlusses für Wind-PV-Kombikraftwerke:

- Gemeinsame Nutzung der MS-Übergabestation
 - Zusätzliche Kraftwerksleistung ohne Erhöhung der Anschlussleistung durch Abregelung
 - Gemeinsame Nutzung der Leitung zwischen Übergabestation und Verknüpfungspunkt
- Gemeinsame Nutzung eines Umspannwerks
 - Gemeinsame Nutzung der Sekundärtechnik
 - Reduzierung der HS-Trafoleistung durch Abregelung
 - Gemeinsame Nutzung der Leitung zum Netzverknüpfungspunkt

Die gemeinsame Nutzung der Übergabestation stellt aus technischer Sicht keine große Herausforderung dar. Im Falle einer EEG-Einspeisung benötigt die Einspeisestation zwei separate Einspeisezähler für Wind- und Photovoltaikstrom. Ansonsten muss sichergestellt werden, dass die zulässigen Betriebsströme der eingesetzten Betriebsmittel nicht überschritten werden.

Eine Reduzierung der Einspeiseleistung bewirkt insbesondere dann große Einsparungen, wenn damit ein Anschluss der Erzeugereinheit an das Mittelspannungsnetz sichergestellt werden kann. Da für den Anschluss an das Hochspannungsnetz ein Umspannwerk mit Hochspannungstransformatoren und Sekundärtechnik benötigt wird, kann so erheblich Anlagentechnik gespart werden.

Durch eine gemeinsame Nutzung der Leitung zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt kann durch eine Querschnittserhöhung eines Kabelsystems die Verlegung eines zweiten Systems eingespart werden.

Bei der gemeinsamen Nutzung eines Umspannwerks beider Kraftwerkstypen fallen analog zur Mittelspannungsübergabestation Einsparungen bei den Baukosten sowie der Sekundärtechnik an. Darüber hinaus kann durch eine Anlagenabregelung ein Teil der erforderlichen Hochspannungstransformatoren eingespart werden.

4 Verschattung

Einer der Hauptgründe, die gegen eine Kombination von Photovoltaik und Windkraft auf derselben Fläche sprechen, ist die Empfindlichkeit von Photovoltaikanlagen auf Verschattung. Diese Empfindlichkeit liegt im technischen Aufbau von PV-Modulen sowie deren elektrischen Verschattung innerhalb einer PV-Anlage begründet. Da sowohl die einzelnen Zellen innerhalb eines Moduls als auch die Module eines String in Reihe geschaltet sind, addiert sich deren Spannung während der Strom vom „schwächsten Glied“ bestimmt wird. Dies hat zur Folge, dass die Verschattung eines sehr kleinen Teils der Generatorfläche einen überproportionalen Einfluss auf die Leistung der betroffenen Strings hat.

Seit die spezifischen Kosten der Photovoltaik in den letzten Jahren stark gesunken sind, wurde der Bau von vielen Anlagen wirtschaftlich lukrativ, die früher aufgrund von Verschattungsproblemen nicht rentabel gewesen wären. Dies zeigt sich auch an den stetig kleiner werdenden Reihenabständen innerhalb von PV-Freiflächenanlagen.

Trotzdem gibt es bis heute keine detaillierten Untersuchungen zum Verschattungsverhalten von Windenergieanlagen (WEA), was wohl vor allem daran liegt, dass heutige WEA mit Höhen von deutlich mehr als 100 m, Turmdurchmessern von bis zu 10 m und Rotordurchmessern von mindestens 70 m als sehr schwerwiegendes Verschattungsobjekt wahrgenommen werden. Im Gespräch mit erfahrenen Planern und Gutachtern wurden die Verluste durch Verschattung intuitiv meist auf 10-15% eingeschätzt [20], was eine wirtschaftliche Rentabilität ausschließt und weitere Untersuchungen von vornherein als nutzlos erscheinen lässt.

Die in diesem Abschnitt durchgeführte Verschattungsanalyse stellt den Versuch dar, die Verschattungssituation durch Windkraftanlagen abseits von bestehenden Vorurteilen so detailliert wie möglich durchzuführen und quantitativ zu evaluieren.

Der erste Schritt dieser Verschattungsanalyse ist die Wahl einer Software, die die Verschattungssituationen möglichst genau abbilden kann. Hier fällt die Wahl auf die Software PVSyst der University Geneva [21], das im Moment das beste verfügbare Werkzeug zur Berechnung von Verschattungssituationen darstellt.

PVSyst kommt auch z.B. in der Planungssoftware für PV-Großanlagen Helios 3D [22] für die Ertrags- und Verschattungsberechnung zum Einsatz. Die größten Vorteile von PVSyst im Vergleich zur 3D-Verschattungssimulation anderer Tools wie z.B. PVSol von Valentin Software [23] sind unter anderem die Möglichkeit, 3D Modelle von Verschattungsobjekten frei zu erstellen sowie nahezu unbegrenzt große Anlagen zu modellieren.

Im Folgenden soll das Vorgehen von PVSyst bei der Verschattungsberechnung beschrieben und mögliche Ungenauigkeiten identifiziert werden. Daran schließt sich eine qualitative Betrachtung der Verschattungssituation in verschiedenen Layouts an. Dann folgt die eigentliche Simulation der Verschattungssituation. Als erster Schritt wird hier die Verschattung für jede der Einheitszellen bestehend - aus 5 WEA und der PV-Freiflächenanlage - simuliert. Als zweiter Schritt wird überprüft, wie stark sich die Verschattungsverluste durch die zusätzlichen WEA erhöhen, wenn mehrere Einheitszellen zu einer größeren Gesamtanlage zusammengefügt werden. Da es hier aufgrund der resultierenden sehr großen Anlagen zu sehr langen Simulationszeiten von mehreren Tagen pro Layout bzw. zu Abstürzen von PVSyst kommt, werden nur zusätzliche WEA um die Einheitszellen herum positioniert. Somit gelten die Ergebnisse dieser Simulationen für einen Teilbereich aus der Mitte der Gesamtanlage. Aus

diesem Grund stellen die Ergebnisse dieser Simulation den Worst-Case dar, da der Effekt, dass der Rand eines großen Kraftwerks weniger verschattet ist, nicht berücksichtigt wird.

Abschließend müssen die eingangs identifizierten Ungenauigkeiten der Simulation vor dem Hintergrund der konkreten Ergebnisse bewertet werden.

4.1 Vorgehen von PVSyst bei der Verschattungsberechnung

Vor dem Beginn der eigentlichen Simulation muss die Funktionsweise von PVSyst analysiert werden, um mögliche Ungenauigkeiten zu erkennen und einschätzen zu können. Auf Basis dieser Betrachtung werden die Ergebnisse der Simulation in Abschnitt 4.4 eingehend auf deren Plausibilität untersucht.

Vor der Simulation steht in PVSyst die Erstellung eines Verschattungsszenarios. Hierfür wird die Modulfläche ebenso wie die verschattenden Objekte in einer 3D-Umgebung erstellt und platziert. Ein solches Verschattungsszenario - in diesem Fall das Layout 5-3-50-süd - ist in Abbildung 5 dargestellt.

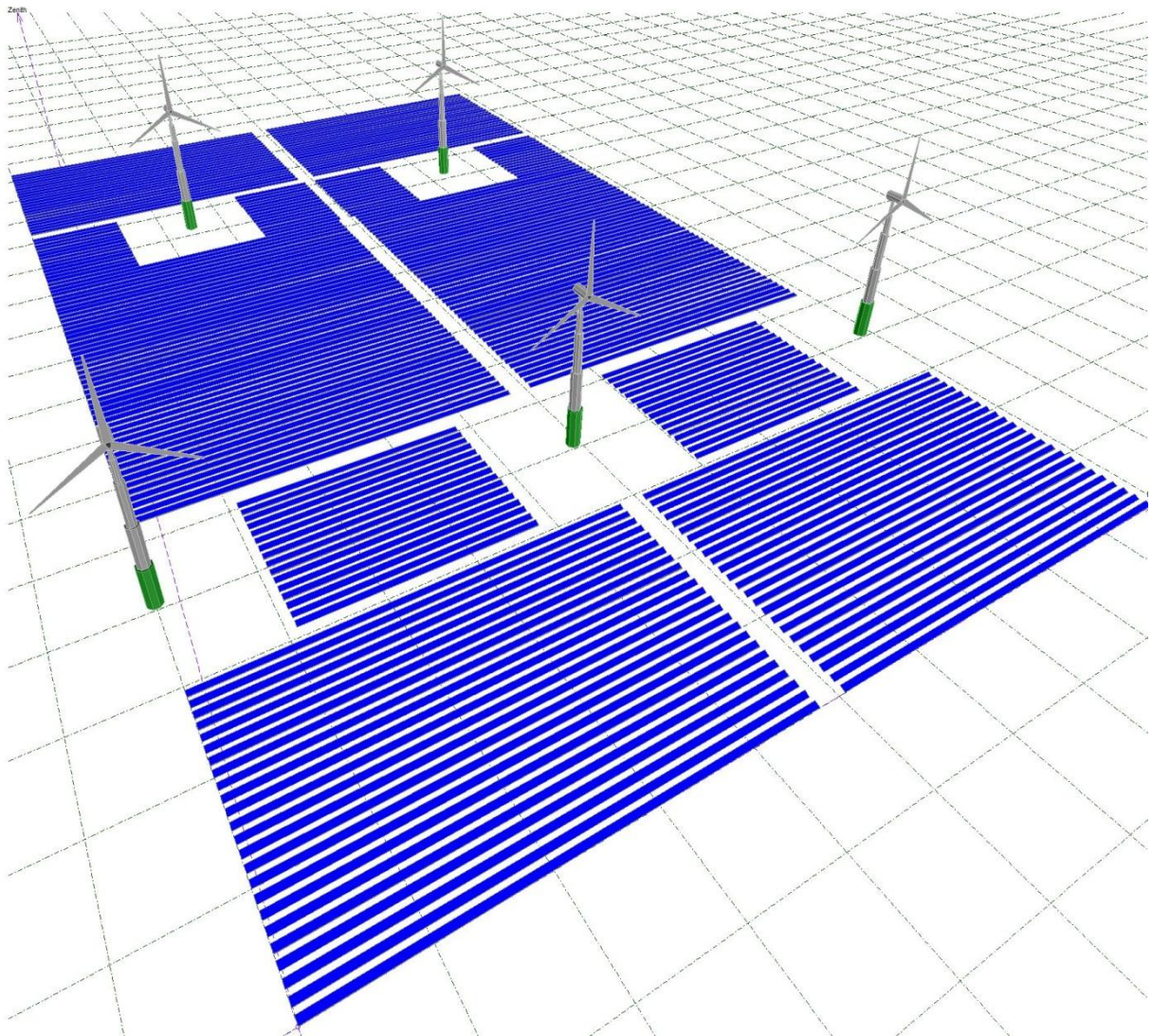


Abbildung 5: Das Layout 5-3-50-süd innerhalb der Verschattungs-Simulationsumgebung in PVSyst.

Nach Erstellung des 3D-Modells erstellt PVSyst einerseits einen Faktor für die Diffusverschattung. Dieser Faktor drückt aus, welcher Himmelsanteil aus Sicht der Modulfläche durchschnittlich von Objekten - in dieser Untersuchung andere Module und die WEA - verdeckt ist.

Andererseits wird eine Direktverschattungsmatrix, die in Tabelle 5 dargestellt ist, erstellt. Hierfür berechnet PVSyst den Schattenverlauf in der Anlage für alle Sonnenstandskombinationen aus den Azimutwinkeln von -180° bis 180° in 20°-Schritten sowie Höhenwinkeln zwischen 2° und 90° in 10°-Schritten. Aus diesen Verschattungssimulationen wird jeweils berechnet, wie groß der Anteil der verschatteten Generatorfläche an der Gesamtgeneratorfläche ist. Dieser Anteil wird durch den Direktverschattungsfaktor ausgedrückt.

Für die Berechnung des Direktverschattungsfaktors gibt es wiederum die Möglichkeit, die Stringverschattung zu berücksichtigen. Hierfür muss bei der Erstellung des 3D-Anlagenlayouts in PVSyst die Aufteilung der Generatorfläche in Strings vorgenommen werden.

Tabelle 5: Die von PVSyst berechnete Matrix der Direktverschattungsfaktoren abhängig von Sonnenhöhe- und azimut sowie dem Diffusverschattungsfaktor und dem Verschattungsfaktor für den Albedo für das kleinste Layout 5-3-50-süd.

Shading factor table according to strings, for the beam component

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
Height																			
90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	0.999	0.998	0.997	0.997	0.998	0.998	0.998	0.998	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	1.000	0.999	1.000	0.999	0.999
60°	0.983	0.988	0.992	0.991	0.993	0.994	0.992	0.995	0.994	0.993	0.995	0.998	0.995	0.996	0.994	0.994	0.994	0.986	0.983
50°	0.963	0.971	0.978	0.983	0.989	0.991	0.988	0.986	0.979	0.972	0.977	0.988	0.991	0.992	0.990	0.986	0.979	0.969	0.963
40°	0.942	0.954	0.962	0.972	0.983	0.984	0.979	0.965	0.956	0.946	0.954	0.964	0.982	0.985	0.984	0.975	0.961	0.951	0.942
30°	0.905	0.924	0.937	0.956	0.978	0.979	0.962	0.941	0.927	0.910	0.922	0.946	0.964	0.977	0.978	0.957	0.940	0.919	0.905
20°	0.984	0.875	0.897	0.918	0.970	0.976	0.919	0.896	0.875	0.842	0.867	0.895	0.927	0.979	0.971	0.925	0.894	0.868	0.984
10°	Behind	0.969	0.973	0.972	0.922	0.922	0.438	0.430	0.416	0.360	0.408	0.430	0.441	0.923	0.921	0.975	0.973	0.968	Behind
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	0.949	0.475	0.020	0.017	0.011	0.009	0.009	0.015	0.020	0.492	0.950	Behind	Behind	Behind	Behind

Shading factor for diffuse: 0.962 and for albedo: 0.235

Bei der Berechnung der Direktverschattungsfaktoren unter Berücksichtigung der Stringverschattung ist nicht nur der Anteil der von Schatten betroffenen Generatorfläche, sondern der Anteil der Fläche der von Verschattung betroffenen Strings die Grundlage (Vergleich Abbildung 6). Dies soll die Empfindlichkeit von Strings auf Teilverschattungen simulieren. Da dieses Vorgehen, wie in Abschnitt 4.4.4 dargelegt, tendenziell zu einer Überschätzung der Verschattung führt, bietet PVSyst die Möglichkeit, den Einfluss dieser Betrachtung über einen Faktor zu regeln. PVSyst schlägt vor, diesen Faktor auf 0,6 zu setzen, was bedeutet dass die Fläche jedes beschatteten String zu 60% in die Berechnung des Direktverschattungsfaktors eingeht. Da in der Solarpraxis im Rahmen von Ertragsgutachten mit einem konservativeren Wert von 80% gerechnet wird, wird dieser Wert aus Gründen der Vergleichbarkeit auch für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit zu verwendet.

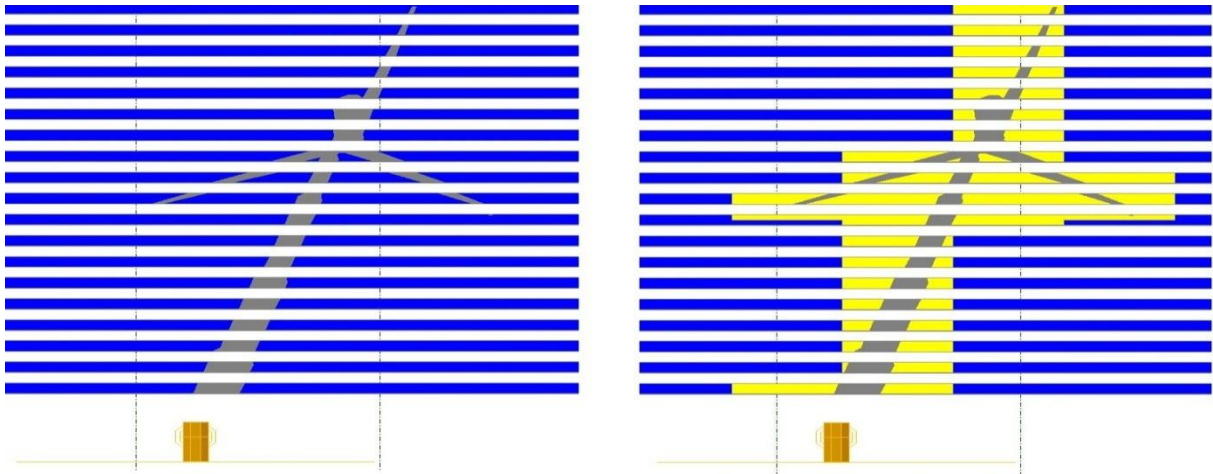


Abbildung 6: Vergleich zwischen der Betrachtung der reinen Verschattung (links) und der Betrachtung nach Stringverschattung (rechts) bei der alle betroffenen Strings (gelb) als verschattet betrachtet werden.

Nachdem der Faktor für die Diffusverschattung sowie die Matrix der Direktverschattungsfaktoren erstellt wurden, werden diese von PVSyst im Rahmen der Ertragsberechnung für die Berechnung des Ertragsverlustes durch Verschattung eingesetzt.

PVSyst arbeitet bei der Ertragsberechnung prinzipiell mit Stundenintervallen. Das bedeutet, dass für jede Stunde im Jahr jeweils der Diffusverschattungsfaktor mit der Diffusstrahlung verrechnet wird. Der Direktverschattungsfaktor wird anhand des Sonnenstandes aus der eingangs erstellten Matrix interpoliert und mit der Direktstrahlung verrechnet. Aus der resultierenden Globalstrahlung wird nun anhand der Modulfläche und Moduleigenschaften eine Leistung errechnet, von der alle weiteren Verluste abgezogen werden.

An dieser Stelle ist es wichtig zu berücksichtigen, dass bei dieser Art der Verschattungsberechnung die Einstrahlungsverluste durch Verschattung gleichmäßig über die gesamte Modulfläche verteilt werden. Somit werden String Mismatch-Effekte, die durch unterschiedliche Einstrahlung auf der Modulfläche entstehen und den Ertrag über die pure Einstrahlungsminderung hinaus verringern können, nicht berücksichtigt. Eine Quantifizierung dieser nicht berücksichtigten Verluste findet in Abschnitt 4.4 statt.

4.2 Qualitative Bewertung der Verschattungsszenarien

Bevor in den nächsten Abschnitten die Verschattungsverluste möglichst detailliert quantifiziert werden, ist es sinnvoll, als ersten Schritt eine qualitative Analyse der Verschattungssituation durchzuführen. Hierfür wird das Layout 5-3-50 in der Süd- sowie Westvariante analysiert. Wie auch in der nachfolgenden Simulation soll auch qualitativ untersucht werden, wie sich die Verschattungssituation verändert, wenn mehrere Zellen aneinandergesetzt werden. H

4.2.1 Ausrichtung der WEA sowie Rotorstellung

Da die Bewegung der Rotorblätter sowie die Gondelstellung bei der Simulation aufgrund der technischen Möglichkeiten von PVSyst nicht berücksichtigt werden, muss abgeschätzt werden, wie der Einfluss dieser Ungenauigkeit minimiert werden kann. Die konkrete Fragestellung der dynamischen Verschattung der Rotorblätter wird ausführlicher in Abschnitt 4.4.1 bearbeitet. Da für die Simulation eine stationäre Rotor- sowie Gondelstellung

gewählt werden muss, gilt es an dieser Stelle festzustellen, bei welcher Stellung die größten Verschattungsverluste auftreten. Im Sinne einer Worst-Case Bewertung soll diese Stellung für alle weiteren Simulationen eingestellt werden.

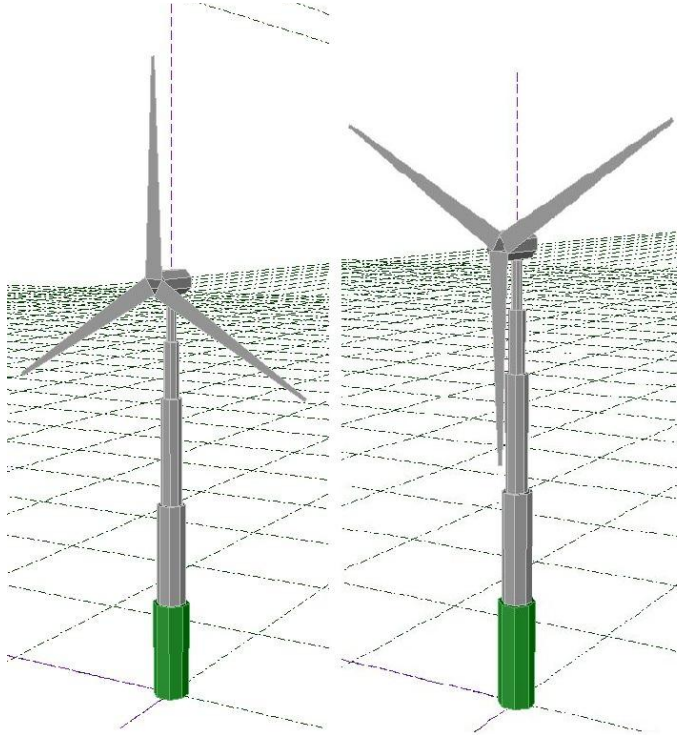


Abbildung 7: Die zwei untersuchten Rotorstellungen.

Bezüglich der Rotorstellung liegt die Vermutung nahe, dass die Stellung, bei der der längste Schattenwurf zu erwarten ist, den Worst-Case darstellt. Alternativ soll die in Abbildung 7 dargestellte Rotorstellung untersucht werden, bei der ein Rotorblatt vor/hinter dem Turm liegt.

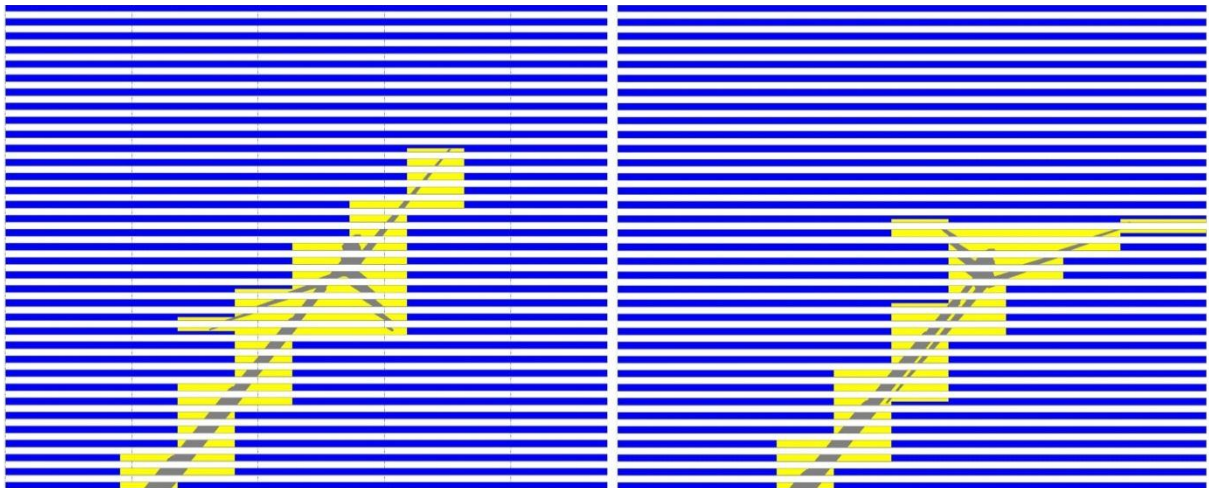


Abbildung 8: Vergleich des Schattenwurfes basierend auf der Rotorstellung am 21.09, 14:00 Uhr.

Wie aus Abbildung 8 hervorgeht, ist der Schattenwurf wie erwartet bei der senkrechten Rotorstellung länger. Eine Zählung der verschatteten Strings für diesen Zeitpunkt ergibt, dass bei der turmparallelen Stellung 76 Strings verschattet sind, während bei der senkrechten Stellung 87 Strings betroffen sind. Diese Beobachtungen werden

durch eine nachfolgende, mit unterschiedlichen Rotorstellungen durchgeführte Jahressimulation bestätigt. Somit ist klar, dass die senkrechte Rotorstellung den Worst-Case darstellt.

Zur Untersuchung des Einflusses der Gondelstellung, soll der Unterschied zwischen einer nach Westen/Osten und einer nach Süden ausgerichteten Gondel untersucht werden.

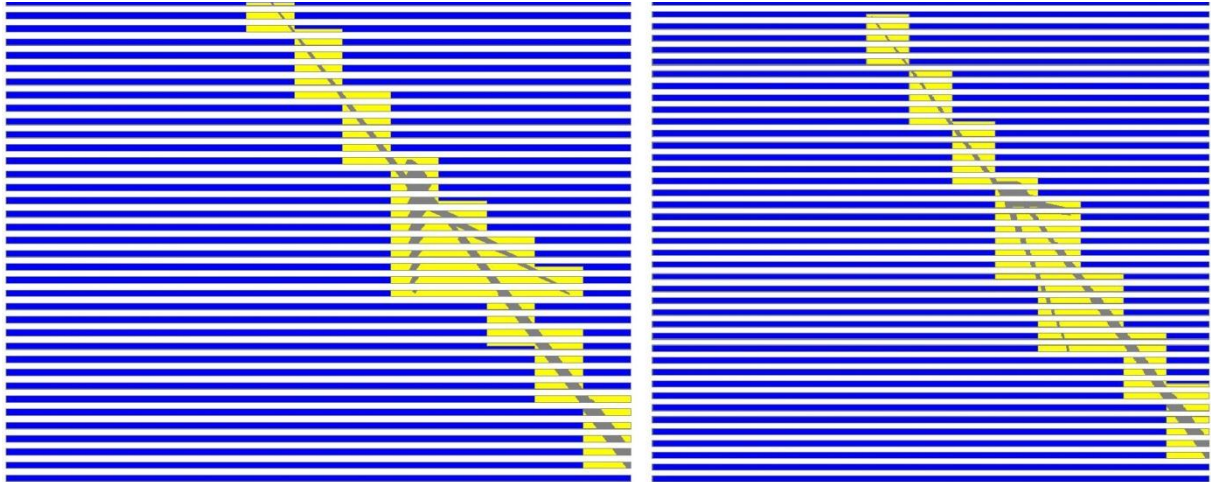


Abbildung 9: Verschattung durch Gondel mit Süd- (links) und Westausrichtung (rechts) am 21.09 um 10:00 Uhr.

In Abbildung 9 ist die Verschattung jeweils durch eine nach Süden und eine nach Westen ausgerichtete Gondel und der vorher bestimmten Worst-Case-Rotorstellung abgebildet. In diesem Fall sind bei Südausrichtung 111 String von Schatten betroffen, bei der Westausrichtung 113, was ein schlechteres Ergebnis bei einer Gondelstellung nach Westen erwarten lässt.

Da dies nur eine Momentaufnahme darstellt, wird im Layout 5-3-50-süd mit jeder Gondelstellung jeweils eine Jahressimulation in PVSyst durchgeführt. Das Ergebnis dieser Simulation ist wie im folgenden Abschnitt 4.3 dargestellt, dass die Verschattungsverluste bei einer Ausrichtung der WEA nach Westen geringfügig höher liegen als bei einer Südausrichtung. Hier muss allerdings auch beachtet werden, dass zu erwarten ist, dass die Gondelstellung den Großteil der Zeit der Hauptwindrichtung entspricht. Aus dieser Betrachtung heraus wurde aufgrund der sehr geringen Unterschiede entschieden, die Gondelstellung in der Simulation an der Hauptwindrichtung des untersuchten Layouts auszurichten.

4.2.2 Das isolierte Layout 5-3-50

Da es um das Layout mit den geringsten Abständen zwischen den WEA handelt, ist zu erwarten, dass hier die Verschattung durch die WEA am schwerwiegendsten ist. Auch der Einfluss zusätzlicher WEA in der Umgebung sollte bei diesem Layout am größten sein.

4.2.2.1 Einheitszelle Süd

Situation am 21.6. eines Jahres

In Abbildung 10 ist die Verschattung der Einheitszelle am 21.6. zwischen 6:00 und 12:00 Uhr abgebildet. Es fällt auf, dass die WEA um 6:00 Uhr ihren Schatten quer über die Photovoltaikanlage werfen und die westlichen WEA eventuelle Nachbarzellen verschatten. Jedoch schon um 8:00 Uhr liegen drei der vier Schatten ausschließlich innerhalb der Einheitszelle und es ist insgesamt nur noch ein sehr geringer Teil der PV-Anlage verschattet.

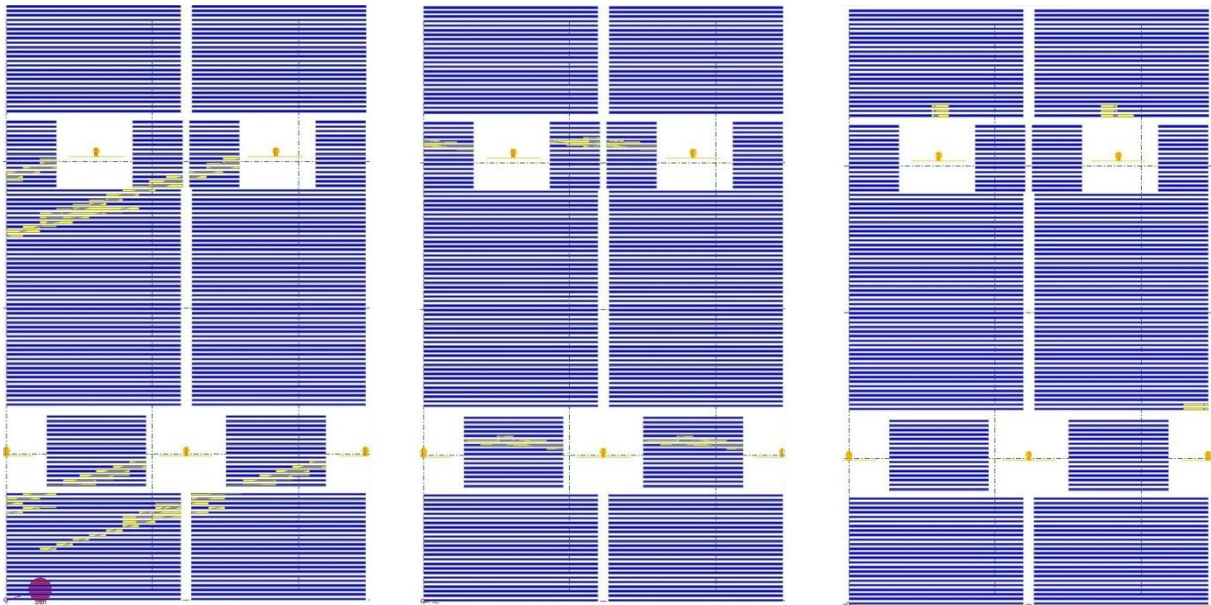


Abbildung 10: Verschattung des Layouts 5-3-50-süd am 21.06 um 6:00, 8:00 und 12:00 Uhr.

Bei der Verschattungsszene um 12:00 Uhr zeigt sich, dass nur noch ein minimaler Teil der Anlage von den Schatten der Spitzen der Rotorblätter betroffen ist. Da die Verschattungssituation vor und nach 12 Uhr nahezu symmetrisch ist, ist eine Betrachtung der Verschattungssituation nach 12:00 Uhr im Rahmen dieser qualitativen Bewertung redundant.

Situation am 21.9. eines Jahres

In Abbildung 11 ist die Verschattung der Einheitszelle am 21.9. zwischen 08:00 und 12:00 Uhr abgebildet, da die Sonne um 6:00 Uhr noch nicht aufgegangen ist. Es zeigt sich, dass die Schatten der WEA zu allen Zeitpunkten deutlich länger sind als am 21.6. Allerdings liegen auch hier ab 10:00 Uhr alle Schatten innerhalb der Einheitszelle. Außerdem zeigt sich, dass auch in der Übergangszeit ein Großteil der Anlage nicht durch den Schattenwurf der WEA betroffen ist.

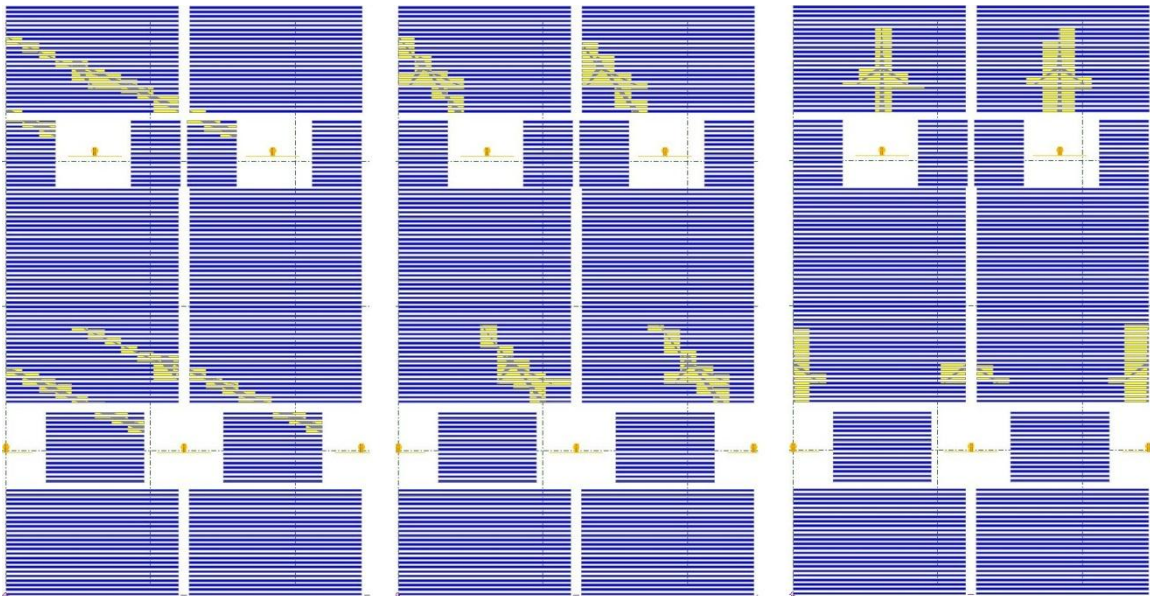


Abbildung 11: Verschattung des Layouts 5-3-50-süd am 21.09 um 8:00, 10:00 und 12:00 Uhr.

Situation am 21.12. eines Jahres

In Abbildung 12 ist die Verschattung der Einheitszelle am 21.12. zwischen 10:00 und 14:00 Uhr abgebildet. Aufgrund des niedrigen Sonnenstandes im Dezember liegen die Schatten der nördlichen WEA zu jedem Zeitpunkt außerhalb der Einheitszelle.

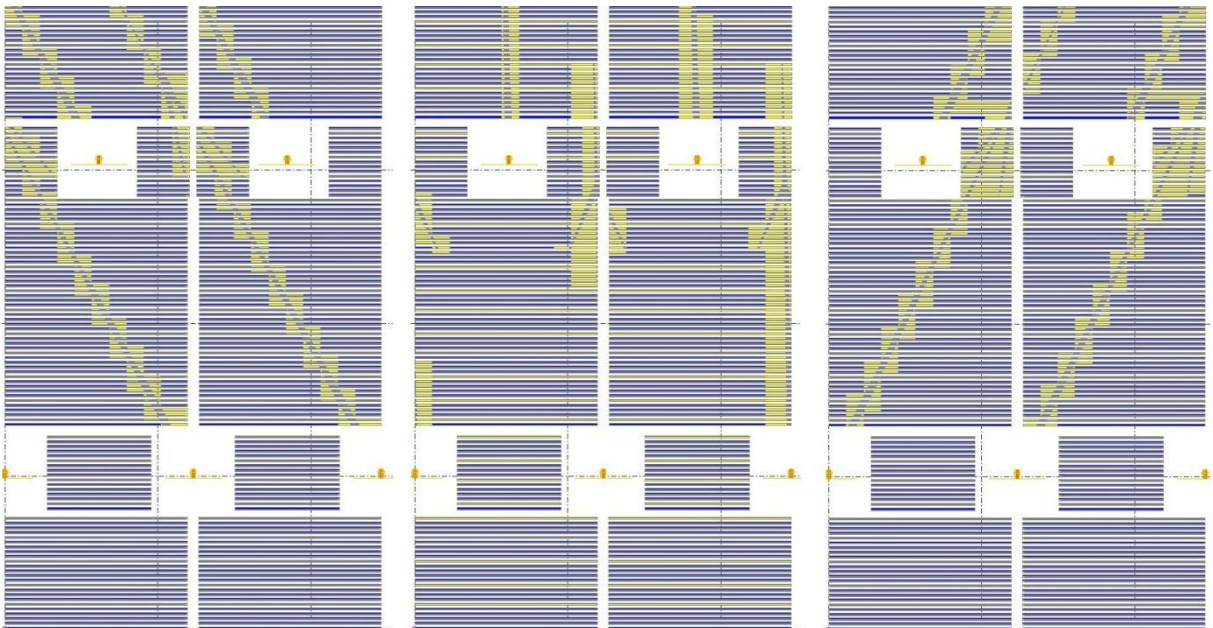


Abbildung 12: Verschattung des Layouts 5-3-50-süd am 21.12. um 10:00, 12:00 und 14:00 Uhr.

Bei einer Detailbetrachtung der Verschattungssituation, wie in Abbildung 13 dargestellt, zeigt sich auch, dass zu dieser Jahreszeit jeweils der untere String in jeder Tischreihe ohne Einfluss der WEA durch die voranstehende Reihe verschattet ist. Dies liegt am Reihen-Verschattungswinkel von 21° , der höher ist als der maximale Sonnenstand am 21.12., der z.B. in der Region Berlin bei ca. 14° um 12:00 Uhr mittags liegt [24]. Somit verschatten die

WEA pro betroffenem Stringabschnitt jeweils nur einen zusätzlichen String im Vergleich zu zwei zusätzlich verschatteten Strings in Jahres- und Tageszeiten mit Sonnenhöhen größer 21° .

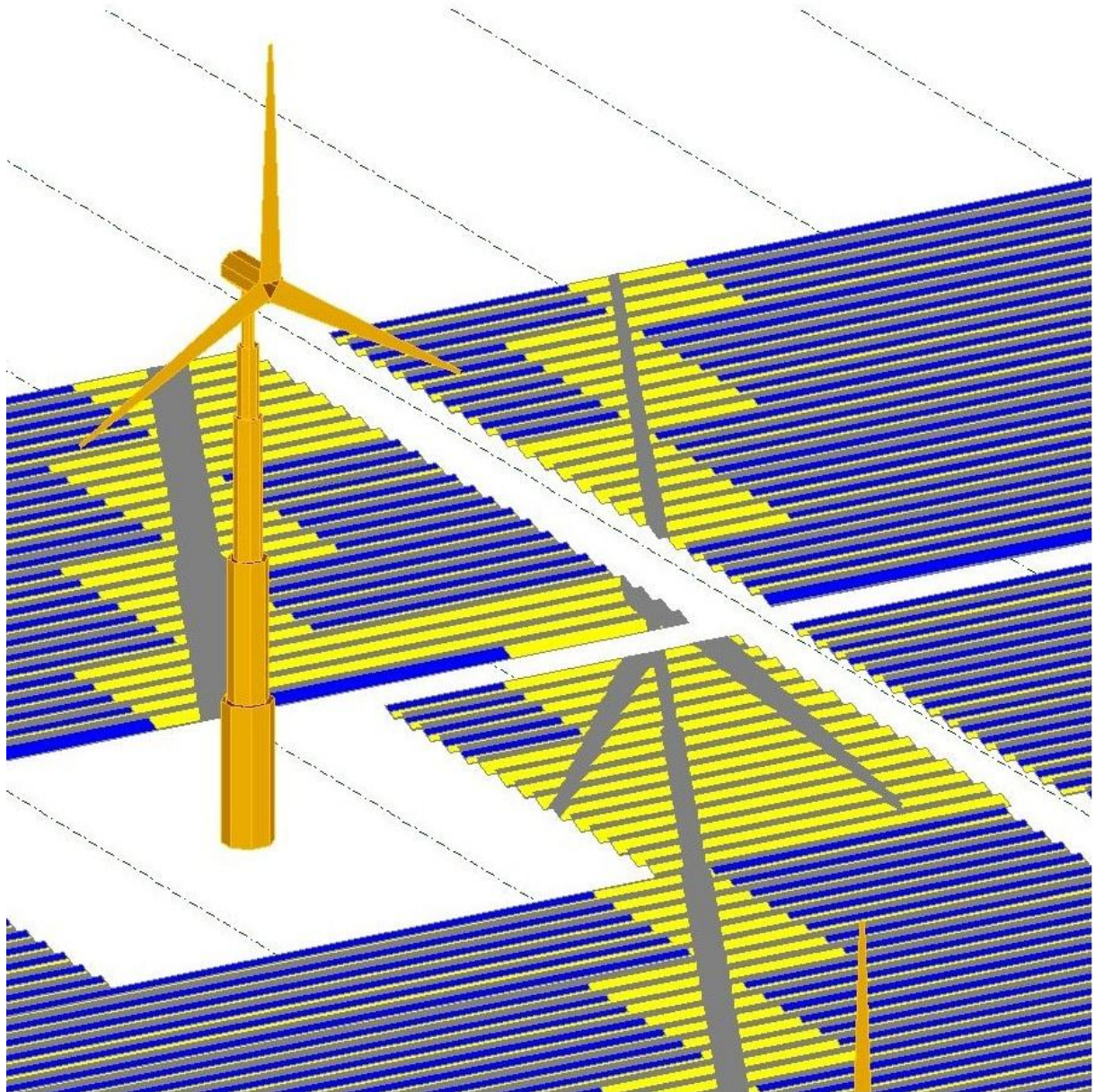


Abbildung 13: Detaildarstellung der Verschattung (grau) der Modulreihen (blau) im Layout 5-3-50-süd am 21.12. um 14:00 Uhr. Gelb: Aufgrund der Stringbetrachtung zusätzlich als verschattet betrachtete Fläche.

4.2.2.2 Einheitszelle West

Situation am 21.6. eines Jahres

In Abbildung 14 ist die Verschattungssituation des Layouts 5-3-50-west am 21.6. zwischen 6:00 und 12:00 Uhr dargestellt. Wie bei der nach Süden ausgerichteten Variante zeigt sich, dass der Anteil der verschatteten Modulfläche insgesamt sehr gering ist. Ab 10:00 Uhr liegen alle Schatten innerhalb des Layouts, somit ist eine Verschattung angrenzender Anlagenteile nicht möglich. In den frühen Morgenstunden zeigt sich, dass im Vergleich mit dem Süd-Layout ein größerer Anteil der Module verschattet ist, was daran liegt, dass im Vergleich mehr Module westlich und östlich der WEA liegen.

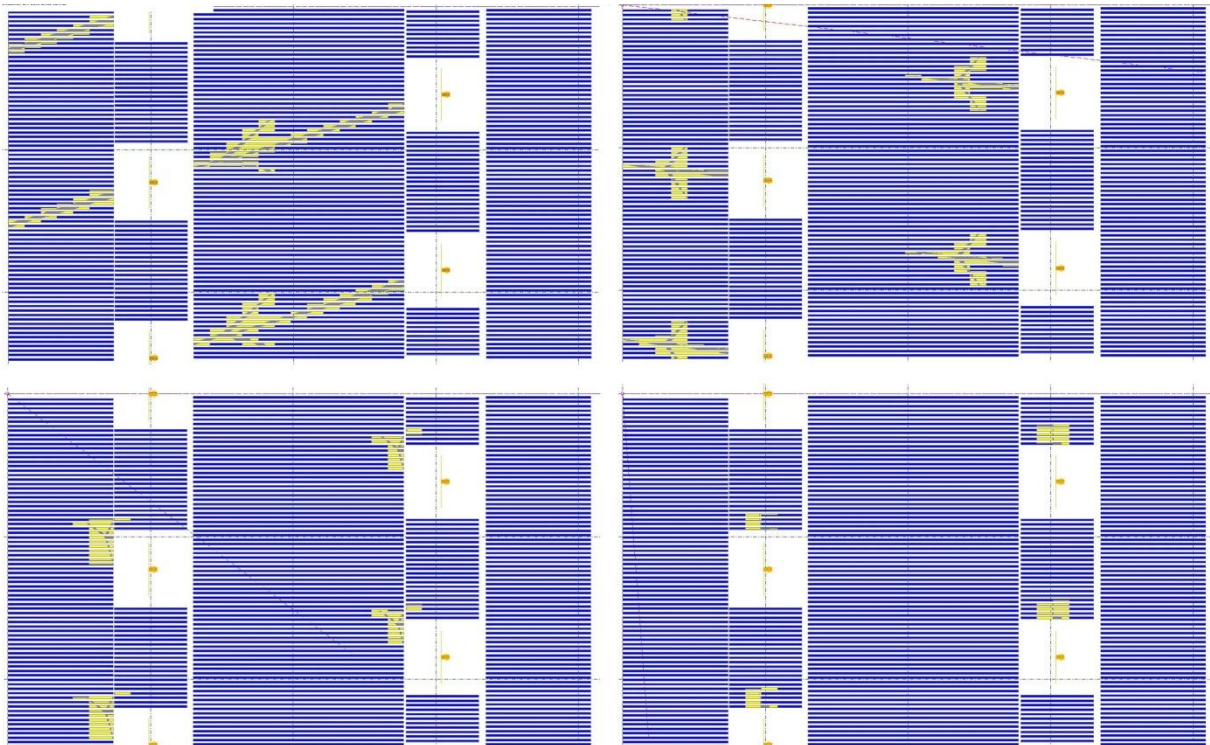


Abbildung 14: Verschattung des Layouts 5-3-50-west am 21.06 um 06:00, 08:00, 10:00 und 12:00 Uhr.

Situation am 21.9. eines Jahres

Abbildung 15 zeigt, dass auch am 21.9. die Schatten der WEA größtenteils innerhalb der Einheitszelle liegen. Analog zu der Situation am 21.6. ist zu sehen, dass in den Morgen- und Abendstunden ein größerer Anteil der Module von Verschattung betroffen sind als im Süd-Layout, da westlich und östlich der WEA mehr Module liegen.

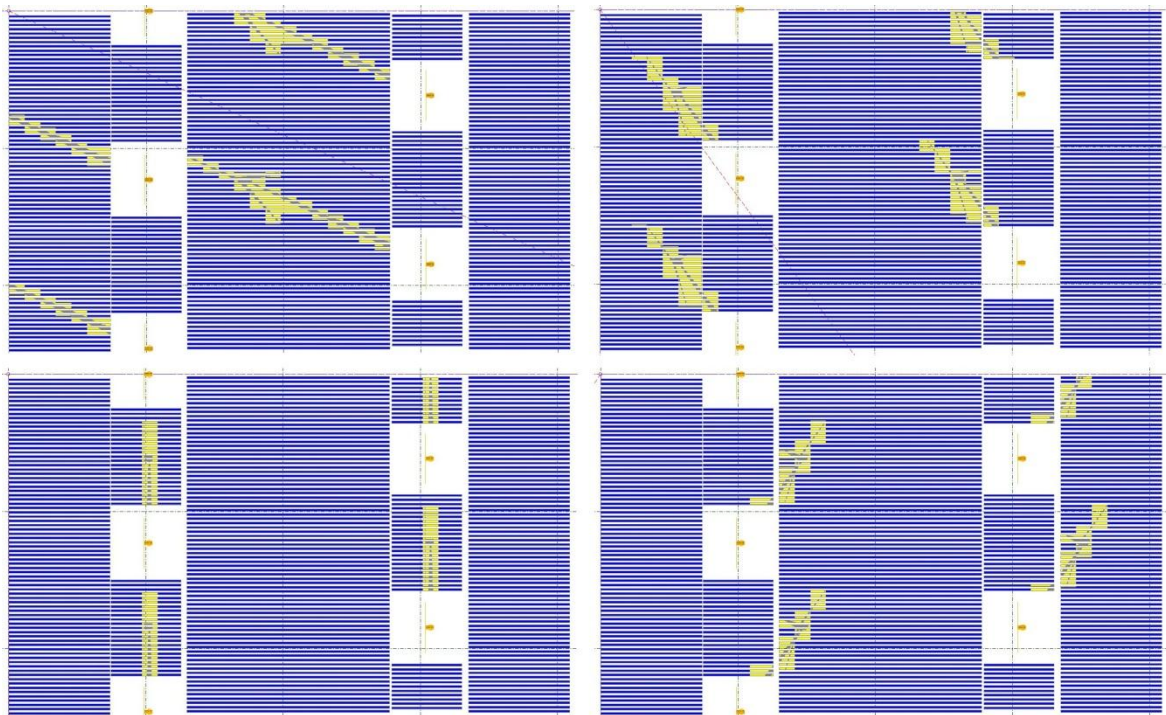


Abbildung 15: Verschattung des Layouts 5-3-50-west am 21.09 um 08:00, 10:00, 12:00 und 14:00 Uhr.

Situation am 21.12. eines Jahres

Wie aus Abbildung 16 hervorgeht, liegen die Schatten der WEA am 21.12. zu jeder Tageszeit außerhalb der Einheitszelle. Dadurch werden umliegende Anlagenteile stark verschattet.

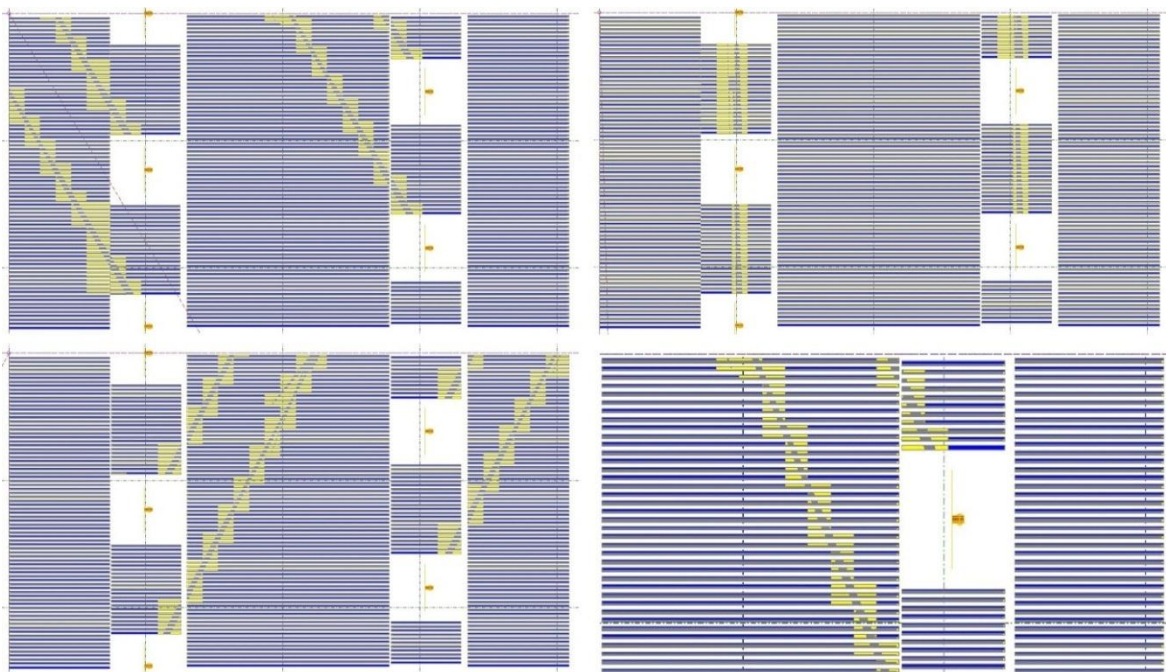


Abbildung 16: Verschattung des Layouts 5-3-50-west am 21.12. um 10:00, 12:00 und 14:00 Uhr sowie einer Detaildarstellung der Verschattung um 10:00 Uhr.

4.2.2.3 Fazit

Zusammenfassend kann für das Layout 5-3-50 festgestellt werden, dass in den Sommermonaten nur ein sehr geringer Anteil der PV-Anlage von den Schatten der WEA betroffen ist. In dieser Zeit liegen die Schatten nur in den Morgen- und Abendstunden außerhalb der Einheitszellen. Dabei ist zu beobachten, dass beim West-Layout zu diesen Tageszeiten mehr Verschattung vorliegt.

Im Winter steigt die Schattenwurfweite deutlich an und die Schatten liegt am 21.12. bei beiden Layout-Varianten zum Teil deutlich außerhalb der Einheitszelle.

Da das Layout 5-3-50 die kleinsten Abstände zwischen den WEA aufweist, betreffen die Schatten der WEA bei den größeren Layouts einen noch kleineren Anteil der Modultische. Somit ist eine qualitative Betrachtung der größeren Layouts nicht zweckdienlich. Interessanter ist eine Betrachtung von Einheitszellen innerhalb einer größeren Anlage die im folgenden Abschnitt durchgeführt wird.

4.2.3 Die Einheitszelle innerhalb einer großen Anlage

Für diese Betrachtung werden das kleinste Layout 5-3-50-süd sowie das größte Layout 9-5-50-süd in 2-Stunden Intervallen jeweils am 21.6., 21.9. sowie 21.12. betrachtet. Ziel der Untersuchung ist festzustellen, wann die Einheitszelle von Verschattung durch umliegenden Einheitszellen bzw. deren WEA betroffen ist. Die Positionierung der zusätzlichen WEA ist in Abbildung 17 dargestellt, die Ergebnisse sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

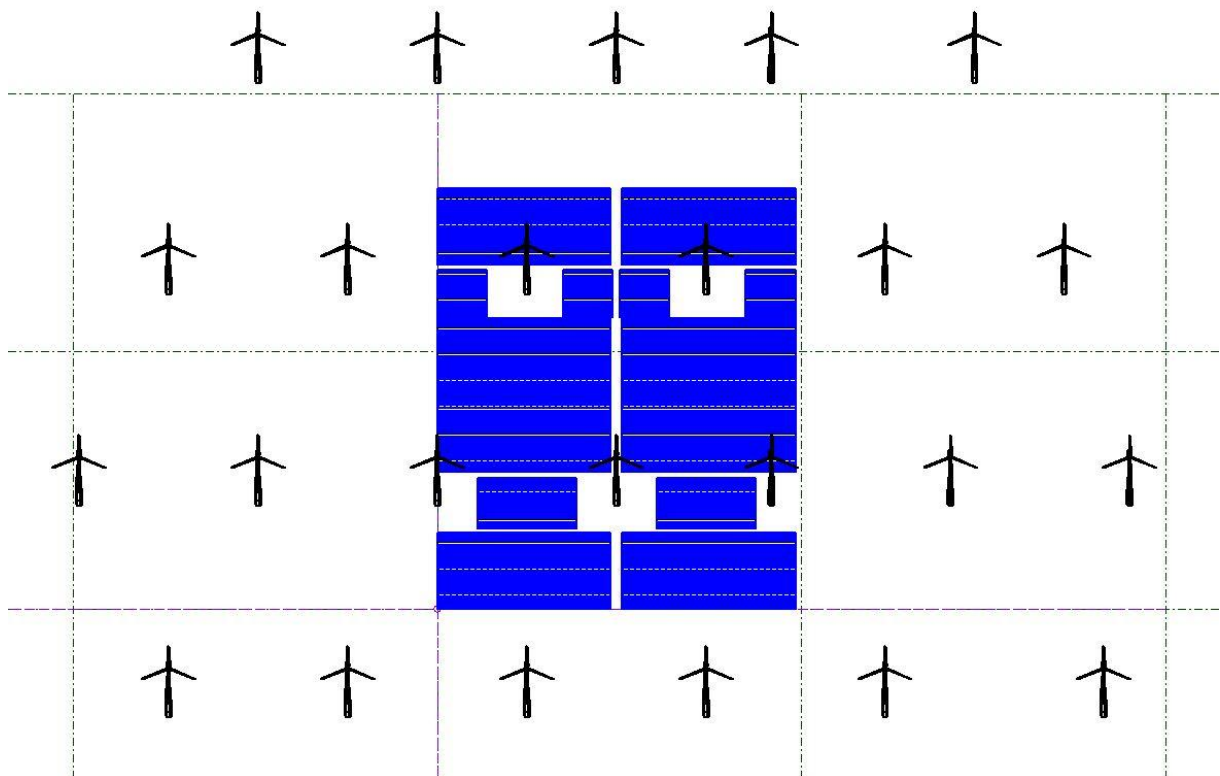


Abbildung 17: Positionierung der zusätzlichen WEA um die Einheitszellen. Auf eine zweite Reihe südlich der Anlage kann verzichtet werden, da deren Schatten auch im Dezember die Modulreihen nicht erreichen.

Es zeigt sich, dass in den Sommermonaten kaum gegenseitige Verschattung stattfindet. In den Frühlings- und Herbstmonaten ist die gegenseitige in den Morgenstunden Beeinflussung zwar höher, aber auch hier entspricht

die Verschattung der Einheitszelle innerhalb der großen Anlage ab ca. 10 Uhr bis ca. 14 Uhr der Verschattung einer isolierten Zelle. In den Wintermonaten sind Einheitszellen innerhalb einer großen Anlage deutlich von den umliegenden WEA betroffen.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Verschattungssituation in den Layouts 5-3-50 und 9-5-50 mit zusätzlichen WEA in der Umgebung. X: Sonne ist noch nicht aufgegangen I: Schatten sind innerhalb der Einheitszelle A: Schatten sind außerhalb der Einheitszelle.

Layout	Zeitraum	6:00 Uhr	8:00 Uhr	10:00 Uhr	12:00 Uhr	14:00 Uhr	16:00 Uhr	18:00 Uhr
5-3-50	Dezember	X	X	A	A	A	X	X
	März/September	X	A	A	I	I	A	X
	Juni	A	I	I	I	I	I	A
9-5-50	Dezember	X	X	A	A	A	X	X
	März/September	X	A	I	I	I	A	X
	Juni	A	I	I	I	I	I	A

4.3 Simulationsergebnisse

4.3.1 Isolierte Einheitszellen

Die Verschattungssimulation der isolierten Referenz-Layouts 5-3-50 bis 9-5-50 ergeben jährliche Verschattungsverluste von unter 5%. Die Ergebnisse für alle Layouts sind in Diagramm 2 dargestellt sind.

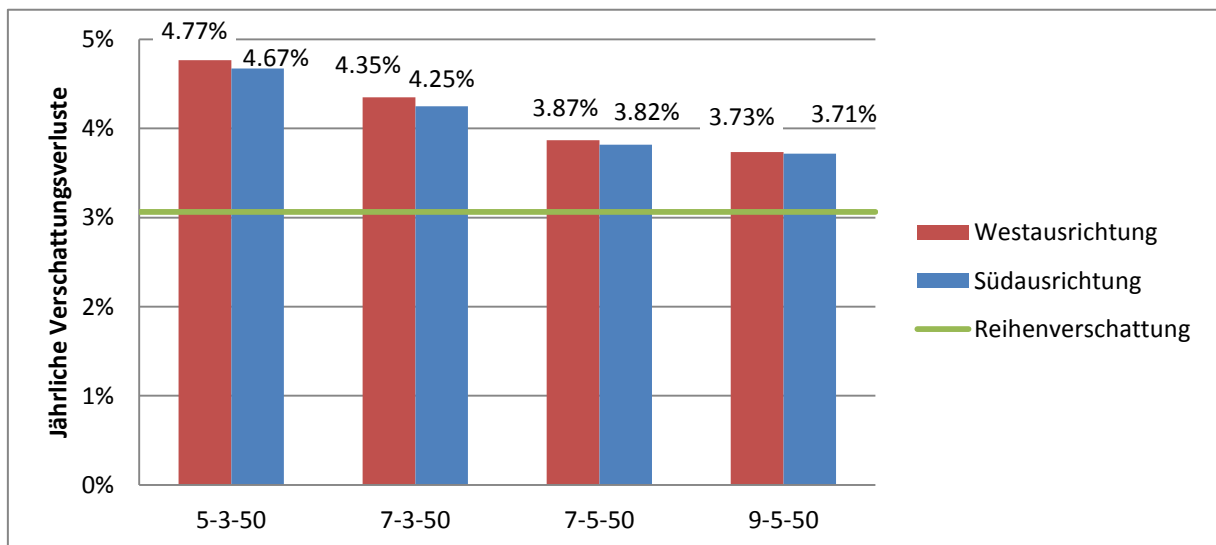


Diagramm 2: Ergebnisse der Verschattungssimulation für isolierte Einheitszellen.

Aus den Simulationsergebnissen geht hervor, dass die gesamten Verschattungsverluste der isolierten Einheitszelle abhängig vom Abstand zwischen den WEA 3,7 bis 4,8% betragen. Hierbei ist zu beachten, dass der Verschattungsverlust durch Reihenverschattung unabhängig von den WEA 3,1% beträgt und in den in Diagramm 2 gezeigten Ergebnissen enthalten ist.

Es besteht ein geringer Unterschied zwischen Anlagen mit gleichen Abständen abhängig von der Hauptwindrichtung. Anlagen mit West/Ost-Ausrichtung haben um 0,02 bis 0,10% höhere Verschattungsverluste als Anlagen mit Hauptwindrichtung Süd. Da dieser Unterschied durch die einhergehende Drehung der WEA um 90° nach Westen

bzw. Osten, wie in Abschnitt 4.2.1 gezeigt, nicht signifikant beeinflusst wird, folgt, dass er fast ausschließlich vom Layout der PV-Anlage abhängt.

Die Erklärung hierfür ist, dass bei den West-Layouts ein größerer Anteil des PV-Generators westlich bzw. östlich der WEA liegt. Durch eine Betrachtung des Schattenwurfs über den Verlauf eines Tages fällt auf, dass diese auch im Hochsommer morgens/abends verschattet sind, während dies für die Module nördlich der WEA im Hochsommer nur zu einem sehr geringen Anteil der Fall ist. Dies führt zum im ersten Moment widersprüchlichen Ergebnis, dass die Verschattung für die Modulreihen westlich/östlich der WEA nachteiliger ist als für die nördlich gelegenen Module. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich dieses Ergebnis ändern kann, wenn die Modulreihen deutlich näher an die Türme der WEA gebaut werden, da so auch im Hochsommer eine Verschattung der nördlichen Module vorliegen würde, die aufgrund der höheren Einstrahlungswerte zur Mittagszeit schwerwiegender ist.

4.3.2 Einheitszellen innerhalb einer großen Anlage

Um den Verschattungseffekt in einer großen Anlage abschätzen zu können, muss untersucht werden, welchen Einfluss die Kombination von mehreren Einheitszellen auf die Verschattungsverluste hat. Hier bestehen zwei Möglichkeiten hinsichtlich der Simulation von PVSyst.

Erstens können mehrere Zellen in einer Simulation kombiniert werden. Dies ist jedoch hinsichtlich der resultierenden Anlagengröße problematisch, da der Rechenaufwand der Simulation sehr stark ansteigt, sich die Simulationsdauer teilweise auf mehr als 20 Stunden erhöht und das Programm ab einer gewissen Größe komplett abstürzt. Bei dieser Herangehensweise treten außerdem „Randeffekte“ auf, d.h. die Modulreihen am Rand des Kraftwerks sind deutlich weniger verschattet als die Module in der Mitte der Anlage. Dies führt dazu, dass die derart simulierte Verschattungsverluste für eine bestimmte Anlagengröße genauer sind, jedoch nicht mehr gut auf größere bzw. kleinere Anlagen skalierbar sind.

Die zweite Möglichkeit ist, wie bereits in Abbildung 17 gezeigt, zusätzliche WEA um die Einheitszellen herum zu positionieren und die Größe der PV-Anlage konstant zu halten. Auf diese Weise wird die Verschattung einer Einheitszelle innerhalb einer größeren Kombianlage besser simuliert, da kein Randeffekt auftritt. Durch das Wegfallen des Randeffektes wird die Verschattung im Vergleich zu einer realen Anlage allerdings etwas überschätzt.

Um ein möglichst aussagekräftiges Ergebnis zu erhalten, wird von den beiden kleinsten Layouts 5-3-50 sowie 7-3-50 mit Süd und Westausrichtung jeweils ein vollständiges Kombikraftwerk aus 4 Einheitszellen in 2x2-Anordnung erstellt und simuliert. Zusätzlich werden bei jedem Layout zusätzliche WEA rund herum platziert, so dass die Verschattungssituation einer Einheitszelle in der Mitte einer 3x3-Anordnung von 9 Einheitszellen desselben Typs simuliert wird.

Unter Einbeziehung der beschriebenen Randeffekte bei Kombikraftwerken ist zu erwarten, dass die Verschattungsverluste bei den 2x2-Kombikraftwerken geringer sind als bei der Betrachtung mit zusätzlichen WEA in der Umgebung. Die in Diagramm 3 dargestellten Ergebnisse der Simulationen bestätigen diese Annahme.

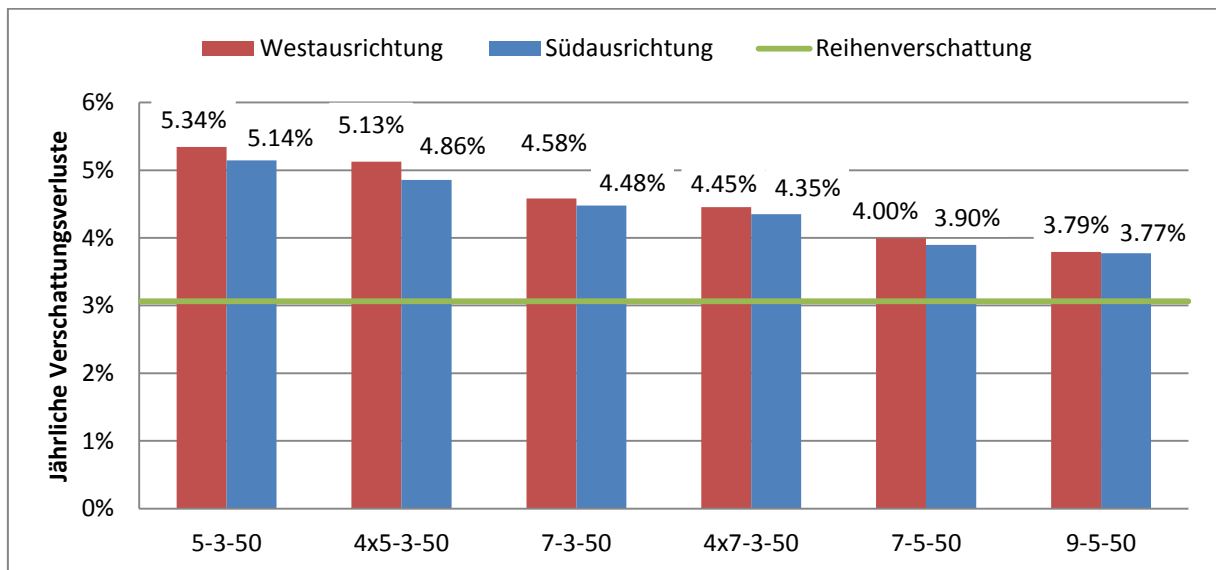


Diagramm 3: Ergebnis der Verschattungssimulation für Einheitszellen mit zusätzlichen WEA in der Umgebung. Zum Vergleich wurde die Simulation außerdem für eine Kombination aus 4 Einheitszellen mit den Layouts 5-3-50-süd sowie 7-3-50-süd durchgeführt.

Wie erwartet sind die Verschattungsverluste bei zusätzlichen WEA in der Umgebung höher, als bei den aus 2x2 Einheitszellen bestehenden Anlagen. Beim Layout 5-3-50 macht dieser Unterschied 0,21% bei Westausrichtung bzw. 0,28% bei Südausrichtung aus. Beim nächstgrößeren Layout verringert sich dieser Unterschied auf jeweils 0,13%.

Insgesamt liegen die Verluste zwischen 5,34 und 3,77% inklusive der Reihenverschattung. Daraus folgt, dass der zusätzliche Verschattungsverlust durch WEA auch innerhalb größerer Anlagen bei einem Reihenverschattungswinkel von 21° zwischen ca. 0,71 und 2,28% liegt.

4.3.3 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

Die Verschattungssimulation ergab, dass die Verluste bei allen Anlagenvarianten niedrig sind. Wie aus Diagramm 4 hervorgeht, sind auch die zusätzlichen Verschattungsverluste bei der Betrachtung von Einheitszellen innerhalb einer größeren Anlage im Vergleich zu isolierten Layouts vergleichsweise gering und betragen nur bei der kleinsten Ausführung ca. 0,5%. Bei großen Abständen zwischen WEA treten kaum zusätzliche Verluste auf, da sich die einzelnen Zellen kaum beeinflussen. Hierbei führt vor allem eine Erhöhung des Abstandes senkrecht zur Hauptwindrichtung zu einer deutlichen Verminderung der Verschattungsverluste wie ein Vergleich der Layouts 7-3-50 und 7-5-50 zeigt.

Bei dem Vergleich der Verschattungsverluste der einzelnen Layouts darf nicht vernachlässigt werden, dass die PV-Leistung mit den Abständen zwischen den WEA deutlich ansteigt. Durch diesen Anstieg der PV-Fläche verringert sich automatisch der Flächenanteil, der jeweils durch die WEA verschattet ist. Gleichzeitig nehmen die absoluten Verluste insbesondere in den Wintermonaten zu. Das liegt daran, dass die Schatten der WEA bei den kleinen Layouts insbesondere im Winter so lang sind, dass sie über die PV-Fläche hinausragen. Bei den größeren Layouts ist dies deutlich seltener der Fall, was sich dadurch äußert, dass sich die Ergebnisse durch zusätzliche WEA in der Umgebung kaum ändern. Gleichzeitig steigen jedoch die absoluten Verluste deutlich an, weshalb die relativen Verschattungsverluste nicht in gleichem Maße zurückgehen, wie sich die Modulfläche erhöht.

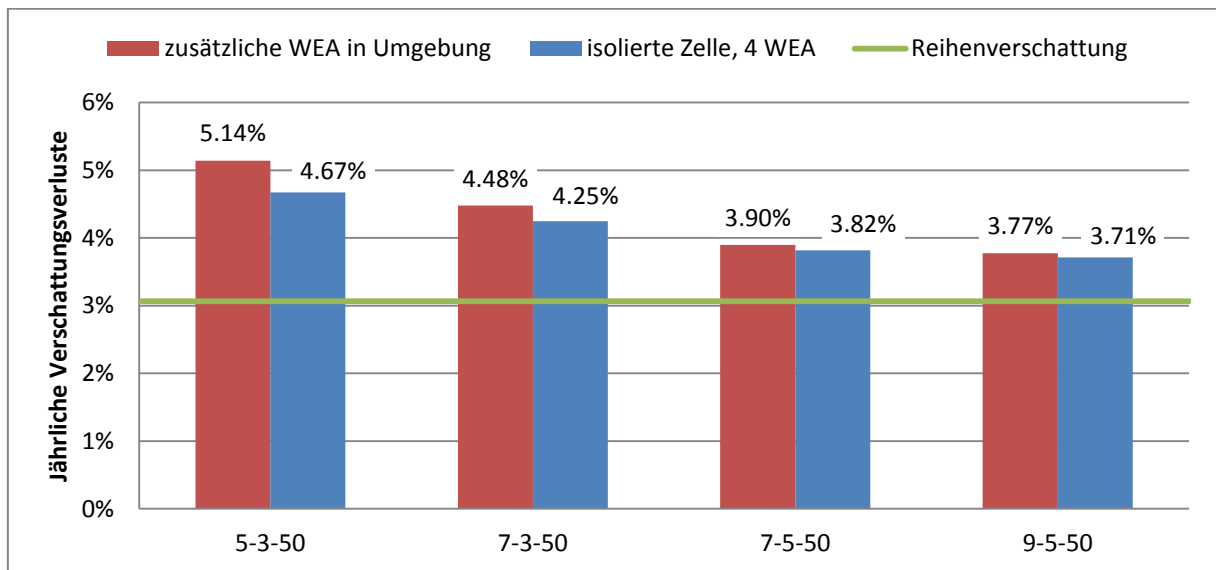


Diagramm 4: Vergleich der Verschattungsverluste in Südausrichtung zwischen der isolierten Zelle und der Einheitszelle mit zusätzlichen WEA in der Umgebung.

Aufgrund der sehr großen Leistungen dieser Kombianlagen kann es auch interessant sein, den Abstand zwischen PV und WEA zu erhöhen, um so die Verschattungsverluste zu minimieren. Der Effekt einer solchen Erhöhung des Abstandes von 50 m auf 100 m ist in Diagramm 5 dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Erhöhung des Abstandes vor allem bei den kleinen Layouts eine deutliche Verringerung der Verschattungsverluste um bis zu ca. 0,5% bewirkt. Beim größten Layout verringert sich die Verschattung um 0,18% und liegt nur noch 0,4% über der reinen Reihenverschattung.

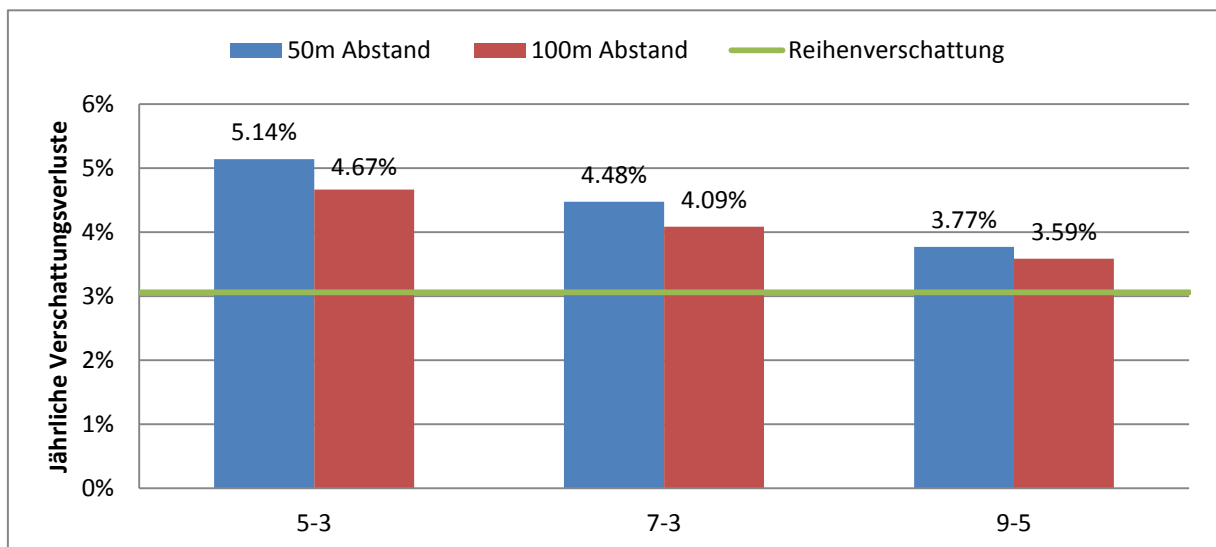


Diagramm 5: Auswirkung einer Erhöhung des Abstandes zwischen PV und WEA. Südausrichtung mit zusätzlichen WEA in der Umgebung.

4.3.4 Fazit

Zusammenfassend sind die Ergebnisse der Verschattungssimulation, die in Tabelle 7 vollständig zusammengefasst sind, überraschend positiv. Auch im Worst Case liegen die Verschattungsverluste abzüglich der Reihenverschattung bei 2,28%, während im Best-Case nur 0,52% Verschattungsverluste durch die WEA auftreten. Aufgrund der sehr großen Leistungen der untersuchten Einheitszellen liegt außerdem nahe, dass diese Verschattungsverluste bei einer praktischen Umsetzung weiter verringert werden können, wenn die Abstände zwischen WEA und den PV-Modulen erhöht werden. Aufgrund der insgesamt niedrigen Verschattungsverluste muss im konkreten Projekt jedoch genau untersucht werden, ob eine Absenkung der Verschattungsverluste die Verringerung der Nennleistung rechtfertigt. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass die Erhöhung des Abstands zu den WEA eine deutliche Verringerung der Verschattungsverluste bewirkt.

Es zeigt sich, dass es bei den größten Layouts mit dem Abstand von neun Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung die gegenseitige Verschattung von angrenzenden Zellen noch weniger als 10% größere Verluste verursachen, während hier beim kleinsten Layout zusätzliche Verschattungsverluste von mehr als 30% auftreten. Bei allen Layouts treten bei einer Westausrichtung größere Verschattungsverluste auf als bei nach Süden ausgerichteten Anlagen. Der Einfluss wird jedoch bei größeren Abständen senkrecht zur Hauptwindrichtung deutlich geringer, wie ein Vergleich zwischen den Layouts mit den Abständen 7-3-50 und 7-5-50 zeigt.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse und Vergleich der isolierten Einheitszelle mit der Zelle innerhalb einer großen Anlage. Alle Werte sind exklusive der Reihenverschattung angegeben. Rot/grün: Worst- und Best-Case

Layout	Verschattungsverluste isoliert	Verschattungsverluste integriert	Unterschied, absolut
5-3-100-süd	--	1.61%	--
5-3-50-süd	1.61%	2.08%	0.47%
5-3-50-west	1.70%	2.28%	0.58%
7-3-100-süd	--	1.02%	--
7-3-50-süd	1.19%	1.41%	0.23%
7-3-50-west	1.29%	1.52%	0.23%
7-5-50-süd	0.75%	0.83%	0.08%
7-5-50-west	0.80%	0.93%	0.13%
9-5-100-süd	--	0.52%	--
9-5-50-süd	0.65%	0.71%	0.06%
9-5-50-west	0.67%	0.73%	0.06%

Vor dieser Untersuchung wurden mehrere Kollegen in der Solarpraxis sowie im RLI befragt, wie hoch sie Verschattungsverluste innerhalb eines Windparks einschätzten. Diese Einschätzungen lagen stets im Bereich zwischen 10 und 20%. Aus diesem Grund ist eine eingehende, kritische Betrachtung der erheblich positiveren Ergebnisse im folgenden Abschnitt zwingend erforderlich.

4.4 Validierung der PVSyst Verschattungsanalyse

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die Unsicherheiten der Simulation in PVSyst im Vergleich mit reinen Photovoltaikanalgen schon teilweise angesprochen. In diesem Abschnitt sollen diese Unsicherheiten detailliert beschrieben und sowohl qualitativ als auch quantitativ eingeordnet werden.

4.4.1 Dynamische Verschattung

Der Schattenwurf durch Windkraftanlagen kann in Kategorien unterteilt werden:

- Statischer Schattenwurf durch den Turm
- Dynamischer Schattenwurf durch die Gondel
- Dynamischer Schattenwurf durch die Rotorblätter

Während sich der Turm einer WEA nicht bewegt und somit in einer Verschattungssimulation von PVSyst problemlos berücksichtigt werden kann, stellen sowohl Gondel als auch Rotorblätter dynamische Verschattungsobjekte dar, die zu einer sehr komplexen Verschattungssituation führen.

Einerseits ändern sich die Gondelstellung und somit auch die Ausrichtung des Rotors mit der Windrichtung. Andererseits entsteht durch die Drehung der Rotorblätter eine zweite dynamische Verschattungssituation.

Außerdem muss zwischen beiden dynamischen Verschattungen eine Unterscheidung auf der zeitlichen Ebene stattfinden. Starke Gondeldrehungen aufgrund der Windrichtung treten nicht so häufig auf, da die WEA größtenteils in Hauptwindrichtung ausgerichtet sind. Außerdem ist nicht zu erwarten, dass kleinere Korrekturen der Ausrichtung um wenige Grad signifikanten Einfluss auf den Schattenwurf haben. Darüber hinaus hat auch der Sonnenstand relativ zu der Gondelstellung einen Einfluss auf die Verschattung. Da Gondeln aller WEA-Hersteller eine langgezogene Form haben, ist die Fläche von der Seite betrachtet deutlich größer als von vorne. Gleichzeitig haben die Rotorblätter frontal gesehen eine größere Fläche als seitlich.

In Abschnitt 4.2.1 wurde festgestellt, dass die Rotorstellung einen Einfluss auf die Verschattungsverluste hat und in Konsequenz wurde die unvorteilhafteste Rotorstellung für die Simulation der Verschattungsverluste angesetzt. Außerdem wurde festgestellt, dass die Gondelstellung nur eine minimale Beeinflussung der Verschattungsverluste bewirkt und in der Simulation somit vernachlässigt werden kann.

Es bleibt als Unsicherheit, welche Auswirkung die hochfrequente Verschattung durch die Rotorblätter unterschiedlicher Anlagenteile auf das Verhalten der Wechselrichter hat. Prinzipiell muss an dieser Stelle auch zwischen zentralen und dezentralen Wechselrichterkonzepten unterschieden werden.

Bei dezentralen Wechselrichterkonzepten, die üblicherweise auf 30 kVA-Wechselrichtern mit maximal 6 Strings auf einem oder zwei MPP-Trackern basieren, ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, dass im Verschattungsfall alle oder mindestens die Hälfte der Strings durch den Rotor der WEA periodisch verschattet werden. In diesen Fällen ist ein periodisch auftretendes String-Mismatch zu erwarten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass der MPP-Tracking Algorithmus durch diese hochfrequente Verschattung gestört werden kann und keinen geeigneten MPP mehr einstellen kann. Die Mismatch-Problematik wird im folgenden Abschnitt 4.4.3 näher untersucht. Zum Thema MPP-Tracking wurde im Rahmen dieser Arbeit Kontakt mit der hierauf spezialisierten Abteilung beim Wech-

selbsterzeugter SMA aufgenommen. Aus der Korrespondenz geht hervor, dass SMA hier keine Probleme erwartet. [25]

Einerseits bewirkt die periodische Verschattung vor allem eine Schwankung des Stromes im Generatorfeld, während der MPP-Tracker nur auf Spannungsänderungen reagiert. Weiterhin reagieren die MPP-Tracker im Vergleich zu der hochfrequenten Verschattung durch den Rotor einer WEA deutlich langsamer. Außerdem registrieren moderne MPP-Tracker, ob eine Verschattungssituation einmalig oder periodisch auftritt und leiten hieraus ein optimales Vorgehen ab. Zusammenfassend entsprechen die zu erwartenden Verluste durch die dynamische Verschattung näherungsweise den Einstrahlungsverlusten und den daraus folgenden String-Mismatching-Verlusten; zusätzliche Verluste durch fehlerhaftes MPP-Tracking werden nicht erwartet [25].

Bei einem zentralen Wechselrichterkonzept, mit oftmals 150 oder mehr Strings pro Wechselrichter und MPP-Tracker sowie einer entsprechend großen Modulfläche wirkt sich die dynamische Verschattung durch die Rotorblätter ähnlich aus wie kurzfristiger Wolkendurchzug und somit tritt nur ein Mismatch Verlust auf. Bei dezentralen Wechselrichterkonzepten sind diese Verluste geringer, da die Anzahl der MPP-Tracker pro Modulfläche erheblich größer ist und mit unterschiedlichen Einstrahlungssituationen besser umgegangen werden kann.

Insgesamt stellt die dynamische Komponente der Verschattung also kein besonderes Problem für das Kombikraftwerk dar, zusätzlich werfen die Rotorblätter, wie im nächsten Abschnitt gezeigt, in den wenigsten Fällen überhaupt einen Kernschatten, so dass die Verschattung durch die Rotorblätter ohnehin einen sehr geringen Einfluss hat ist.

4.4.2 Kernschattenproblematik

In allen vorangegangenen Untersuchungen sowie PVSyst-Simulationen wurde davon ausgegangen, dass jeder von den WEA geworfene Schatten ein Kernschatten ist, d.h. das verschattende Objekt aus Sicht aller betroffenen Module die Sonne vollständig verschattet. Dies ist in der Realität bei den in dieser Arbeit untersuchten Abständen zwischen Modulfläche und verschattendem Objekt jedoch oft nicht der Fall. Das offensichtlichste Beispiel ist die Spitze der Rotorblätter, die aus einiger Entfernung kaum sichtbar ist und die Sonne aus Sicht der Modulebene nicht komplett verdecken kann. In diesem Fall verursacht dieses Objekt nur eine diffuse Verschattung. Wie aus Abbildung 18 hervorgeht, kann die Kernschattenwurfweite b auf Basis der Radien der Sonne r_s und des verschattenden Objektes r_o sowie der Entfernung zur Sonne a berechnet werden. Da der Radius der Sonne und des Objekts konstant sind und die Entfernung zur Sonne näherungsweise konstant ist, ist auch die Kernschattenwurfweite konstant.

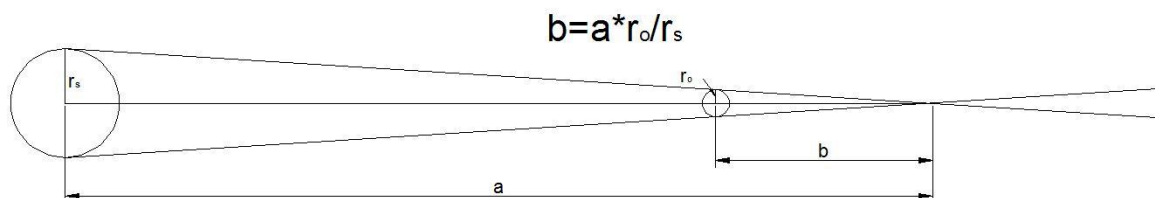


Abbildung 18: Bestimmung der Kernschattenwurfweite auf Basis des Strahlensatzes.

Mit der so errechneten Kernschattenwurfweite b lässt sich, wie in Abbildung 19 gezeigt, bestimmen, wie groß die maximale Entfernung D ist, in der ein Objekt noch einen Kernschatten auf den Boden bzw. auf die Modulreihen werfen kann.

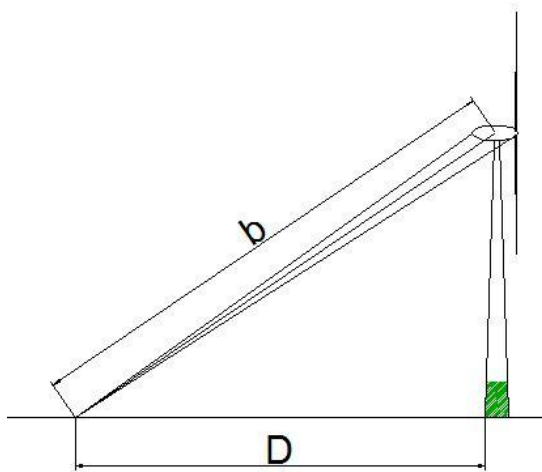


Abbildung 19: Bestimmung der Kernschattenwurfweite auf Boden D auf Basis der Kernschattenwurfweite b eines Objekts, hier exemplarisch für die Gondel.

WEA sind komplexe Verschattungsobjekte bestehend aus Teilen mit verschiedenen Durchmessern, aus denen sich wiederum verschiedene Kernschattenwurfweiten, die in Tabelle 8 aufgeführt sind, ergeben.

Daraus geht hervor, dass z.B. die Flügelspitzen zu keinem Zeitpunkt einen Kernschatten auf die Modulreihen werfen können, während die Gondel mit einem Durchmesser von max. 6 m einen Kernschatten bis zu ca. 310 m weit wirft.

Tabelle 8: Kernschattenwurfweite auf Boden von unterschiedlichen Teilen der WEA.

Anlagenteil	Bauteil- durchmesser r_o in m	Kernschatten- wurfweite D auf Boden in m
Gondel, von Vorne	6.00	310
Turm, Spitze	2.20	71
Turm, unteres Drittel	8.00	430
Blatt, Wurzel	4.05	190
Blatt, Spitze	0.50	0

Um zu analysieren, ob ein von PVSyst berechneter Schatten ein Kernschatten ist oder nur eine diffuse Verschattung darstellt, muss die auf diese Art berechnete, maximale Kernschattenwurfweite mit der tatsächlichen Schattenwurfweite verglichen werden. Die tatsächliche Schattenwurfweite ist, wie aus Abbildung 20 hervorgeht, direkt vom Sonnenstand abhängig.

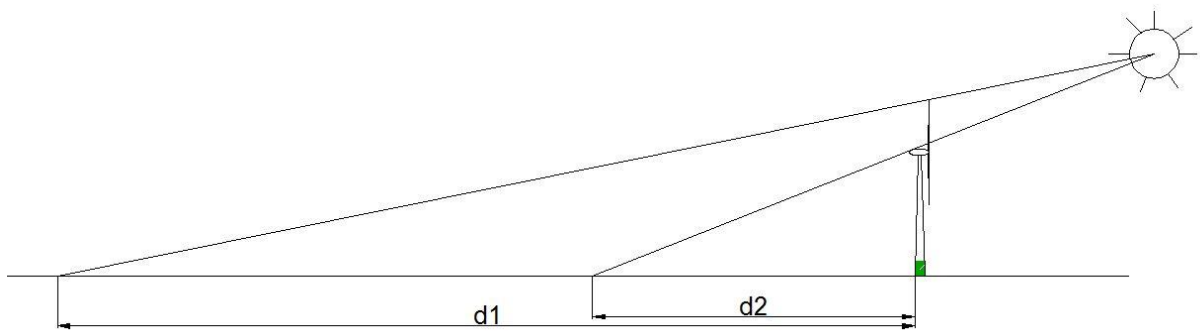


Abbildung 20: Schattenwurfweite d in Abhängigkeit des Sonnenstandes und der Höhe des verschattenden Objekts, hier exemplarisch Rotorblattspitze und Gondel.

Somit wirft ein Objekt nur dann einen Kernschatten, wenn die tatsächliche Schattenwurfweite d kleiner als oder gleich groß wie die Kernschattenwurfweite D ist.

Aus dieser Betrachtung folgt, dass für eine genaue Bestimmung der Ungenauigkeit der PVSyst-Simulation für jeden Zeitschritt jede Schattenwurfweite mit der jeweiligen maximalen Kernschattenwurfweite verglichen werden muss. Da ein solches Vorgehen nicht praktikabel ist, soll im Folgenden für die wichtigsten Bauteile einer WEA abgeschätzt werden, wie häufig sie Kernschatten verursachen und zu welchen Tages- oder Jahreszeiten die tatsächliche Schattenwurfweite über der Kernschattenwurfweite liegt und somit nur eine diffuse Verschattung vorliegt.

In Diagramm 6 sind die Schattenwurfweiten von Turmspitze, Gondel und Blattwurzel, die auf ungefähr derselben Höhe liegen - hier wurde die Nabenhöhe angenommen - abhängig vom Sonnenazimut für den 21.6. sowie den 21.12. eingezeichnet. Hierbei stellt die hellblaue Kurve für den 21.6. die minimale Schattenwurfweite beim jeweiligen Sonnen-Azimut dar, während die dunkelblaue Kurve vom 21.12. das Maximum darstellt. Die Tagesverläufe der Schattenwurfweiten aller anderen Tage des Jahres liegen zwischen diesen beiden Kurven. Die unterbrochenen Linien repräsentieren die maximalen Kernschattenwurfweiten der jeweiligen Bauteile.

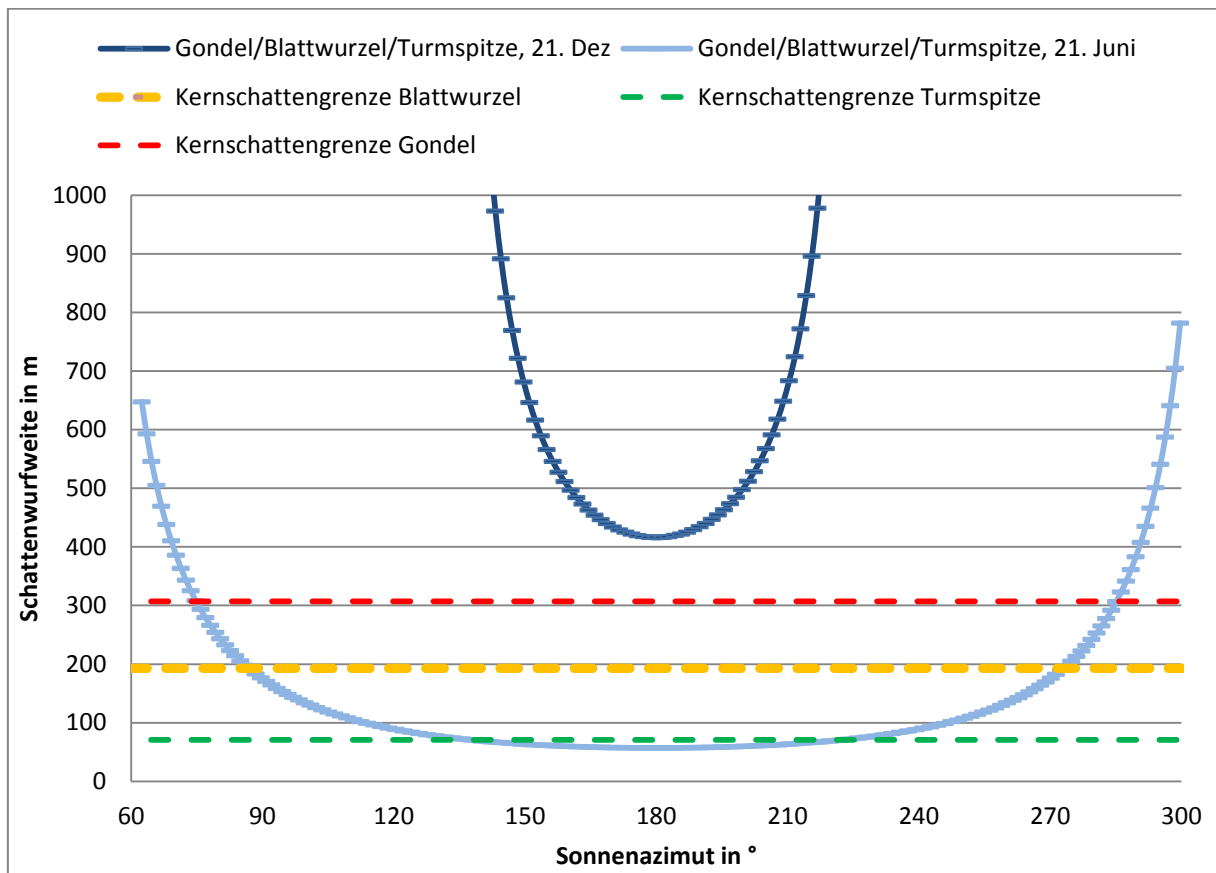


Diagramm 6: Schattenwurfweite von Turmspitze, Gondel und Blattwurzel sowie deren Kernschattenwurfweite auf Boden.

Aus der Untersuchung geht hervor, dass die Turmspitze nur im Juni bei einem Sonnenazimut zwischen 125° und 225° komplett Kernschatten wirft. In anderen Jahreszeiten liegt die maximale Schattenwurfweite über der Kernschattenwurfweite was bedeutet, dass die Turmspitze die Sonne auf diese Entfernung nicht komplett verdeckt. Es zeigt sich auch, dass die Gondel über den Großteil des Jahres hinweg einen Kernschatten wirft. Die Blattwurzel liegt mit einer Kernschattenwurfweite von ca. 210 m zwischen beiden Bauteilen. Da sich die Rotorblätter sehr schnell verjüngen, erhöht sich zwar die Schattenwurfweite in senkrechter Rotorstellung, die Kernschattenwurfweite nimmt jedoch aufgrund der geringeren Breite ab.

Analog zu der Betrachtung zu Diagramm 6 geht aus einer Betrachtung von Diagramm 7 hervor, dass das untere Drittel des Turmes mit einer Höhe von ca. 33 m zwar einen deutlich kürzeren Schatten wirft, dieser jedoch am 21.6. praktisch von Sonnenauf- bis Untergang ein Kernschatten ist. Auch am 21.12. liegt der Schatten des unteren Turmdrittels innerhalb der Kernschattenwurfweite. Hierbei ist zu beachten, dass der Durchmesser des unteren Drittel des Turms als konstant 8 m angenommen wird, was im Vergleich zur Realität, eine deutliche Überschätzung darstellt, da sich der Turm insbesondere im unteren Drittel stark verjüngt.

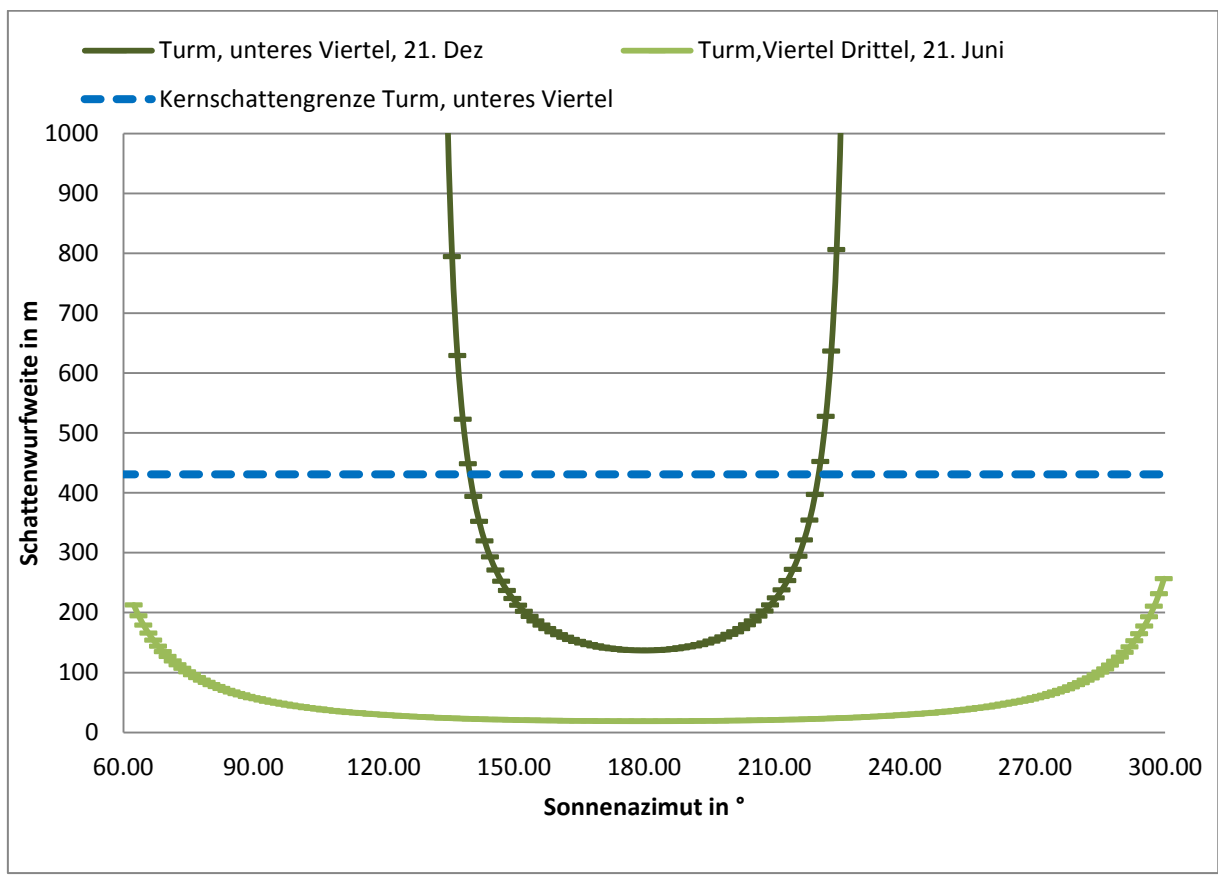


Diagramm 7: Schattenwurfweite von Turmspitze, Gondel und Blattwurzel sowie deren Kernschattenwurfweite auf Boden.

Aus diesen Betrachtungen resultiert, dass die Verschattungsanalyse von PVSyst, die davon ausgeht, dass jeder Schatten ein Kernschatten ist, in Fall des unteren Turmabschnitts durchaus richtig liegt, die Verschattung im Fall der anderen Bauteilen der WEA jedoch teilweise stark überschätzt.

So werfen die oberen Hälften der Rotorblätter in der Simulation die längsten Schatten und verschatten eine Vielzahl von Strings, obwohl sie in der Realität aufgrund ihrer geringen Breite die Sonne aus Sicht der Modulebene zu keinem Zeitpunkt vollständig verdecken und so zu einem Kernschatten führen können. Andere Teile wie z.B. das obere, schmale Turmsegment werfen über den Großteil des Jahres nur teilweise einen Kernschatten.

Eine Quantifizierung der von PVSyst vorgenommenen Überschätzung im Rahmen der Simulation ist an dieser Stelle jedoch nicht möglich, da diese maßgeblich von der Entfernung der betroffenen Modulreihen von den WEA abhängt. Prinzipiell wird die Verschattung in unmittelbarer Umgebung der WEA nur im Bereich der Rotorblätter überschätzt, während bei weiter entfernten Modulen die Schatten von allen Bauteilen bis auf das untere Drittel des Turms überschätzt werden.

Zusammenfassend wird die Verschattung im Winter und in den Frühen Morgenstunden bzw. späten Abendstunden, bei sehr großen Schattenwurfweiten teilweise deutlich überschätzt, während die Simulationsergebnisse bei kurzen und mittleren Schattenwurfweiten deutlich präziser sind. Der Schattenwurf der Rotorblätter ist in allen Fällen sehr kritisch zu bewerten da hier größtenteils kein Kernschatten geworfen wird und das PVSyst-Ergebnis somit eine deutliche Überschätzung darstellt.

4.4.3 String-Mismatch

Sogenannte Mismatch-Verluste treten bei Photovoltaikanlagen vor allem auf der String-Ebene auf, wenn Module innerhalb eines Strings zum gleichen Zeitpunkt unterschiedlich große Ströme erzeugen, was in der Praxis in einer Größenordnung von 0,5% bis 2% aufgrund Modulqualität immer der Fall ist. Da sich der Strom in einer Reihenschaltung nach dem schwächsten Glied richtet, ist die Leistung des gesamten Strings somit niedriger als die Summe der Einzelleistungen der Module. Diese Diskrepanz wird allgemein als Mismatch-Verlust bezeichnet.

Ein ähnlicher Effekt tritt bei der Parallelschaltung mehrerer Strings auf einen MPP-Tracker auf. Werden einzelne Strings verschattet, sinkt deren Strom linear mit der Einstrahlung während die Spannung in den meisten Fällen nur geringfügig abfällt, dieser Effekt ist in Diagramm 8 dargestellt. Da sich bei einer Parallelschaltung die Ströme addieren, während die Spannung für alle Strings gleich ist, stellt sich am Verknüpfungspunkt eine Spannung ein, die unter der der unverschatteten Strings liegt. Es treten auch Ausgleichsströme auf, die jedoch in diesem Fall vernachlässigbar sind. Die Spannungsverschiebung bewirkt allerdings, dass die Module minimal außerhalb des MPP betrieben werden und so Energie verloren geht. Dies bedeutet, dass die Leistung der gesamten Parallelschaltung der Strings geringer ist als die Summe der Einzelleistungen aller Strings.

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, berechnet PVSyst die Verschattungsverluste über eine generelle Minderung der Einstrahlung, die direkt über die jeweils verschatteten Modul- bzw. Stringfläche bestimmt wird. Der teilverschattete Generator wird so behandelt, als ob die Einstrahlung auf der gesamten Modulfläche gleichmäßig geringer ist. Dies bewirkt, dass die eingangs beschriebenen Mismatch-Verluste bei der Parallelschaltung unterschiedlich verschatteter Strings auf einen MPP-Tracker nicht berücksichtigt werden.

Eine genaue Quantifizierung dieser Unterschätzung der Verschattungsverluste ist sehr kompliziert und wird von keinem derzeit verfügbaren Simulationsprogramm für Anlagen dieser Größe unterstützt, da die Spannung der einzelnen Strings von vielen Parametern wie z.B. Direktstrahlungsanteil, Verschattungsgrad, Temperatur und den elektrischen Eigenschaften der einzelnen Module abhängt. Es ist jedoch eine Worst-Case Abschätzung möglich, die zeigt, wie groß diese Verluste unter den ungünstigsten Bedingungen ausfallen.

Vor dieser Worst-Case Analyse müssen die Strahlungsdaten untersucht werden, um abschätzen zu können, in welchen Situationen die stärkste Einstrahlungsminderung einzelner Strings zu erwarten ist.

Da Verschattung in den in dieser Arbeit untersuchten Szenarien immer aus einer geringfügigen Verschattung der Diffusstrahlung von z.B. 3,8% für das Layout 5-3-50-süd und einer Verschattung der Direktstrahlung besteht, tritt zu keinem Zeitpunkt eine vollständige Verschattung, also eine Einstrahlungsminderung auf 0 W/m², auf. Dieser Umstand ist entscheidend, da die Spannung von PV-Modulen, wie aus Diagramm 8 hervorgeht, erst ab Einstrahlungen deutlich unter 400 W/m² signifikant abfällt und erst ab ca. 100 W/m² einbricht.

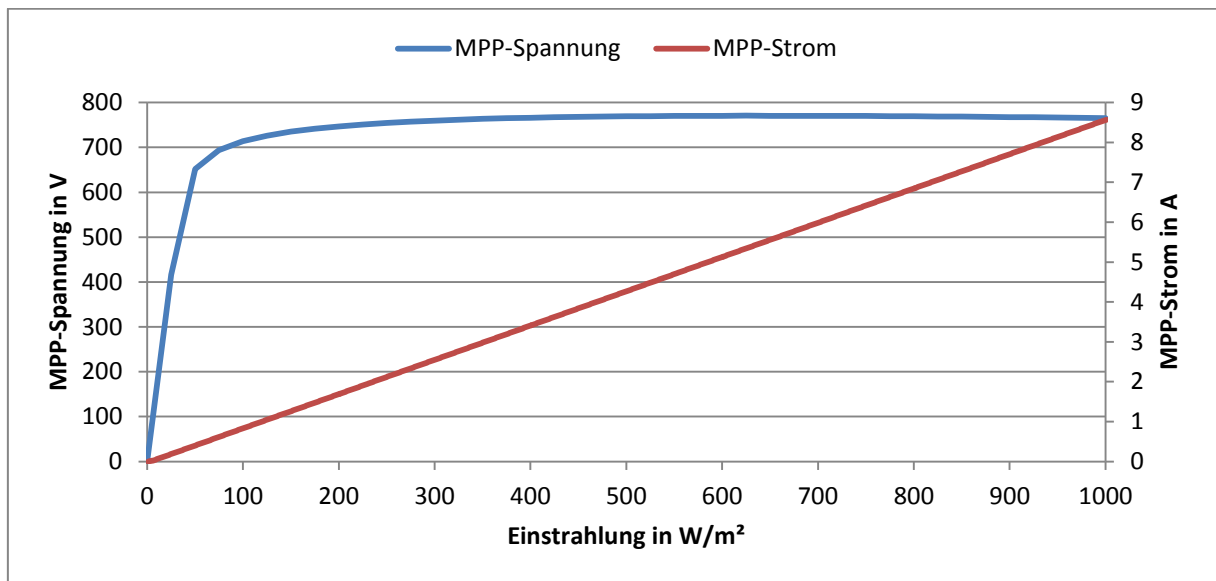


Diagramm 8: Verlauf der MPP-Spannung sowie des MPP-Stroms eines Strings mit 22 Modulen abhängig von der Einstrahlung am Beispiel von CanadianSolar 240 Wp polykristallinen Modulen bei einer konstanten Modultemperatur von 25 °C. Quelle: INSEL-Simulation.

Diagramm 9 zeigt, dass am untersuchten Standort Potsdam ab ca. 300 W/m^2 Globalstrahlung auf die Horizontale im Mittel ca. 170-200 W/m^2 Diffusstrahlung auf die Horizontale vorherrschen.

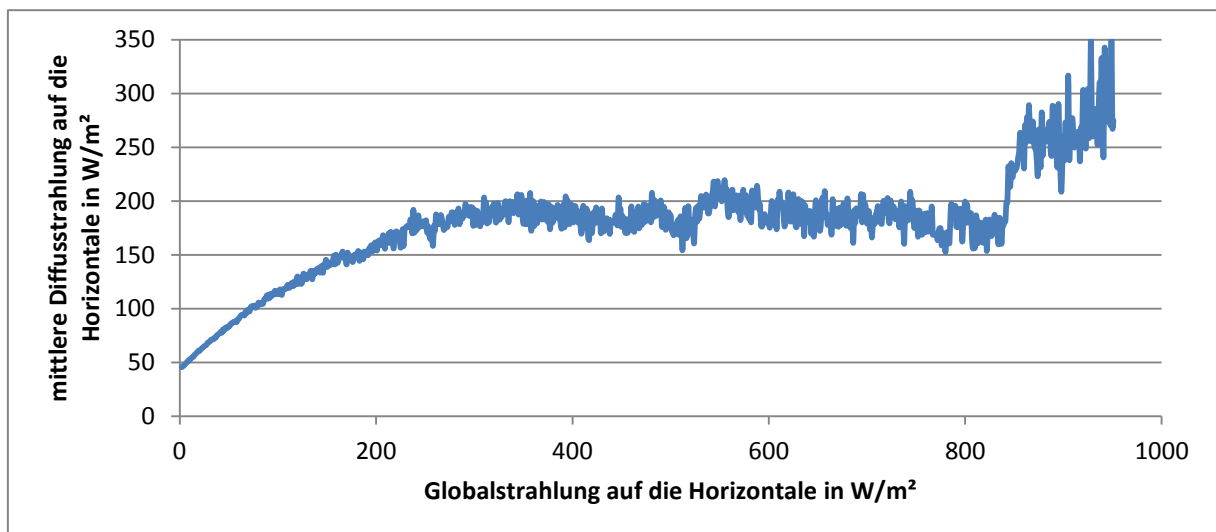


Diagramm 9: Mittlere Diffusstrahlung auf die Horizontale in Abhängigkeit der Globalstrahlung auf die Horizontale. DWD-Daten, Potsdam, 2011.

Aus Diagramm 9 und Diagramm 10 geht hervor, dass der mittlere Direktstrahlungsanteil bis ca. 825 W/m^2 auf maximal 200 W/m^2 bzw. 82% ansteigt und über diesem Wert im Mittel wieder auf ca. 70% abfällt. Dieser Effekt wird durch die Einstrahlungsüberhöhung verursacht, bei dem der Anteil der Diffusstrahlung an der Globalstrahlung deutlich erhöht wird [26].

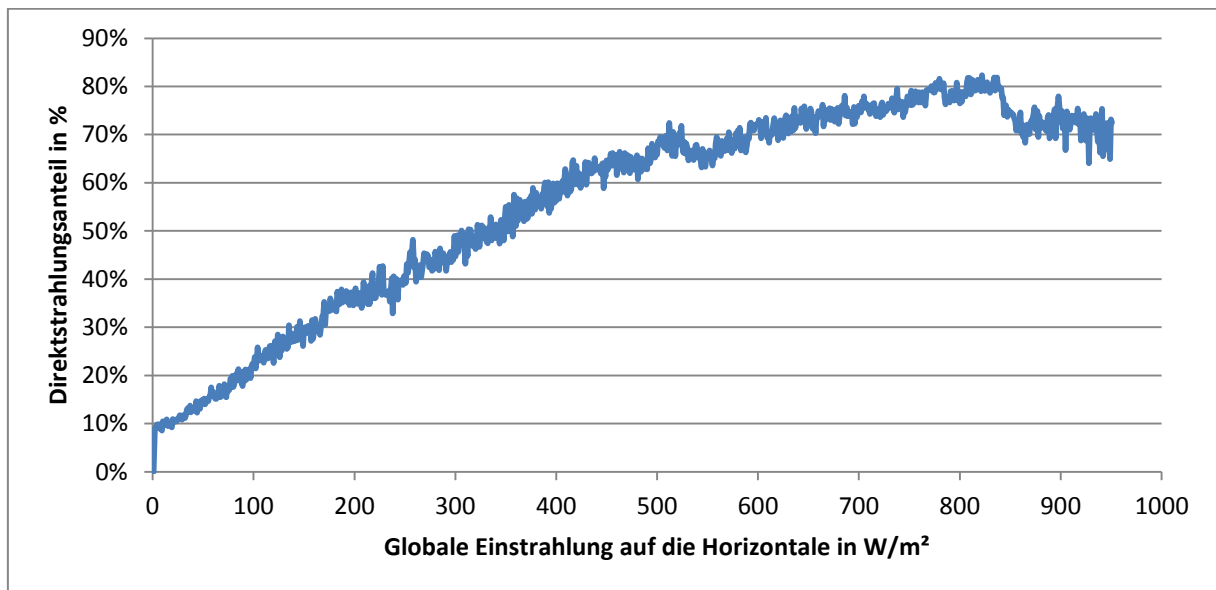


Diagramm 10: Mittlerer Direktstrahlungsanteil an der Globalstrahlung auf die Horizontale in Abhängigkeit der Globalstrahlungsintensität. DWD-Daten, Potsdam, 2011.

Aus der Betrachtung der Wetterdaten folgt die Entscheidung, dass die Untersuchung der String-Mismatch Verluste mit einem Direktstrahlungsanteil von 80% durchgeführt wird. Die Globalstrahlung liegt hierbei bei 1000 W/m². Es sollen Situationen untersucht werden, in denen 10%, 20%, 50% und 80% aller auf einem MPP-Tracker liegenden Strings komplett direktverschattet sind, d.h. in diesem Fall eine Einstrahlung von 200 W/m² haben, während die restlichen Strings komplett unverschattet bleiben. Im Rahmen dieser Simulation wird der Temperatureinfluss nicht berücksichtigt, die Modultemperatur liegt konstant bei 25 °C. Daraus entsteht ein Fehler, wenn die verschatteten Module für längere Zeit im Schatten liegen und dadurch signifikant kälter sind als die unverschatteten Module.

Allerdings ist dies bei der dynamischen Verschattung durch die Rotorblätter nicht der Fall, hier kann man davon ausgehen, dass die Temperatur über die gesamte, vom Rotorschatten überstrichene Fläche nahezu gleich ist. Außerdem geht die PVSyst-Simulation auch bei geringfügig teilverschatteten Strings von einer kompletten Abschattung aus, so dass auch hier nur kleine Teile des Strings tatsächlich eine niedrigere Temperatur aufweisen.

Die detaillierte Simulation dieser Verschattungsszenarien erfolgt in INSEL [27] anhand von 10 Strings, von denen nacheinander 1, 2, 5 und 8 Strings mit 200 W/m² bestrahlt werden, während die restlichen Strings mit 1000 W/m² bestrahlt sind. Gleichzeitig werden 10 Strings nach der PVSyst-Methode mit einer gemittelten Einstrahlung simuliert. Die daraus resultierenden Kennlinien werden aufgenommen.

Da sich herausstellt, dass sich die Kennlinien einer PVSyst- und einer genaueren Simulation kaum unterscheiden, ist in Abbildung 21 das Worst-Case Szenario mit 50% Abschattung dargestellt. In den Szenarien mit 1, 2 und 8 verschatteten Strings unterscheiden sich die Ergebnisse beider Betrachtungen nicht signifikant. In Abbildung 22 ist eine Detaildarstellung des MPP-Bereichs aus Abbildung 21 zu sehen.

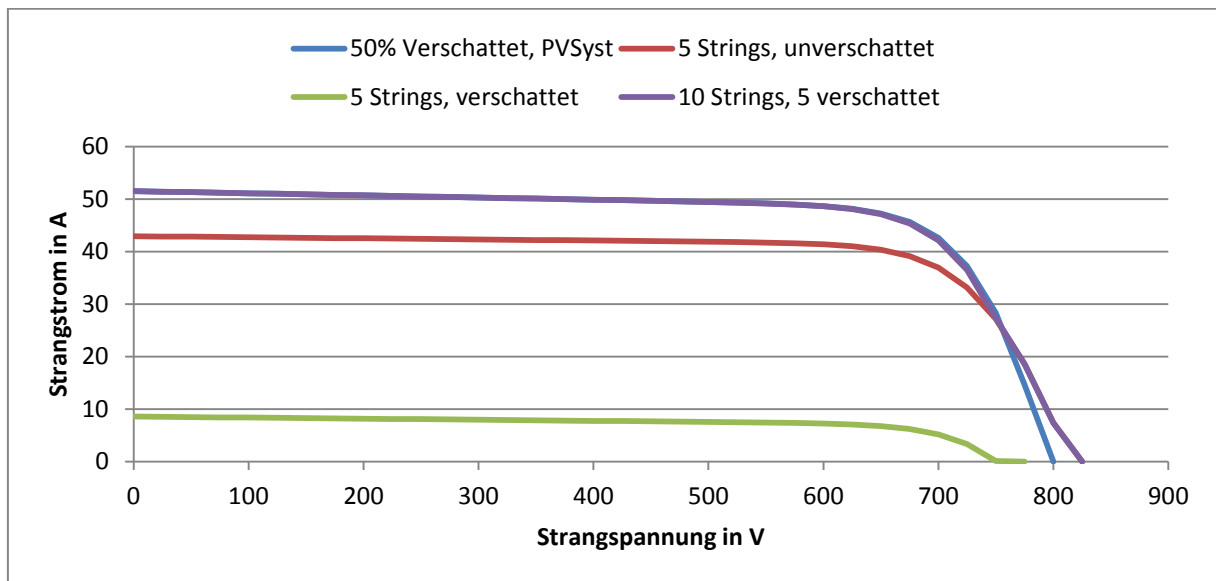


Abbildung 21: Kennlinienvergleich zwischen PVSyst und einer genauen Simulation bei 5 verschatteten Strings.

Die in den Abbildungen blau dargestellte PVSyst-Kennlinie im für den MPP relevanten Bereich weicht kaum von der realen Kennlinie, die sich aus dem grün und rot dargestellten Kennlinien zusammensetzt und lila dargestellt ist, ab.

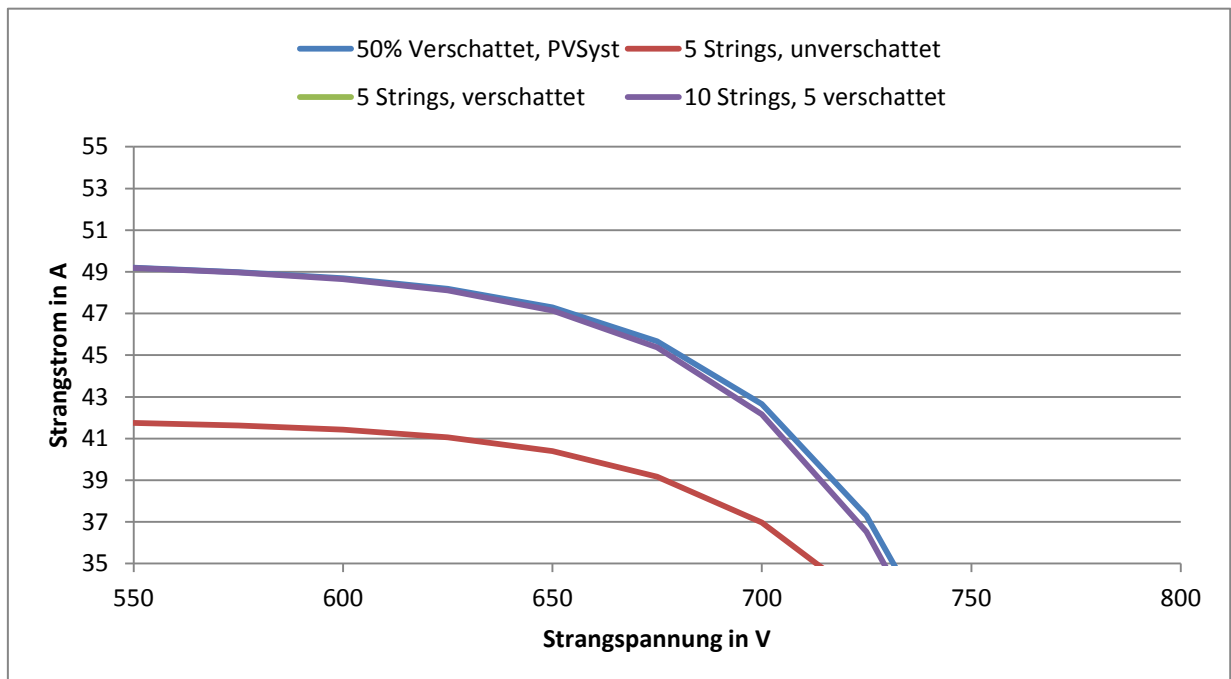


Abbildung 22: Detaildarstellung des MPP-Bereichs aus Abbildung 21.

Im zweiten Schritt wird ebenfalls in INSEL mittels eines MPP-Trackers jeweils der MPP aller Varianten aufgenommen. Die so bestimmten MPP-Leistungen in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9: relative Überschätzung der MPP-Leistung bei Parallelschaltung verschatteter und unverschatteter Strings bei 1000W/m² Globalstrahlung und 20% Direktstrahlungsanteil.

Anteil verschattete Strings in %	10	20	30	40	50	60	70	80	90
MPP-Leistung PVSyst in kW	48,53	44,14	39,73	35,31	30,88	26,45	22,01	17,59	13,18
MPP-Leistung	48,46	44,02	39,59	35,16	30,73	26,32	21,91	17,52	13,16
INSEL in kW									
Differenz in W	69	115	144	153	148	128	99	64	29
rel. Leistungsunterschied in PVSyst in %	0.14%	0.26%	0.36%	0.58%	0.48%	0.49%	0.45%	0.37%	0.22%

Das Ergebnis der Untersuchung ist, dass die MPP-Leistung der verschatteten Wechselrichterbereiche von PVSyst tendenziell leicht überschätzt wird. Diese Überschätzung ist mit maximal 0,58% der Momentanleistung jedoch gering. Außerdem nimmt diese Überschätzung mit der Globalstrahlungsintensität sehr stark ab. So liegt die Überschätzung durch PVSyst bei einer Globalstrahlung von 800 W/m², einem Direktstrahlungsanteil von 80% und einem Anteil von 40% der verschatteten Strings bei 0,28%, bei 600 W/m² und den gleichen Bedingungen bei 0,16%. Diese Verluste fallen also abhängig von der Verschattungssituation jedes einzelnen Wechselrichters deutlich unterschiedlich aus.

Wie aus der qualitativen Verschattungsanalyse in Abschnitt 4.2 hervorgeht, treten Situationen, in denen 40% oder mehr aller Strings verschattet sind nur in den frühen Morgenstunden sowie in den Wintermonaten auf. Und auch in diesen Situationen sind meistens nur Teile der Anlage und somit nicht alle Wechselrichter von diesen Verschattungen betroffen. Außerdem treten zu diesen (Jahres)Zeiten keine Globalstrahlungswerte von 1000 oder 800 W/m² auf.

Eine Quantifizierung der tatsächlichen Unterschätzung der Verschattungsverluste durch PVSyst ist nur auf Basis einer Betrachtung jedes einzelnen Wechselrichterbereichs für jeden Zeitschritt möglich und somit im Rahmen dieser Arbeit nicht durchführbar. Die qualitative Betrachtung der Verschattungssituationen zu verschiedenen Zeitpunkten in Abschnitt 4.2 legt jedoch nahe, dass es nur zu wenigen Zeitpunkten im Jahr zu einer Kombination aus hoher Einstrahlung und hohem Direktverschattungsgrad kommen kann, die zu signifikanten Mismatch-Verluste auf Stringebene führen.

Bei dieser gesamten Betrachtung ist außerdem wichtig festzuhalten, dass dieser Effekt nur bei Zentralwechselrichtern überhaupt zu relevanten Auswirkungen führen kann. Dadurch, dass bei Stringwechselrichtern im Normalfall nur 3 bis 6 Strings auf einem MPP-Tracker liegen, ist es ausgeschlossen, dass hier signifikante Teile der Anlage von Mismatch auf Stringebene betroffen sind.

Zusammenfassend ist es äußerst unwahrscheinlich, dass die Mismatch-Verluste auf Stringebene zu einer signifikanten Erhöhung der realen Verschattungsverluste führen.

4.4.4 Fehler durch PVSyst-Stringbetrachtung

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, verringert PVSyst bei der Verschattungsberechnung die Direktstrahlung proportional zum Anteil der von Schatten betroffenen Strings an der Gesamtmodulfläche. Dies führt einerseits zu einer Unterschätzung der Verluste aufgrund der Mismatch-Verluste, die in Abschnitt 4.4.3 beschrieben sind, andererseits jedoch aufgrund der Art der Betrachtung der Stringverschattung auch zu einer Überschätzung der Verschattungsverluste.

Da jeder teilverschattete String unabhängig vom tatsächlichen Verschattungsgrad – also wie viele der 22 Module eines Strings verschattet sind – als vollständig verschattet betrachtet wird, ist zu erwarten, dass die Verschattungsverluste dadurch teilweise überschätzt werden. Dies liegt zum einen daran, dass wie gezeigt wurde bei der Verschattung durch z.B. Rotorspitzen in der Realität kein Kernschatten vorliegt, aber auch daran, dass sich ein String erst ab der Verschattung einer größeren Anzahl von Modulen tatsächlich wie ein komplett verschatteter String verhält. Dieses Verhalten soll im Folgenden näher untersucht werden. Hierbei ist zu beachten, dass PVSyst die gesamte PV-Anlage als eine Parallelschaltung aller Strings betrachtet.

Für diese Untersuchung soll das Verschattungsverhalten einer Parallelschaltung eines unverschatteten und eines verschatteten Strings gegenübergestellt werden. Die Verschattung wird wiederum über die Anzahl der verschatteten Module von 1, 2, 4, 8, 11 bis 22 variiert. Dieser Vergleich erfolgt auf Basis der Kennlinien sowie des MPP. Als Szenario wird eine Globalstrahlung auf die geneigte Modulebene von 1000 W/m² mit einem Direktstrahlungsanteil von 80% angenommen. Für die detaillierten Berechnungen wird das in PVSyst integrierte Tool für die detaillierte Verschattungsberechnung einzelner Module und Zellen innerhalb einer Parallelschaltung von maximal 50 Strings benutzt. Als Modultemperatur werden 45 °C für alle Module angenommen.

Die Berechnungsmethode von PVSyst innerhalb der Ertragsberechnung wird in INSEL emuliert, dabei wird berücksichtigt, dass die Direktverschattung in PVSyst, wie in Abschnitt 4.1 ausgeführt, nur mit 80% gewichtet wird. Diese Untersuchung wird deshalb an einer Parallelschaltung von zwei Strings durchgeführt, weil auf diese Weise auch die Worst-Case String-Mismatchverluste bei einer Verschattung von ca. 50% aller Strings eines MPP-Trackers berücksichtigt werden.

4.4.4.1 Ergebnis innerhalb der Ertragsberechnung

Unter den gegebenen Randbedingungen berechnet PVSyst innerhalb der Ertragsberechnung die MPP-Leistung der Parallelschaltung mit einer gemittelten Einstrahlung die für den verschatteten String nach folgender Formel berechnet wird.

$$E_{Glob,verschattet} = [E_{Glob,diff} * f_{diff} + E_{Glob,dir} * (1 - k_{String})]$$

mit:

$E_{Glob,verschattet}$	= Einstrahlung auf den verschatteten String in W/m ²
$E_{Glob,diff}$	= Globale Diffusstrahlung auf die geneigte Modulebene in W/m ²
f_{diff}	= von PVSyst ermittelter Faktor für die Diffusstrahlung
$E_{Glob,dir}$	= Globale Direktstrahlung auf die geneigte Modulebene in W/m ²
k_{String}	= In PVSyst angegebener Faktor für Berücksichtigung der Stringverschattung

Die Verschattung der Diffusstrahlung wird in dieser Untersuchung vernachlässigt, der Faktor für die Berücksichtigung der Stringverschattung wird wie eingangs erklärt mit 0,8 angenommen. Der so ermittelte Einstrahlungswert

wird anteilig mit den unverschatteten Strings verrechnet und es entsteht folgende gemittelte Einstrahlung auf die gesamte Modulfläche.

$$\frac{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + 200 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} + 800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 0,2}{2} = 680 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Daraus ergibt sich die in Abbildung 11 dargestellte Kennlinie sowie der MPP bei 6485 W.

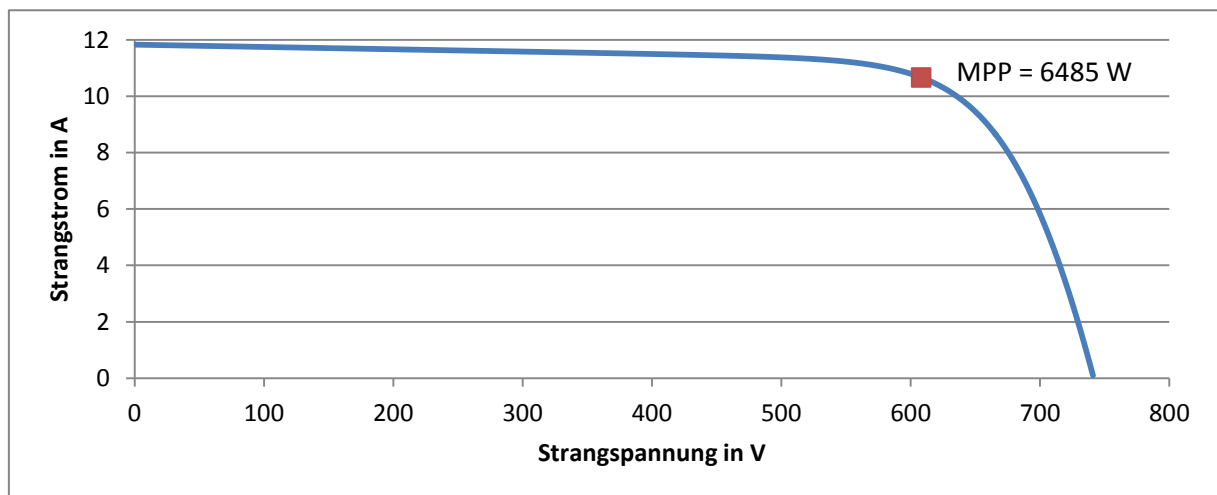


Diagramm 11: Kennlinie und MPP der Parallelschaltung eines verschatteten und eines unverschatteten Strings nach der PVsyst Verschattungsberechnungsmethode bei 1000 W/m² und 80% Direktstrahlungsanteil.

4.4.4.2 Ergebnis der detaillierten Berechnung

Im Folgenden sind die Kennlinien der Parallelschaltung eines verschatteten und eines unverschatteten Strings innerhalb der oben genannten Randbedingungen abgebildet, die mit dem in PVSyst integrierten Verschattungsrechner erstellt wurden. Aus den Kennlinien der Parallelschaltungen mit 22 bzw. 11 verschatteten Modulen in Diagramm 12 sowie in Diagramm 13 geht hervor, dass die MPP-Leistung hier mit 5638 W bzw. 5859 W deutlich unter dem in der Ertragsberechnung angenommenen Wert von 6485 W liegt.

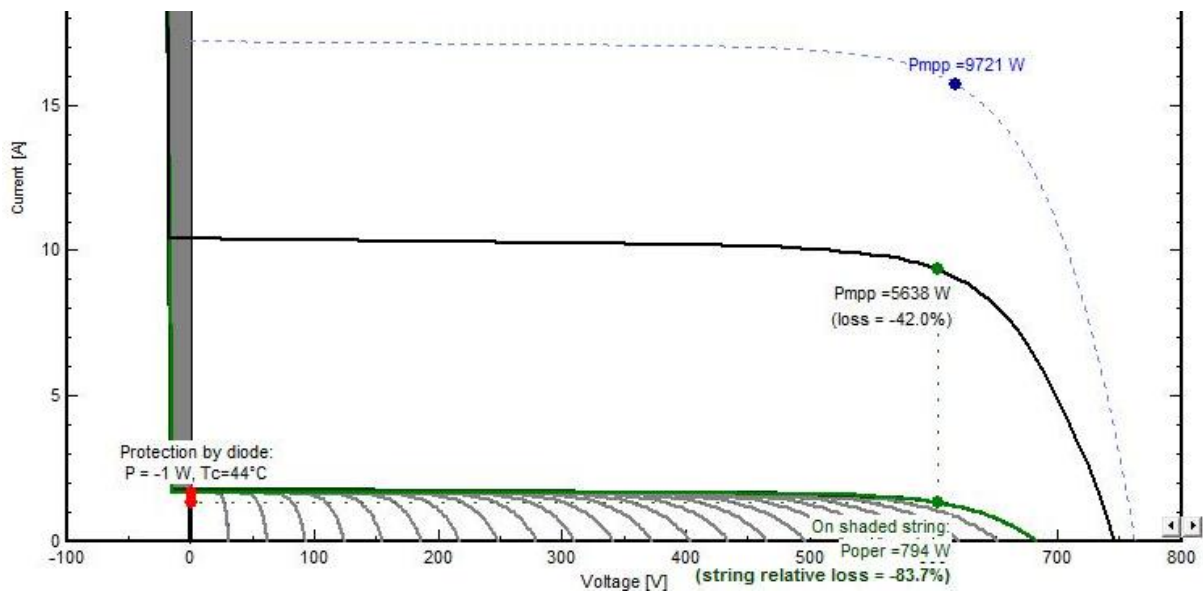


Diagramm 12: Kennlinie der Parallelschaltung mit 22 verschatteten Modulen im verschatteten String.

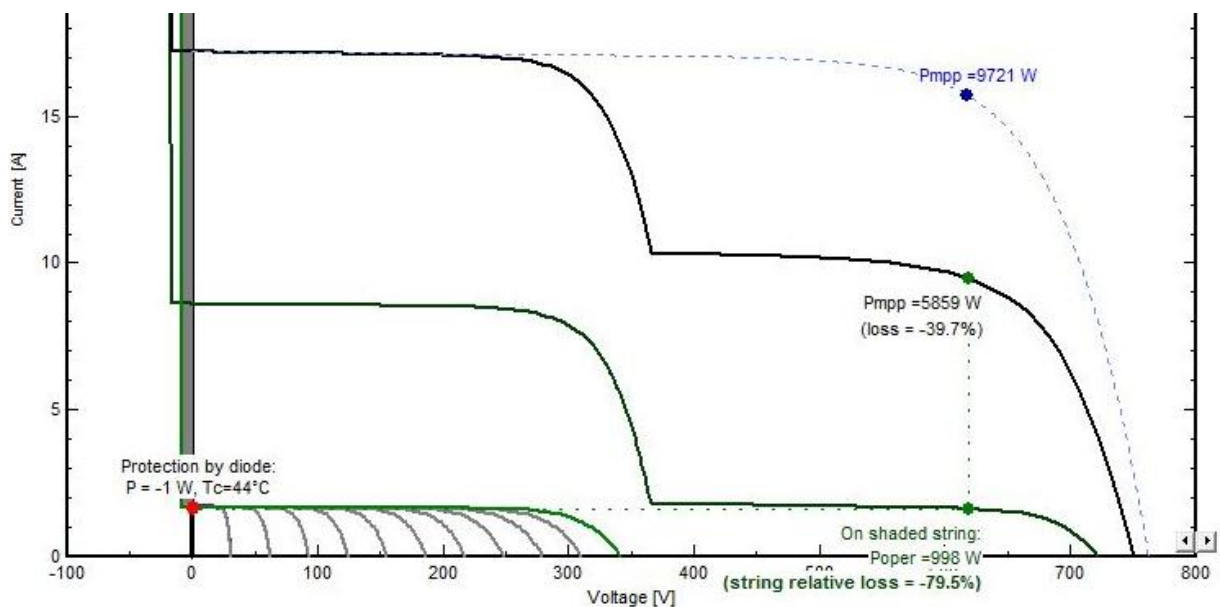


Diagramm 13: Kennlinie der Parallelschaltung mit 11 verschatteten Modulen im verschatteten String.

Aus den Kennlinien der Parallelschaltungen mit acht bzw. vier verschatteten Modulen in Diagramm 14 und Diagramm 15 geht hervor, dass die MPP-Leistung bei acht verschatteten Modulen mit 6450 W noch leicht unter dem in den PVSyst-Ertragsberechnungen angenommenen Wert von 6485 W liegt. Bei vier verschatteten Modulen liegt die MPP-Leistung jedoch mit 8308 W deutlich über diesem Wert.

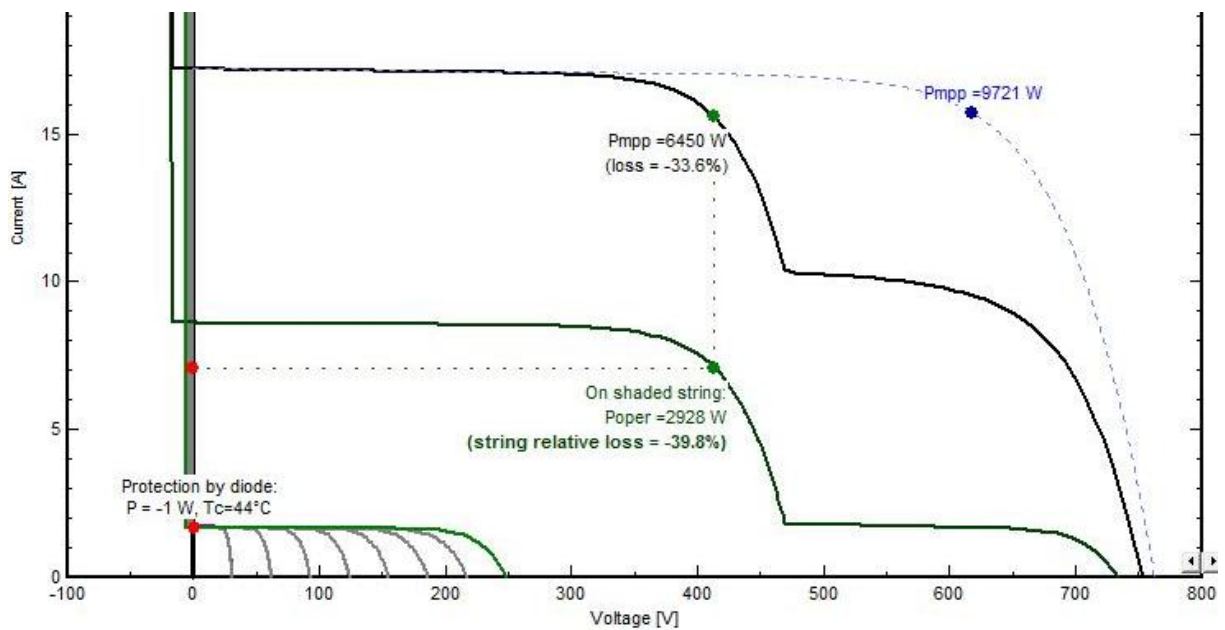


Diagramm 14: Kennlinie der Parallelschaltung mit 8 verschatteten Modulen im verschatteten String.

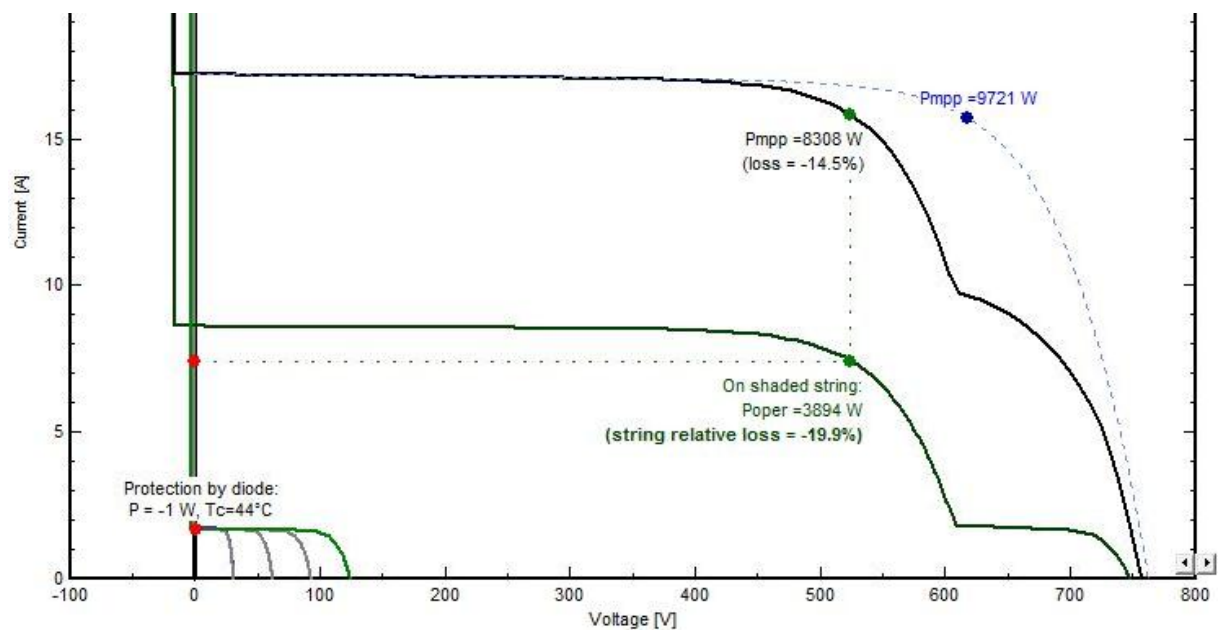


Diagramm 15: Kennlinie der Parallelschaltung mit 4 verschatteten Modulen im verschatteten String.

Die Kennlinien der Parallelschaltung mit zwei bzw. einem verschatteten Modul in Diagramm 16 sowie

Diagramm 17 haben jeweils MPP-Leistungen, die mit 9125 W und 9457 W deutlich über dem im Rahmen der PVSyst-Ertragsberechnung angenommenen Wert liegen.

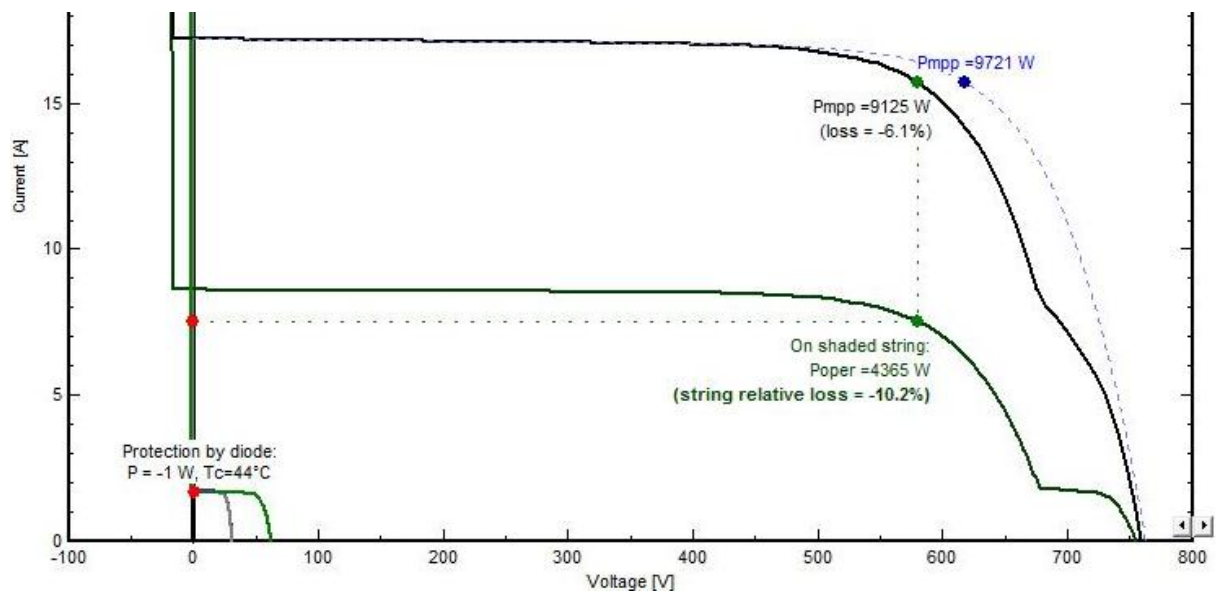


Diagramm 16: Kennlinie der Parallelschaltung mit 2 verschatteten Modulen im verschatteten String.

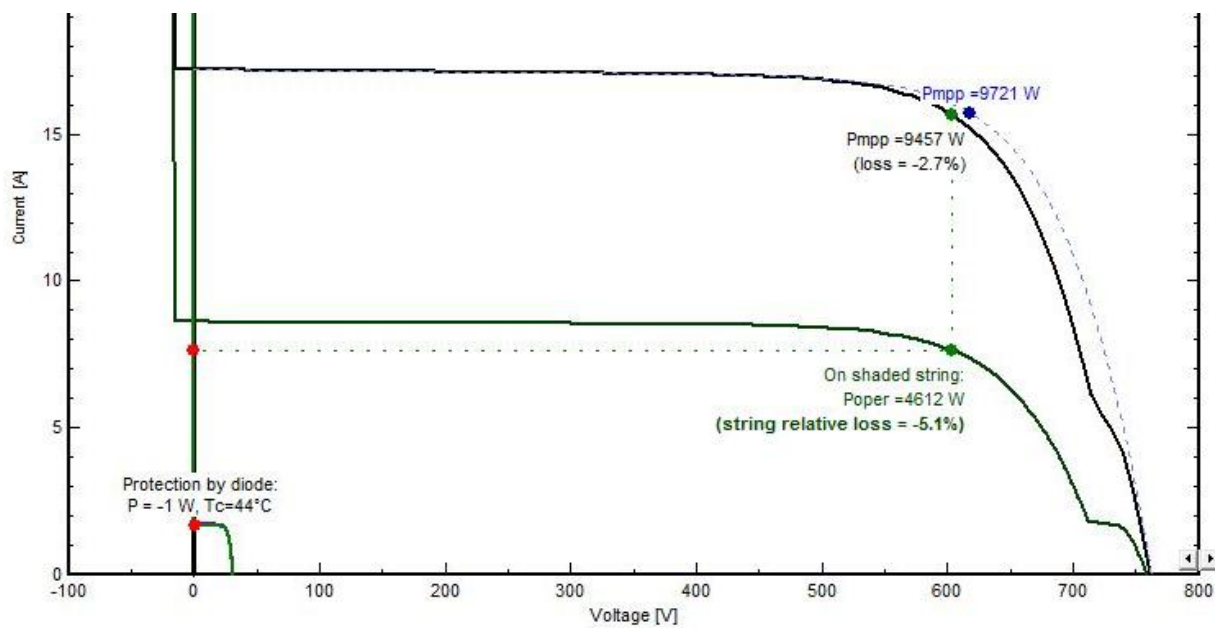


Diagramm 17: Kennlinie der Parallelschaltung mit 1 verschatteten Modulen im verschatteten String.

4.4.4.3 Fazit der Untersuchung

Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Daraus geht hervor, dass die Verschattungsverluste in Fällen, in denen mehr als 8 Module eines Strings verschattet sind, im Rahmen der PVSyst-Verschattungsberechnungen um bis zu 13% - bezogen auf eine Parallelschaltung mit einem Anteil verschatteter Strings von 50% - unterschätzt werden.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Ergebnisse der Untersuchung der Stringverschattungsbetrachtung in PVSyst.

Verschattete Module	22	11	8	4	2	1
MPP-Leistung in W	5638	5859	6450	8308	9125	9457
Differenz zu Ertrags-	847	626	35	-1823	-2640	-2972
rel. Überschätzung	13%	10%	1%	-28%	-41%	-46%

In Fällen, in denen weniger als 8 Module pro String verschattet sind, wird die Leistung im Rahmen der PVSyst-Ertragsberechnung jedoch um bis zu 46% unterschätzt. Eine genaue Quantifizierung der aus dieser Betrachtung resultierenden Ungenauigkeit im Rahmen der Verschattungsberechnung in PVSyst ist nur auf der Basis einer genauen Betrachtung jedes Wechselrichterbereichs für jeden Zeitschritt unter Berücksichtigung der Kernschattenthematik möglich und deshalb auf Basis der zur Verfügung stehenden Simulationssoftware nicht möglich. Somit muss der Einfluss so genau wie möglich abgeschätzt werden. Die Darstellung dieser Ergebnisse in Diagramm 18 zeigt deutlich, dass die Momentanleistung bei geringem Verschattungsgrad deutlich unterschätzt wird.

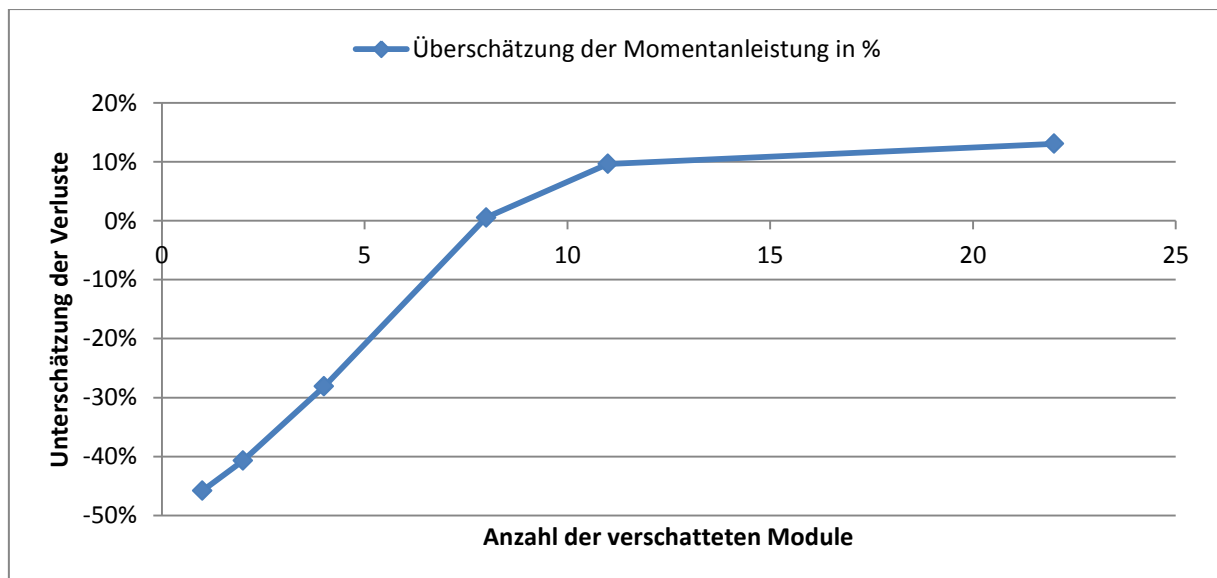


Diagramm 18: Darstellung der in Tabelle 9 aufgeführten Ergebnisse. Negative Werte bedeuten, dass PVSyst die Verschattungsverluste überschätzt.

Als Grundlage jeder Abschätzung ist festzuhalten, dass die Ungenauigkeit mit sinkendem Direktstrahlungsanteil abnimmt. Somit sind für die Höhe der Ungenauigkeit vor allem die Verschattungssituationen im Sommer und während der Mittagszeit im Frühling/Herbst relevant.

Die qualitative Betrachtung der Verschattungssituationen in Abbildung 23 zeigt, dass in der relevanten Zeit meist deutlich weniger als die Hälfte eines String – der eine Länge von ca. 24 m hat – abgeschattet sind. In Abbildung

23 sind zum Vergleich beispielhaft die Verschattungssituation am 21.6. um 10 Uhr sowie die Situation am 21.6. um 10 und 12 Uhr zu sehen.

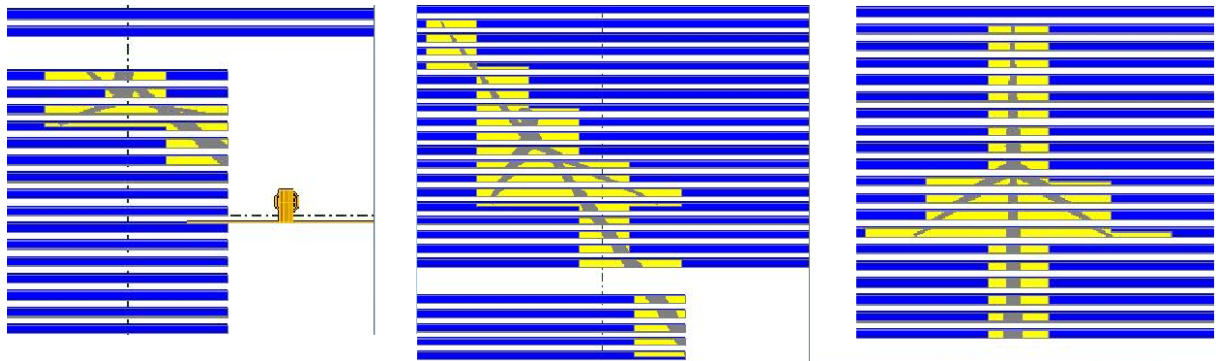


Abbildung 23: Detaillierter Vergleich der Verschattung am 21.6. 10 Uhr, 21.9. 10 Uhr und 12 Uhr (v. links).

Aus dem Vergleich ist klar ersichtlich, dass die meisten Strings weniger als 50% verschattet, also nicht mehr als 11 Module betroffen sind. Für die Verschattungssituation am 21.9. um 12 Uhr wird für jeden verschatteten String gezählt, wie viele Module tatsächlich von Schatten betroffen sind. Das Ergebnis dieser Zählung ist in Tabelle 11 gezeigt.

Tabelle 11: Ergebnis der Zählung der Verschattungsgrade der in Abbildung 23 gezeigten verschatteten Strings am 21.9. um 10 und 12 Uhr.

Verschattete Module	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	>11	Summe
10 Uhr	7	3	9	7	7	8	8	10	5	2	2	2	80
12 Uhr	3	6	3	8	2	18	2	5	3	0	0	4	66

Aus den Ergebnissen der detailliert berechneten Verschattungsverluste abhängig vom Verschattungsgrad in Tabelle 10 und der konkreten Zählung der verschatteten Strings in Tabelle 11 kann die absolute Abweichung der PVSyst-Betrachtung zu den untersuchten Zeitpunkten bestimmt werden. Diese Abweichung liegt um 12 Uhr bei ca. -17% und um 10 Uhr bei ca. -15%. Das bedeutet, dass PVSyst die aktuelle Leistung der betroffenen Strings zu beiden Zeitpunkten unterschätzt und die somit errechneten Verschattungsverluste zu hoch sind.

Zusammenfassend stellt die PVSyst-Stringbetrachtung eine Ungenauigkeit dar. Allerdings hat die genaue Betrachtung einer exemplarisch ausgewählten Verschattungssituation gezeigt, dass diese Ungenauigkeit tendenziell zu einer Überschätzung der Verschattungsverluste führt. Es hat sich außerdem gezeigt, dass es in den Strahlungsintensiven Zeiten höchst unwahrscheinlich ist, dass überhaupt 50% der Strings aller Zentralwechselrichter von Schatten betroffen sind, was den Effekt zusätzlich verkleinert.

4.5 Fazit

Im Rahmen der Verschattungsanalyse wurde erklärt, wie die Verschattungsberechnung von PVSyst im Rahmen der Ertragsberechnungen funktioniert und wo ihre Schwächen liegen. Eine qualitative Analyse der Verschattung zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten hat ergeben, dass außer in den Wintermonaten jeweils nur ein überraschend kleiner Teil der PV-Generatorfläche von Schatten betroffen ist.

Die Unsicherheiten der PVSyst-Verschattungssimulation wurden eingehend analysiert und die resultierenden Ungenauigkeiten des Simulationsergebnisses so weit wie möglich quantifiziert. Eine Recherche und Anfragen bei SMA haben ergeben, dass eine Dynamische Verschattungssituation für moderne Wechselrichter keine signifikanten Probleme bereitet. Die Auswirkungen der anderen Unsicherheiten, die aus der Stringbetrachtung und dem damit verbundenen String-Mismatching sowie der Kernschattenproblematik resultieren, konnten nicht für ein gesamtes Jahr absolut quantifiziert werden. Es wurde jedoch gezeigt, dass das String-Mismatching im Worst-Case eine Ertragsüberschätzung von ca. 0,6% verursachen kann, während die Analyse der Stringbetrachtung gezeigt hat, dass die Verschattungsverluste dadurch aller Wahrscheinlichkeit nach überschätzt werden. In einer beispielhaften Betrachtung von zwei Verschattungssituationen wurde ermittelt, dass die Verluste durch PVSyst um 15 und 17% überschätzt werden. Für die Kernschattenproblematik konnte keine absolute Quantifizierung durchgeführt werden. Es wurde jedoch bewiesen, dass einzelne Teil der WEA nur in wenigen Situationen überhaupt einen Kernschatten auf die Modulreihen werfen können.

Diese Untersuchungen legen nahe, dass die ermittelten Verschattungsverluste eine Worst-Case Betrachtung darstellen. Es ist auszuschließen, dass die geringfügige Unterschätzung der String-Mismatching Verluste die Überschätzungen durch Stringbetrachtung und Kernschattenproblematik überwiegen. Somit ist damit zu rechnen, dass die Verschattungsverluste in einer realen Anlage tendenziell etwas niedriger liegen als hier ermittelt.

Für die praktische Umsetzung eines Kombikraftwerkes aus PV und Windenergie bedeuten diese Ergebnisse, dass die Verschattungsproblematik keine gravierend negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage hat. Somit ist davon auszugehen, dass eine Kombination von Windenergie und Photovoltaik aus Sicht der Verschattungssituation auch ohne zusätzliche Synergieeffekte wirtschaftlich abbildbar ist.

5 Energetische Betrachtung

5.1 Herangehensweise

Die Prognose der jährlich erzeugten und eingespeisten Energie stellt bei der Projektierung und Planung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund der großen wirtschaftlichen Tragweite einen der wichtigsten Schritte dar. Dementsprechend ist die Abschätzung des Einflusses einer Kombination von PV und Windkraft auf das Erzeugungs- und Einspeiseverhalten sehr wichtig.

Darüber hinaus soll im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, ob durch eine Kombination positive Nebeneffekte bzgl. des Einspeiseverhaltens erzielt werden können. Dies kann einerseits eine Stabilisierung und Vergleichmäßigung des Einspeiseverhaltens einer Kombianlage im Vergleich zu reinen PV- oder Windkraftwerken, andererseits jedoch auch eine bessere Ausnutzung bestehender Netzkapazitäten sein.

Die Grundlage für möglichst präzise Ertragsprognosen sind entsprechende Wetterdaten. Für Windkraftanlagen werden hier üblicherweise 10-Minuten Messwerte benutzt, die auf die entsprechende Nabenhöhe hochgerechnet werden. Bei der Photovoltaik wird üblicherweise auf stündliche Werte zurückgegriffen. Sowohl für Windenergie als auch Photovoltaik ist ein entscheidendes Kriterium für die Auswahl der verwendeten Wind- bzw. Einstrahlungsdaten, dass diese möglichst repräsentativ für den jeweiligen Standort sind.

Im Fall der in dieser Arbeit untersuchten Kombianlagen kommt ein weiteres, sehr wichtiges Kriterium hinzu. Da für das Einspeiseprofil sowie eine etwaige Anlagenabregelung nicht nur die Jahressumme der Energieerzeugung, sondern auch vor allem Momentanleistung entscheidend ist, müssen die Daten auch zeitlich konsistent sein, d.h. Strahlungs- und Winddaten müssen zueinander passen. Vor allem in den Übergangszeiten im Frühling und Herbst kann es sowohl stürmische Tage mit wenig Einstrahlung als auch windstille, sehr sonnige Tage geben. Wenn die zugrunde liegenden Daten hier nicht zeitlich und räumlich zueinander passen, kann dies zu falschen Prognosen führen. Aus diesem Grund können für diese Untersuchung auch keine synthetischen Einstrahlungsdaten verwendet werden.

Resultierend aus dieser Überlegung fällt die Entscheidung, für diese Arbeit vom Deutschen Wetterdienst (DWD) [28] möglichst hochaufgelöste Messdaten für einen Standort zu kaufen.

Die Ergebnisse auf Basis der DWD-Werte sollen im Laufe dieser Untersuchung außerdem mit einer Kombination aus RLI-Strahlungsdaten auf Stundenbasis und ANEMOS-Winddaten auf 10-Minuten Basis jeweils von 2005 verglichen werden. Da beide Datenreihen jedoch aus unterschiedlichen Quellen stammen muss man davon ausgehen, dass auch dieses insbesondere hinsichtlich der Gleichzeitigkeit der beiden Ressourcen ungenau ist. [3] [29]

Um diesen Ungenauigkeiten entgegenzuwirken soll im Folgenden anhand der DWD-Daten auch untersucht werden, welchen Einfluss die zeitliche Auflösung auf das Ergebnis hat. Hierfür werden die Daten auf Stundenwerte gemittelt und mit den Ergebnissen der Analyse mit genaueren Zeitschritten verglichen. Es sind zwar auf jeden Fall Abweichungen bzgl. Spitzenleistungen zu erwarten, aber je nach Größe dieses Fehlers könnten Stundenwerte für eine erste Abschätzung eine ausreichende Genauigkeit bieten. Dies hätte den Vorteil, dass in sich konsistente Stundenwerte deutlich besser verfügbar sind als genauer aufgelöste Daten.

Neben dieser Verifizierung der verwendeten Wetterdaten soll vor allem ein Erzeugungsprofil der einzelnen Anlagen sowie der Kombianlage analysiert werden. Interessant ist hier eine Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastung. An diese Häufigkeitsverteilung schließt sich eine Untersuchung einer Anlagenabregelung an. Eine solche Abregelung kann sowohl zu Vorteilen bei der Dimensionierung des Netzanschlusses als auch insgesamt zu einer besseren Ausnutzung von bestehenden Netzkapazitäten führen.

Abschließend soll die Flächennutzung von Kombikraftwerken im Vergleich zu einer reinen PV- bzw. Windnutzung untersucht werden. Hier ist insbesondere auch ein Vergleich mit einer Nutzung der Fläche durch eine Kombination aus Wind- und Biomasse interessant.

Es fällt die Entscheidung, das Erzeugungsprofil im ersten Schritt nur für das kleinste Layout 5-3-50-süd zu berechnen und statt der Analyse der anderen Layouts zu untersuchen, welchen prinzipiellen Einfluss das Verhältnis zwischen Photovoltaik und Windkraft auf das Einspeiseverhalten einer Kombianlage hat. Auf diese Weise entfällt die Bindung an feste Verhältnisse zwischen Wind und PV, wie sie durch die konkreten Layouts gegeben ist. Außerdem ist es wahrscheinlich, dass in der Praxis bestehende Windparks nicht komplett mit PV-Anlagen ausgefüllt werden, wie das in den Referenzlayouts angenommen wurde. Da die Anlagengrößen hier schnell über 100 MW kommen und der Bau vieler so großer Anlagen aus heutiger Sicht unrealistisch erscheint, kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Kombination deutlich weniger PV in den am wenigsten verschatteten Parkteilen zugebaut wird. Dabei kann es jedoch sehr nützlich sein, zu wissen, wie sich das Kombikraftwerk bei verschiedenen Verhältnissen von PV zu Wind verhält und wo das Optimum liegt.

5.2 Simulationsmethodik

Während die Verschattung im vorangegangenen Kapitel mit Hilfe von PVSyst simuliert wurde, ist dies für die Erzeugerkurven aus verschiedenen Gründen nicht möglich. Zum einen ist die Simulation von WEA nicht möglich und zum anderen ist nur eine Simulation in Stundenschritten durchführbar.

Um Photovoltaik und Windkraft in derselben Simulationsumgebung simulieren zu können, fällt die Wahl auf INSEL [27] von der Firma doppelintegral. Dieses Programm hat den Vorteil, dass man jeden beliebigen Zeitschritt simulieren kann und im Bereich Photovoltaik vorgefertigte Werkzeuge für die Simulation von Modulen, Wechselrichtern und MPP-Trackern hat. Das genaue Vorgehen bei der Simulation ist in den folgenden Abschnitten beschrieben.

5.2.1 Wetterdaten

5.2.1.1 RLI-Strahlungs- und ANEMOS-Winddaten

Da die DWD-Daten aufgrund von organisatorischen Problemen auf Seiten des DWD erst sehr spät eintrafen, wurde die Simulation der Erzeugerprofile mit den stündlich aufgelösten RLI-Daten begonnen. Da stündliche Werte für eine Simulation von WEA jedoch nicht gut geeignet sind, wurden die RLI-Strahlungsdaten mit den Daten des ANEMOS-Windatlas kombiniert. Dahinter steht die Überlegung, dass eine Interpolation von stündlichen Strahlungswerten auf 10-Minuten Basis einen geringeren Fehler erzeugt als die Benutzung von stündlichen Winddaten.

Die RLI-Daten liegen für die ganze Welt in einem Raster von 400x800 Datenpunkten vor. Dies bedeutet, dass die Nordhalbkugel zwischen Äquator und Nordpol in 200 Breitenkreise unterteilt ist. Jeder Breitenkreis ist wiederum

in 800 Datenpunkte unterteilt. Daraus ergibt sich eine Größe der Datenpunkte von $0,45^\circ \times 0,45^\circ$, was z.B. beim 53. Breitengrad eine Rastergröße von ca. 30×50 km ergibt. Für jeden Datenpunkt liegt die stündliche Globalstrahlung auf die Horizontale aus den Jahren 1984 bis 2005 vor. [3]

Im ANEMOS-Windatlas hingegen ist Süd- und Mitteleuropa in ein Raster von 20×20 km eingeteilt. Daraus ergibt sich ein dichteres Raster als bei den RLI-Strahlungsdaten. Die Winddaten basieren auf Satellitenmessungen und liegen in 10-Minuten Intervallen vor.



Abbildung 24: Datenpunkte im 60 km-Raster (gelb) und 20 km-Raster (rot), für die Winddaten im ANEMOS-Windatlas vorliegen (Quelle: Anemos Windatlas)

Die stündlichen Einstrahlungswerte werden linear auf eine 10-Minuten Basis interpoliert. Die Umgebungstemperatur stammt wie die Winddaten aus dem ANEMOS-Datensatz. Alle Werte sind aus dem Jahr 2005. Als Datenpunkt wird aus beiden Quellen der Punkt ausgewählt, der am nächsten an den Koordinaten von Tramm ($11,68^\circ\text{E}$, $53,45^\circ\text{N}$) liegen.

Diese Region wurde gewählt, da hier 2013 mit dem Bau einer 100 MW PV-Freiflächenanlage begonnen werden soll, die nicht nach EEG einspeist, sondern den Strom direkt an die lokalen Energieversorger verkauft. Diese Anlagengröße sowie die Vermarktungsstrategie passen perfekt in die in dieser Arbeit untersuchte Idee eines Kombikraftwerkes [30].

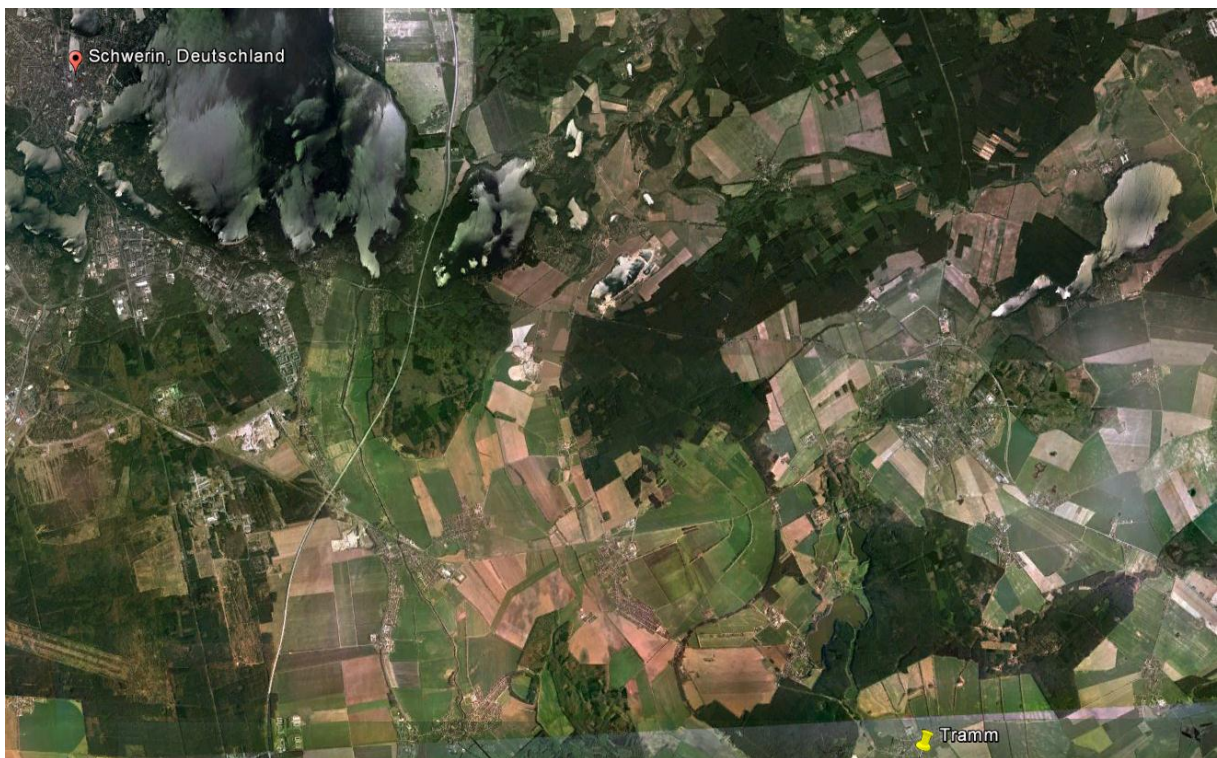


Abbildung 25: Lage des Standorts Tramm relativ zu Schwerin (Quelle: Google Earth)

Da auch die Windverhältnisse in dieser Region gut sind und die DWD-Messstation Schwerin nur ca. 20 km entfernt liegt, wäre dies der ideale Ort für die Untersuchung gewesen. Da sich die Aussage des DWD, welche Messstationen die gewünschten Daten liefern können verzögerte wurde entschieden, diesen Ort als Referenzpunkt für die RLI/ANEMOS Daten zu Wählen. Im Laufe der Korrespondenz mit dem DWD stellte sich letztendlich heraus, dass die Wind- und Strahlungsdaten in Schwerin zwar in der gewünschten zeitlichen Auflösung gemessen werden, die Messtechnik für die Strahlungsmessungen jedoch noch nicht vollständig erprobt ist und die Daten deshalb nicht herausgegeben werden.

5.2.1.2 DWD-Daten

Eine Anfrage beim DWD hat ergeben, dass es in der Region Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern insgesamt nur drei Messstationen gibt, in denen sowohl die Windgeschwindigkeit mindestens in 10-Minuten-Intervallen als auch die Diffus- und Direktstrahlung gemessen wird. Darüber hinaus liegen beide Stationen in Mecklenburg-Vorpommern im Küstenbereich. Somit bleiben für die Untersuchung eines Binnenstandortes nur die Daten aus der Klima-Referenzstation in Potsdam. Hier liegt die Windgeschwindigkeit in 10-Minuten-Intervallen und die Einstrahlungsdaten als Minutenwerte aus dem Jahr 2011 vor.

Leider liegt die Klimastation in Potsdam in einem Waldgebiet. Die Messtechnik für die Windgeschwindigkeit befindet sich in einer Höhe von ca. 38 m über Bodenniveau auf einem Gebäude; das Stadtgebiet ist ca. 600 m entfernt. Daraus folgt, dass die gemessenen Windgeschwindigkeiten aufgrund der Umgebung deutlich geringer sind als man es für einen guten Windstandort in Brandenburg erwarten würde. Somit ergibt sich das Problem, dass der im Folgenden untersuchte Standort bezüglich der Eignung für Windenergie nicht repräsentativ für potentielle Standorte von Kombikraftwerken ist. Welchen Einfluss dieser Umstand auf die einzelnen Teilergebnisse hat, muss im Folgenden untersucht werden.

Da die Windgeschwindigkeiten auf 10-Minuten Basis, die Strahlungsdaten jedoch auf 1-Minuten Basis vorliegen, wurden die Winddaten linear auf eine 1-Minuten Basis interpoliert.

Außerdem wurden alle Messwerte auch auf Stundenwerte gemittelt, um hier eine erste Fehlerabschätzung bei der Benutzung von Stundenwerten vornehmen zu können.

5.2.2 Simulation in INSEL

5.2.2.1 Windkraft

Die Simulation der Windenergieanlagen in INSEL wird mit einer simplen Kennliniensimulation durchgeführt. Hierbei werden die Windgeschwindigkeiten aus der Wetterdatei gelesen und mit der Kennlinie der angenommenen WEA vom Typ Enercon-E82 multipliziert.

Wie in Abschnitt 3 erwähnt, wurde E-82 gewählt, weil diese WEA bei identischen Außenmaßen in zwei Leistungsklassen verfügbar ist, die für Standorte der Windklassen IA und IIA ausgelegt sind, deren Kennlinien in Diagramm 19 dargestellt sind.

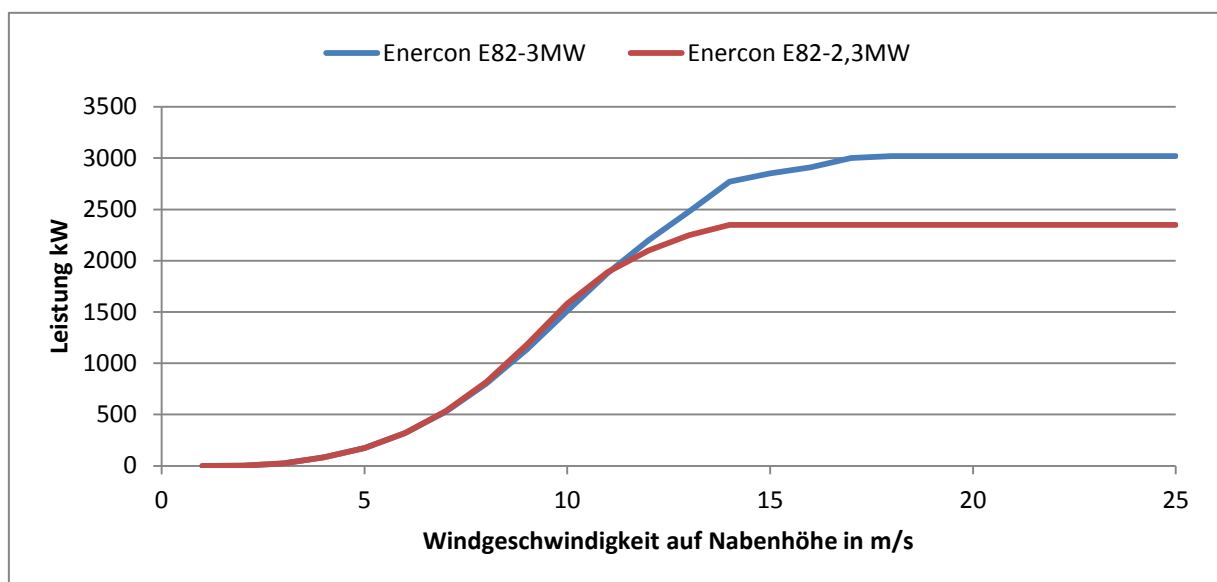


Diagramm 19: Leistungskurven der zwei Leistungsklassen der Enercon E-82 [30]

In der Praxis werden WEA üblicherweise so ausgelegt, dass die Nennwindgeschwindigkeit der WEA ca. doppelt so hoch ist wie die durchschnittliche Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, die am Standort Potsdam auf Basis der DWD-Daten 5,53 m/s und am Standort Tramm auf Basis der Anemos Daten 6,51 m/s beträgt [7].

Somit ist die E-82 3MW mit der Nennwindgeschwindigkeit von 17 m/s nicht geeignet. Die Variante mit 2,3 MW hat eine Nennwindgeschwindigkeit von 14 m/s und ist somit für den Standort Tramm geeignet. Da die Ergebnisse beider Standorte gut miteinander vergleichbar sein sollen, kommt auch am Standort Potsdam dieselbe Anlage zum Einsatz, obwohl die Windverhältnisse hier schlechter sind. In der Praxis würde für diesen Standort entweder eine höhere Nabenhöhe oder eine WEA, die für schwächere Windstandorte ausgelegt ist, gewählt. Hier stellt sich auch die Frage, in wie weit die Windmessungen des DWD, aufgrund der ungünstigen Position der Messeinrichtung, die tatsächlichen Windverhältnisse in Potsdam widerspiegeln.

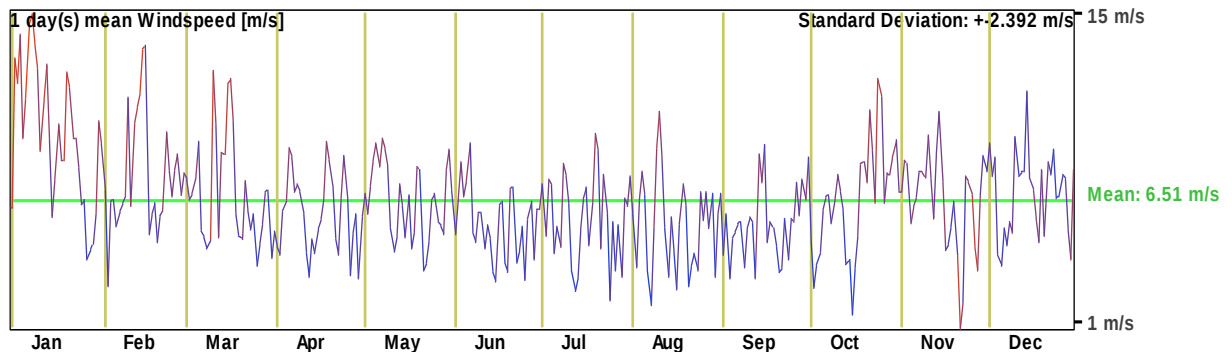


Abbildung 26: Windgeschwindigkeits- Zeitreihe auf Nabenhöhe der Anemos Daten für den Standort Tramm(Quelle: Anemos Windatlas)

Bei den DWD-Daten werden die Windgeschwindigkeiten mittels der logarithmischen Höhenformel

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{\text{ref}} * \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{\text{ref}}}{z_0}}$$

mit:

$\bar{v}_H$ = mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H in m/s

$\bar{v}_{\text{ref}}$ = mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe H_{ref} in m/s

H = Höhe in m

H_{ref} = Referenzhöhe (Messhöhe) in m

z_0 = Rauigkeitslänge des umgebenden Geländes

mit einer Rauigkeitslänge von $z_0 = 1$ auf eine Nabenhöhe von 98 m gerechnet. Die Rauigkeitslänge von $z_0 = 1$ wird gewählt, weil die DWD-Messstation innerhalb eines Waldgebietes und weniger als 1 km vom Stadtgebiet entfernt liegt [8].

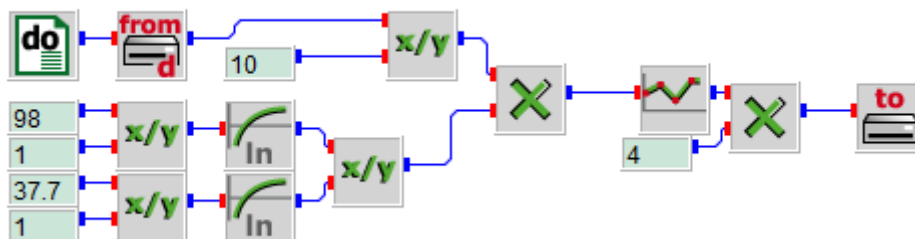


Abbildung 27: Aufbau der Wind-Ertragssimulation in INSEL für die DWD-Daten

Bei den ANEMOS Winddaten werden die Windgeschwindigkeiten für eine Höhe von 100 m direkt aus der Datenbank ausgelesen, die Ergebnisse dieser Simulation mit Excel ausgewertet.

5.2.2.2 Photovoltaik

Die RLI-Strahlungsdaten bestehen ausschließlich aus der Globalstrahlung auf die Horizontale. Diese Globalstrahlung wird mit Hilfe der in INSEL beinhalteten Blöcke nach dem Verfahren nach Reindl, Beckmann & Duffie [32] in Diffus- und Direktstrahlung aufgeteilt und mit dem Modell von Hay [33] auf die geneigte Ebene umgerechnet.

Die Daten des DWD liegen in Diffus- und Direktstrahlung unterteilt vor und werden ebenfalls nach dem Modell von Hay auf die geneigte Ebene umgerechnet.

Für die eigentliche Ertragssimulation wird aus den in INSEL verfügbaren Blöcken ein einfaches Modell aus Modul, MPP-Tracker und Wechselrichter aufgebaut. Als Modul dient ein Canadian Solar CS6P [34] Modul mit 240 Wp aus der Moduldatenbank. Der Wechselrichter Xandrex GTE 630 wird mit dem in INSEL beinhalteten Wechselrichter-Emulator aus der Kennlinie des Wechselrichter-Datenblatts erstellt.

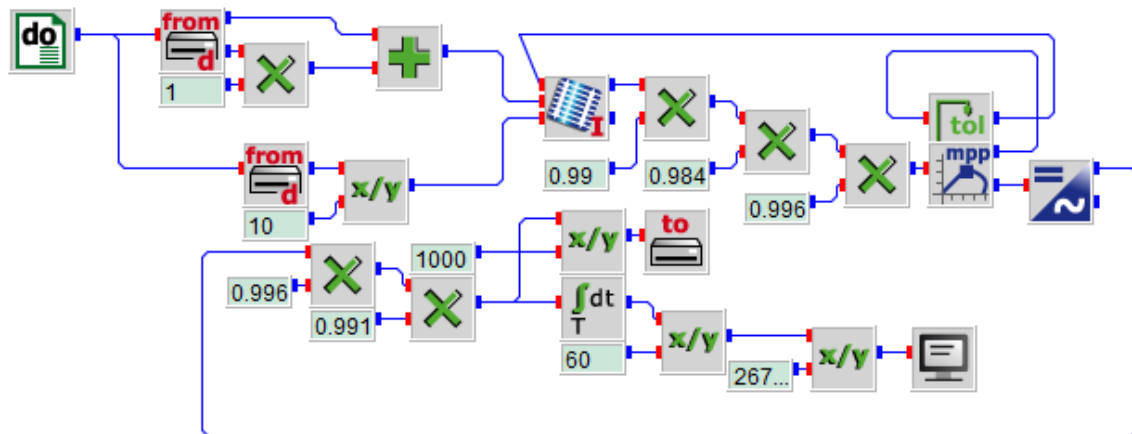


Abbildung 28: Simulation der Photovoltaikanlage in INSEL

Alle Verluste - bis auf die Verschattung, die in PVSyst ermittelt wurden, - werden in der Simulation berücksichtigt. Bezüglich der Verschattung gibt es ein Softwareproblem mit INSEL. Es war geplant, die von PVSyst erstellte Verschattungsmatrix bestehend aus Sonnenhöhe- und azimut sowie dem zugehörigen Faktor für die Direktstrahlung als x-y-z Polynom in INSEL einzufügen und so den korrekten Direktverschattungsfaktor für jedem Sonnenstand interpolieren zu können. Dies wäre dieselbe Methode, die auch PVSyst benutzt. Das Problem ist, dass INSEL vor allem bei Sonnenständen mit kleinen Höhen- und Azimutwinkeln fehlerhaft interpoliert, was aus einem Vergleich mit dem Plot derselben Verschattungsmatrix in Matlab hervorgeht.

Im Matlab-Plot in Abbildung 29 ist eindeutig zu sehen, dass der Direktstrahlungsfaktor ab einem Sonnenstand von 20° stark abfällt, d.h. die Direktverschattung zunimmt. Ausnahmen sind Situationen, in denen die Sonne bei $\pm 90^\circ$ steht, da hier keine Reihenverschattung auftritt. Außerdem ist der Direktverschattungsfaktor für positive und negative Azimut-Winkel relativ symmetrisch.

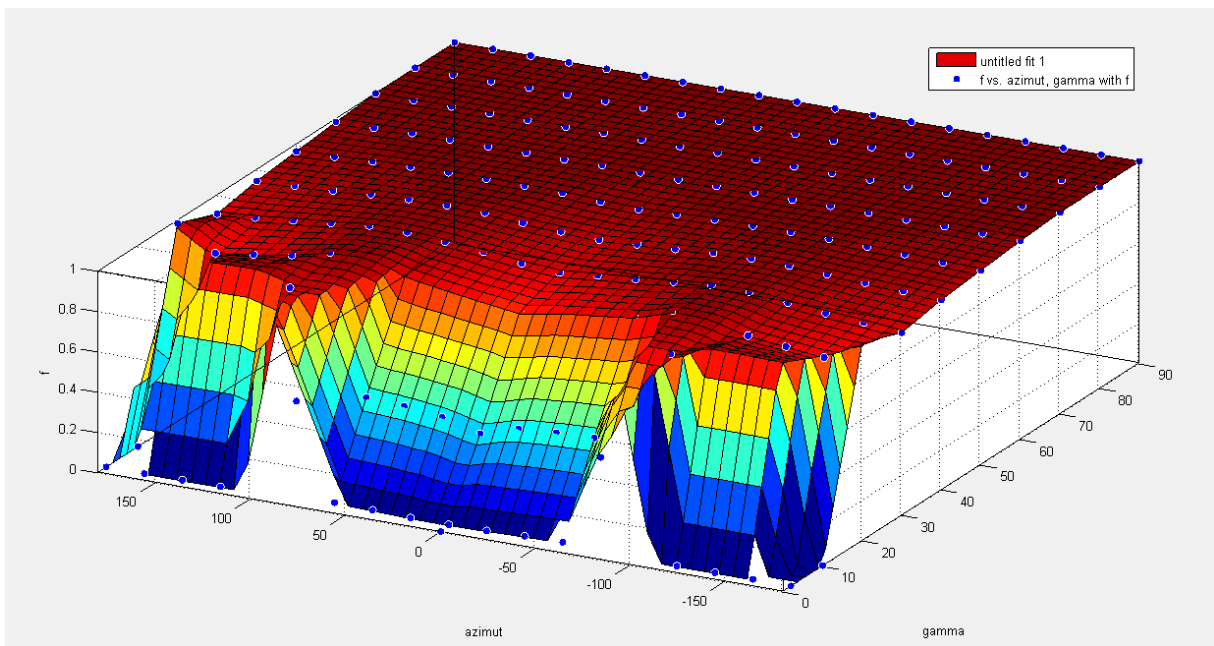


Abbildung 29: Plot der Verschattungsmatrix in Matlab

Der INSEL-Plot in Abbildung 30 weist jedoch eine klare Asymmetrie im Bereich der Azimutwinkel $< -100^\circ$ auf, wo die Direktstrahlungsfaktoren bereits ab Höhenwinkeln von 40° deutlich sinken, während das bei Azimutwinkeln $> 100^\circ$ nicht der Fall ist. Außerdem liegt der Direktstrahlungsfaktor bei Azimutwinkeln zwischen -90° und $+90^\circ$ im Vergleich zu der Verschattungsmatrix deutlich zu hoch. Obwohl dieses Problem bereits Mitte Dezember beim Hersteller von INSEL berichtet wurde, konnte bis heute keine Lösung gefunden werden.

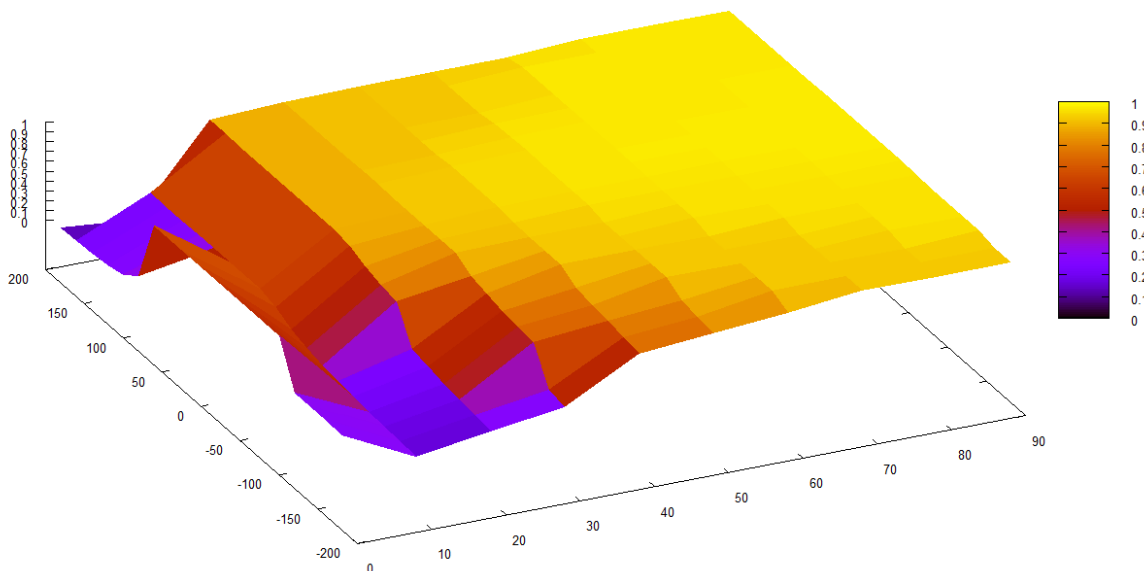


Abbildung 30: Plot der Verschattungsmatrix in INSEL

Als Konsequenz wurden die Ertragsberechnungen für die Photovoltaik im ersten Schritt ohne Berücksichtigung der Verschattung durchgeführt und bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abschnitt 6 der von PVSyst ermittelte Wert vom Jahresertrag abgezogen. Dieses Vorgehen führt in den folgenden Abschnitten im Rahmen der Erzeugungprofile sowie der Abregelungsverluste zu Ungenauigkeiten. Allerdings treten die Verschattungsverluste

nicht in Zeiten mit hohen Einstrahlungsintensitäten auf, so dass der Einfluss dieses Fehlers auf die besonders wichtigen Zeiten mit hohen Kraftwerksauslastungen gering ist. Außerdem ist eine Betrachtung der Verschattungsverluste im Rahmen der über die konkreten Anlagenlayouts hinausgehenden Untersuchungen wie z.B. der Bestimmung des idealen Verhältnisses zwischen PV und Windkraft in Abschnitt 5.5 ohnehin nicht möglich, da die Verschattungssituation direkt vom Anlagenlayout und somit auch vom Leistungsverhältnis abhängig ist.

5.3 Berechnung des Ertrags sowie des Erzeugungsprofils

Wie bereits beschrieben, wird für das Layout 5-3-50-süd jeweils das Erzeugungsprofil der reinen Wind- und Photovoltaikanlage sowie einer Kombianlage mit den verschiedenen Datensätzen berechnet. Dieses angenommene Kombikraftwerk hat eine DC-PV-Modulleistung von 26,74 MW und eine Wechselrichterleistung von 21,6 MW. Die Leistung der 4 Enercon E-82 2,3MW beträgt 9,4 MW (die Nennleistung jeder WEA ist 2,35 MW).

Anschließend werden die Ergebnisse der Berechnungen verglichen und analysiert. Dabei sind der Unterschied zwischen den einzelnen Datensätzen und vor allem der Einfluss der Anlagenkombination auf das Einspeiseprofil interessant.

5.3.1 Reiner Windpark

Da die ANEMOS Winddaten im Vergleich zu den DWD-Winddaten eine deutlich höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeit haben, ergibt sich in der Simulation ein deutlich unterschiedlicher Jahresertrag. Es ist davon auszugehen, dass die Ursachen dafür teilweise in den unterschiedlichen Standorten liegen. Auch der Standort der Messstation in für Windkraft unvorteilhaftem Gelände ist hier sicherlich relevant.

Der Vergleich der Ergebnisse ist in Diagramm 20 dargestellt. Wenn im Folgenden nicht explizit erwähnt wird, beziehen sich alle folgenden Aussagen zu den DWD-Daten auf die 10-Minuten Werte.

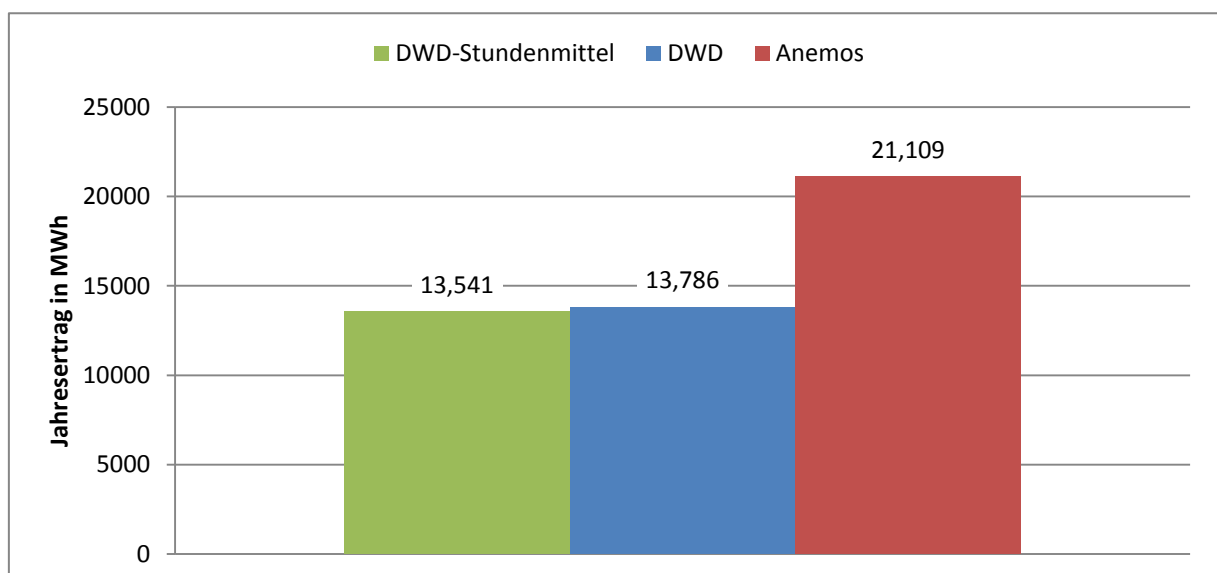


Diagramm 20: Vergleich des Jahresertrags des reinen Windparks

Die resultierenden spezifischen Erträge betragen 2246 Volllaststunden bei den Anemos Daten, 1467 Volllaststunden für die DWD Daten und 1441 Volllaststunden bei auf Stundenwerte gemittelten DWD-Daten.

Hier zeigt sich wiederum, dass das Gebiet der DWD-Messstation nicht sehr gut für Windkraftanlagen geeignet ist, da sich 1467 Volllaststunden bezüglich der Wirtschaftlichkeit von WEA an der unteren Grenze bewegen bzw. hier eine höhere Nabenhöhe bzw. andere WEA eingesetzt würden.

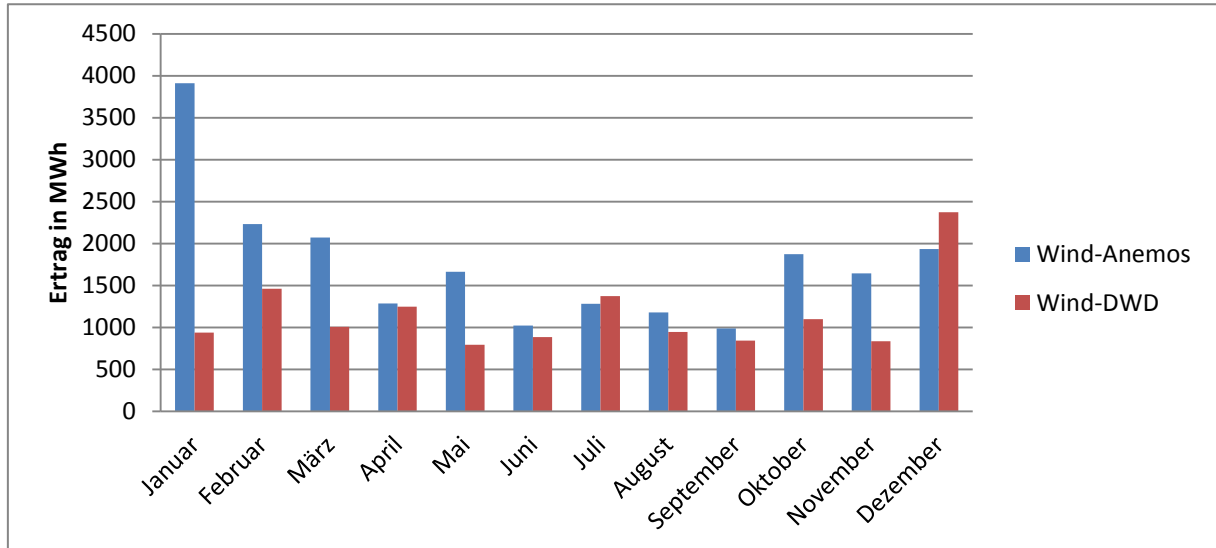


Diagramm 21: Vergleich der monatlichen Wind-Erträge Basierend auf dem Jahr 2011 bei den DWD-Daten und 2005 bei den Anemos-Daten

Der Vergleich der monatlichen Erträge in Diagramm 21 zeigt, dass es insbesondere im Januar eine sehr große Abweichung gibt. Bei den DWD Daten ist der Januar einer der schlechtesten Monate, obwohl der Januar im Allgemeinen wie in den Anemos Daten der stärkste Windmonat ist. Es werden hier zwar unterschiedliche Jahre miteinander verglichen, allerdings beträgt der Ertrag nach den Anemos-Daten das 14-fache des Ertrags nach DWD Daten. Auch hinsichtlich der Unterschiede im Rahmen der anderen Monate ist diese Abweichung sehr auffällig.

Für eine Kombination von Windkraft und Photovoltaik und dem aus dieser Kombination resultierenden Einspeiseverhalten ist insbesondere die Häufigkeitsverteilung der Auslastung, die in Diagramm 22 dargestellt ist, interessant.

Bei der Häufigkeitsverteilung zeigt sich, dass die Anlage mit den DWD-Windgeschwindigkeiten häufiger bei sehr geringer Auslastung läuft. Mit den Anemos Daten befindet sich die Anlage deutlich häufiger in hohen Auslastungszuständen. Dies verdeutlicht sich bei der Betrachtung der Anteile der einzelnen Auslastungszustände am Gesamtenergieertrag in Diagramm 23. Es zeigt sich, dass bei den DWD-Daten ein deutlich größerer Anteil bei geringen Auslastungen bis 30% erzeugt wird, während bei der Anemos Datengrundlage ein deutlich größerer Energieanteil bei Auslastungen über 70% erzeugt wird.

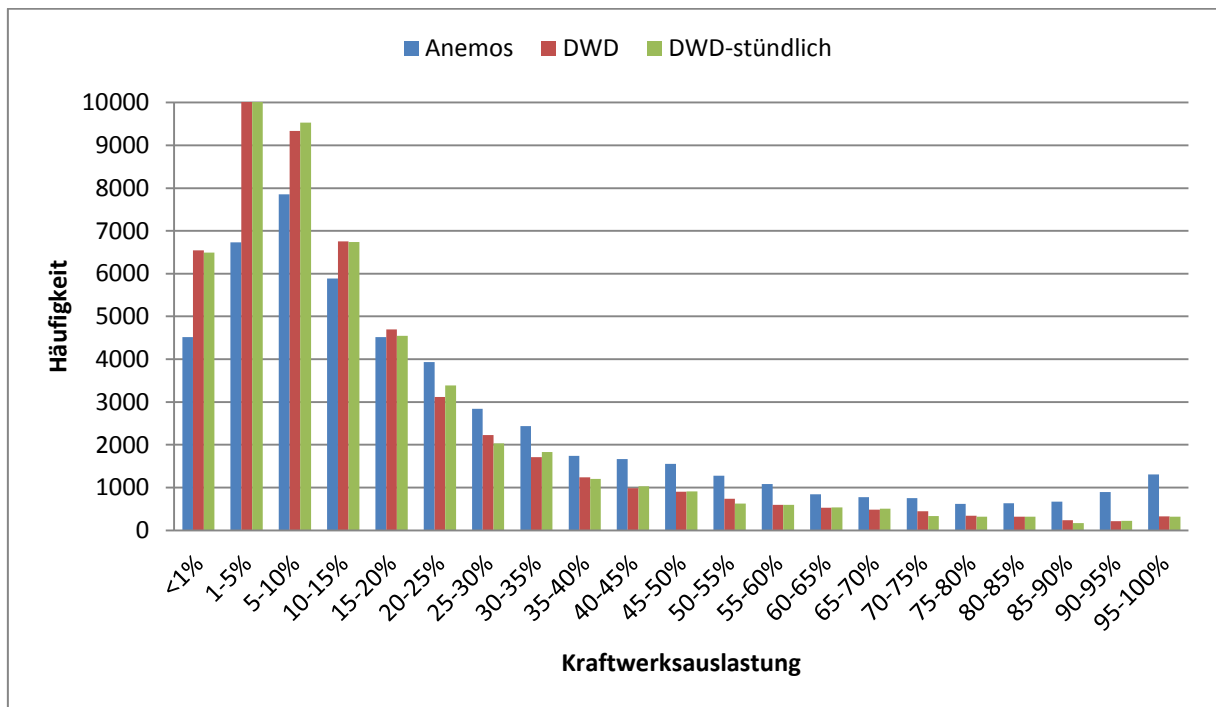


Diagramm 22: Häufigkeitsverteilung der Auslastung des reinen Windparks, die Häufigkeiten der Stundenwerte sind auf 10-Minuten-Basis angegeben

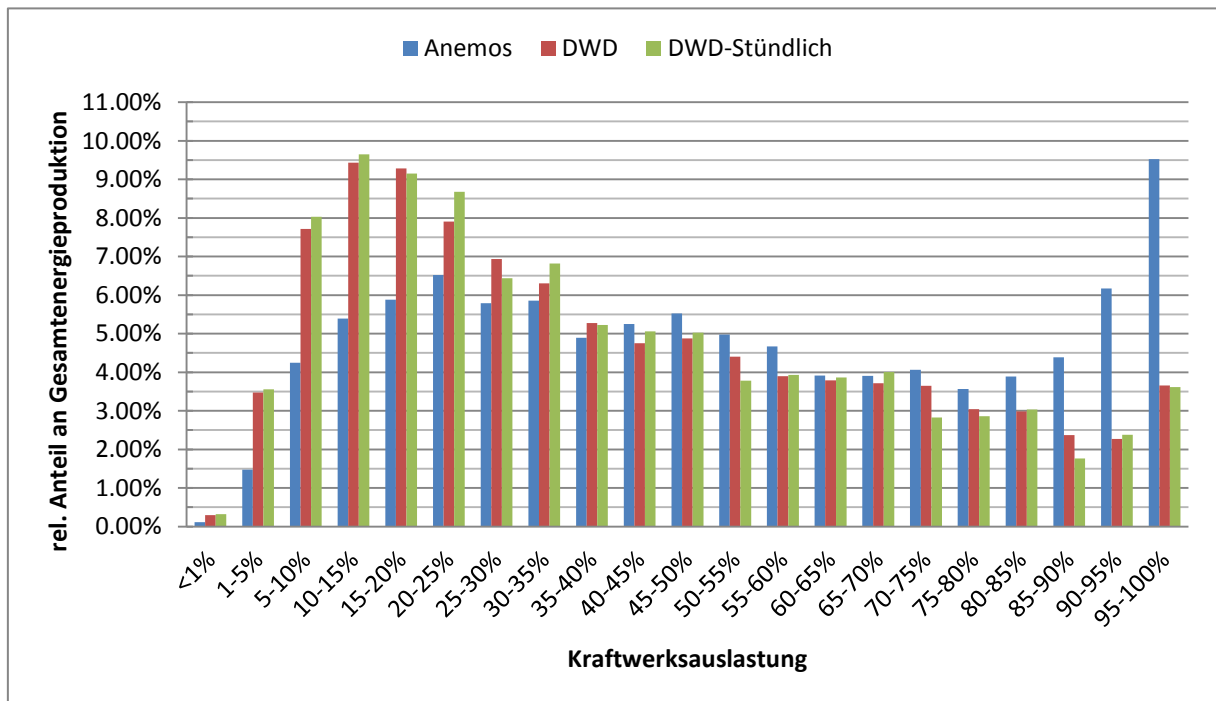


Diagramm 23: Anteil der einzelnen Auslastungszustände am Gesamtenergieertrag

5.3.2 Reine Photovoltaikanlage

Bei den Strahlungsdaten sind die DWD-Daten deutlich höher als die RLI-Daten. Dies ist zumindest teilweise auf die unterschiedlichen Standorte und vor allem auf die unterschiedlichen Jahre zurückzuführen. Monitoring Daten von PV-Freiflächenanlagen, die von der Solarpraxis betreut werden, bestätigen, dass die in dieser Arbeit berech-

neten Erträge in den letzten Jahren realistisch sind. Die folgenden Betrachtungen berücksichtigen alle in PVSyst ermittelten Verluste wie Modul-Mismatch, Kabelverluste, Verschmutzung etc. bis auf die Verschattungsverluste, die wie eingangs beschrieben nicht mit INSEL abgebildet werden können. Diese Verschattungsverluste werden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Abschnitt 6 jedoch berücksichtigt.

Für die folgenden Betrachtungen, die sich vor allem mit dem Thema der Abregelung beschäftigen, sind die Verschattungsverluste nicht von entscheidender Wichtigkeit, da zu den Zeiten, zu denen sich die Anlage in hoher Auslastung befindet und somit durch eine Abregelung Energie verloren gehen könnte, wie in Abschnitt 4.2 herausgearbeitet, wenn überhaupt nur sehr kleine Teile der Anlage verschattet sind.

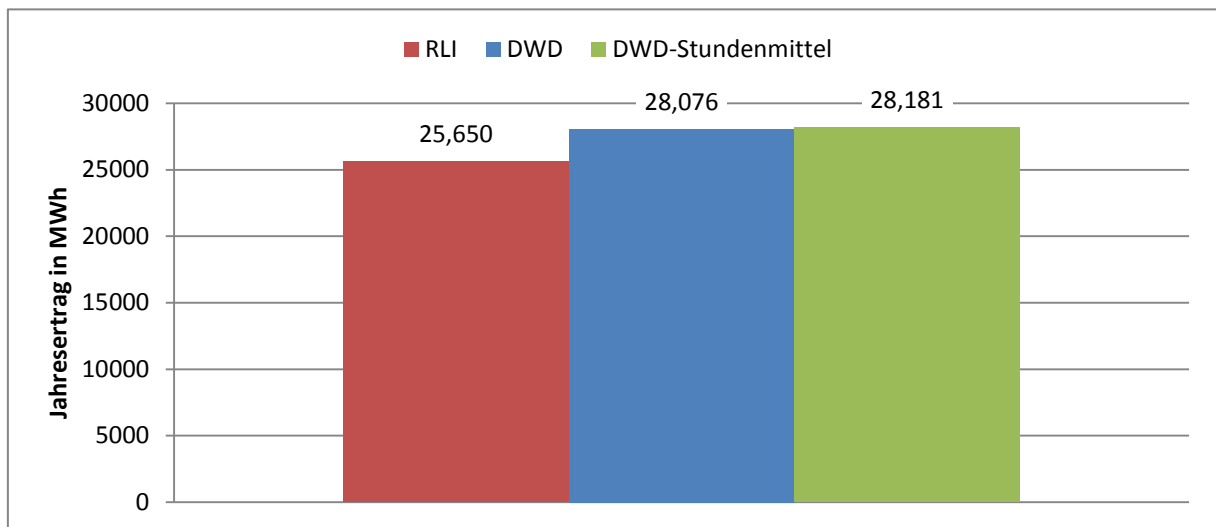


Diagramm 24: Vergleich des Jahresertrags der reinen PV-Freiflächenanlage

Der aus diesen Jahreserträgen berechnete, auf die DC-Nennleistung bezogene, spezifische Ertrag liegt bei 959 kWh/kWp bei den RLI-Daten und 1050 bzw. 1053 kWh/kWp bei den DWD-Daten. Beide Werte sind exklusive der Verschattung.

Eine Betrachtung der monatlich erzeugten Energie, die in Diagramm 25 dargestellt ist, zeigt, dass die Unterschiede vor allem im Hochsommer zwischen Mai und Juli sowie im Herbst/Winter zwischen Oktober und Dezember bestehen. Auffällig und für die folgenden Betrachtungen bzgl. der Abregelung interessant ist der deutlich höhere Ertrag der mit DWD-Daten simulierten Anlage im Hochsommer.

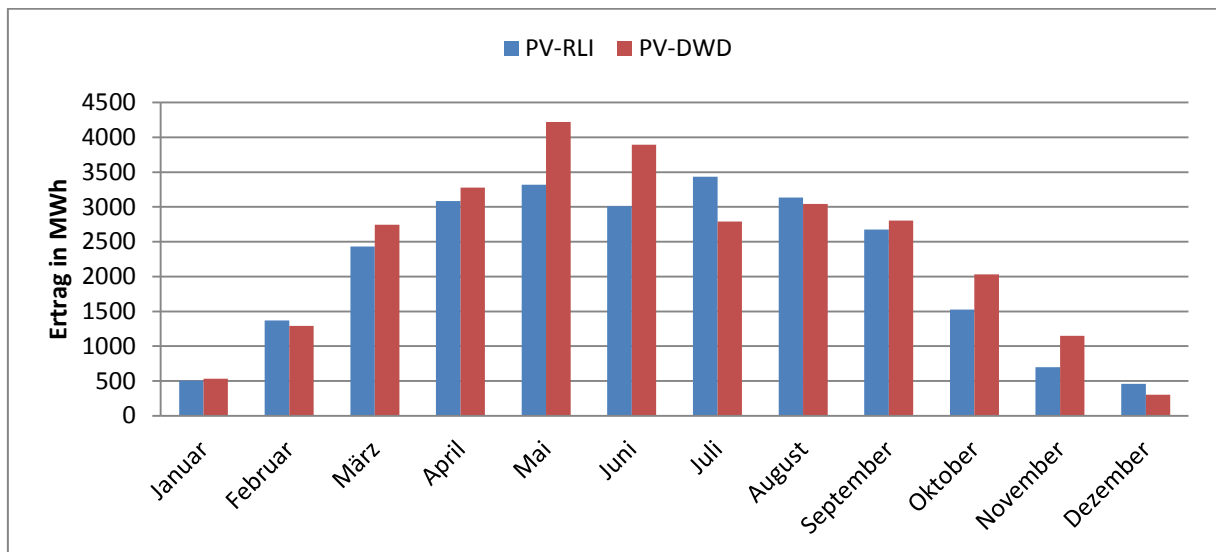


Diagramm 25: Monatlicher Ertrag einer PV-Freiflächenanlage

Auch bei der Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastung, die in Diagramm 26 dargestellt ist, zeigt sich, dass es bei der Simulation mit den DWD-Daten deutlich öfter zu Spitzenauslastungen zwischen 70 und 100% kommt, während die Anlage, die mit den RLI-Daten simuliert wurde, häufiger mit Auslastungen zwischen 5 und 45% fährt. Auffällig ist hier auch der Unterschied zwischen den DWD Stunden- und Minutendaten bzgl. der Spitzenauslastung von 100%. Die Erklärung hierfür ist, dass es bei den Minutendaten kurzzeitige Einstrahlungsüberhöhungen gibt. Somit kann auch der etwas geringere Jahresertrag bei der minutlichen Simulation erklärt werden. Da bei der Mittelung der Minutendaten auf Stundenwerte diese kurzzeitigen Einstrahlungsüberhöhungen geglättet werden, liegt die resultierende Einstrahlung in einem Bereich, in dem die Nennleistung des Wechselrichters nicht überschritten wird und somit voll eingespeist werden kann. Bei einer detaillierten, minutlichen Betrachtung übersteigt die erzeugte DC-Leistung die Wechselrichternennleistung und wird somit durch den Wechselrichter abgeregelt.

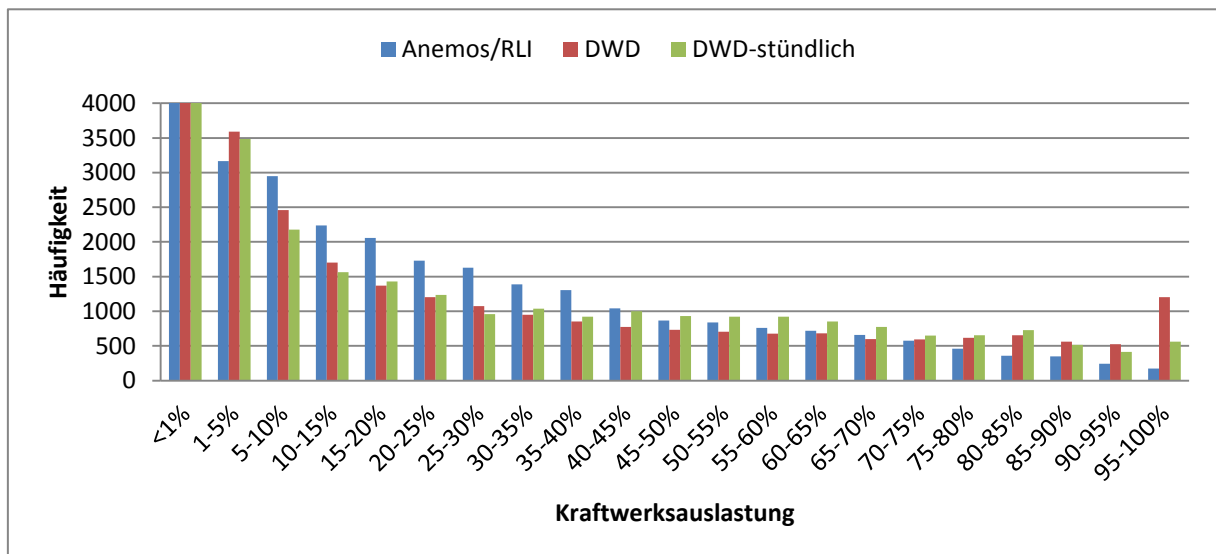


Diagramm 26: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastung. Die Stundenwerte sind auf 10-Minuten Basis angegeben

5.3.3 Ein kombiniertes Kraftwerk

Bei der Betrachtung des Jahresertrags des Kombikraftwerks zeigt sich, dass die besseren Windverhältnisse am Standort Tramm auf Basis der Anemos-Daten und die damit verbundenen, signifikant höheren Winderträge die höhere Einstrahlung am Standort Potsdam auf Basis der DWD-Daten aufheben.

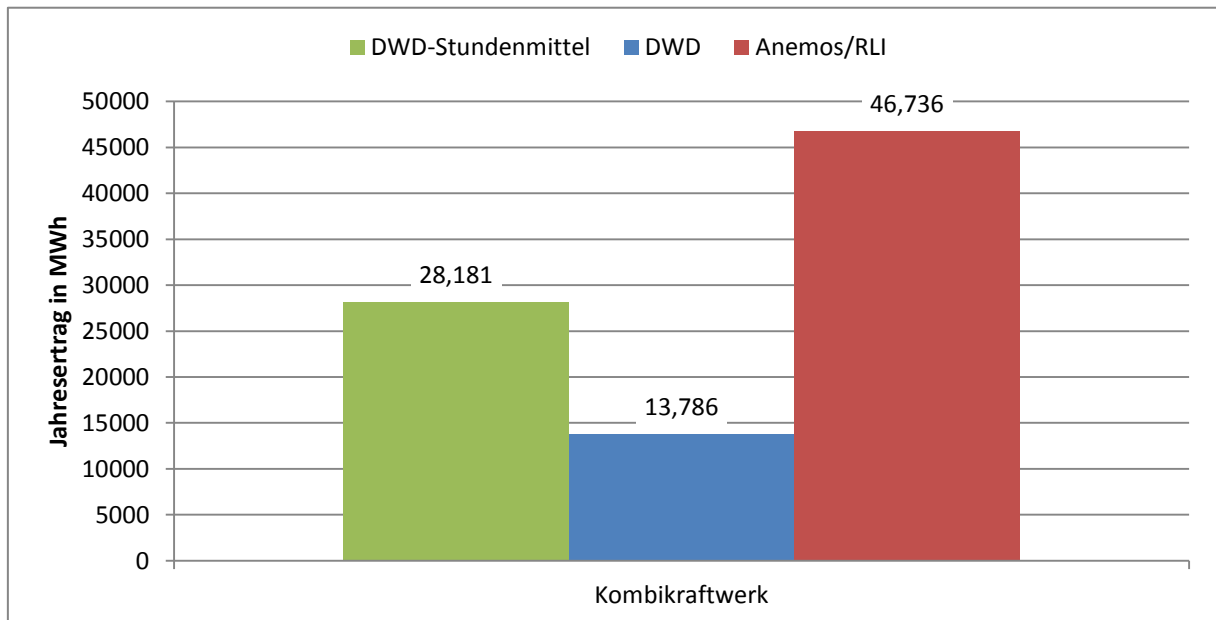


Diagramm 27: Vergleich der Jahreserträge an den Standorten Potsdam und Tramm auf Basis der unterschiedlichen Wetterdaten

Bei allen folgenden Betrachtungen ist zu betonen, dass die RLI- und Anemosdaten zwar für dasselbe Jahr (2005) sind, jedoch auch unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlich großer Rasterung stammen. Somit gibt es keinerlei Garantie, dass beide Datenreihen von den Wetterverhältnissen her zueinander passen. Es ist also denkbar, dass ein stürmischer Schlechtwettertag aus dem Anemos-Datensatz mit einem wolkenlosen Sommertag mit hoher Einstrahlung aus den RLI-Daten, oder umgekehrt ein sonniger Tag mit Flaute aus den Anemos-Daten mit einem stürmischen Schlechtwettertag aus den RLI-Daten, zusammenfällt. Vor allem Wettereffekte auf lokaler Ebene stimmen höchstwahrscheinlich zwischen beiden Datensätzen nicht überein.

Das bedeutet, dass die Betrachtungen der monatlichen Einspeisung, insbesondere jedoch der Auslastungshäufigkeit des Kombikraftwerks potentiell fehlerbehaftet sind. Dies ist auch der Grund, warum in den folgenden Abschnitten im Rahmen der Betrachtungen zu den Themen Anlagenabregelung sowie dem idealen Verhältnis zwischen PV- und Windkraft die mit den DWD-Daten simulierte Anlage als Grundlage dient.

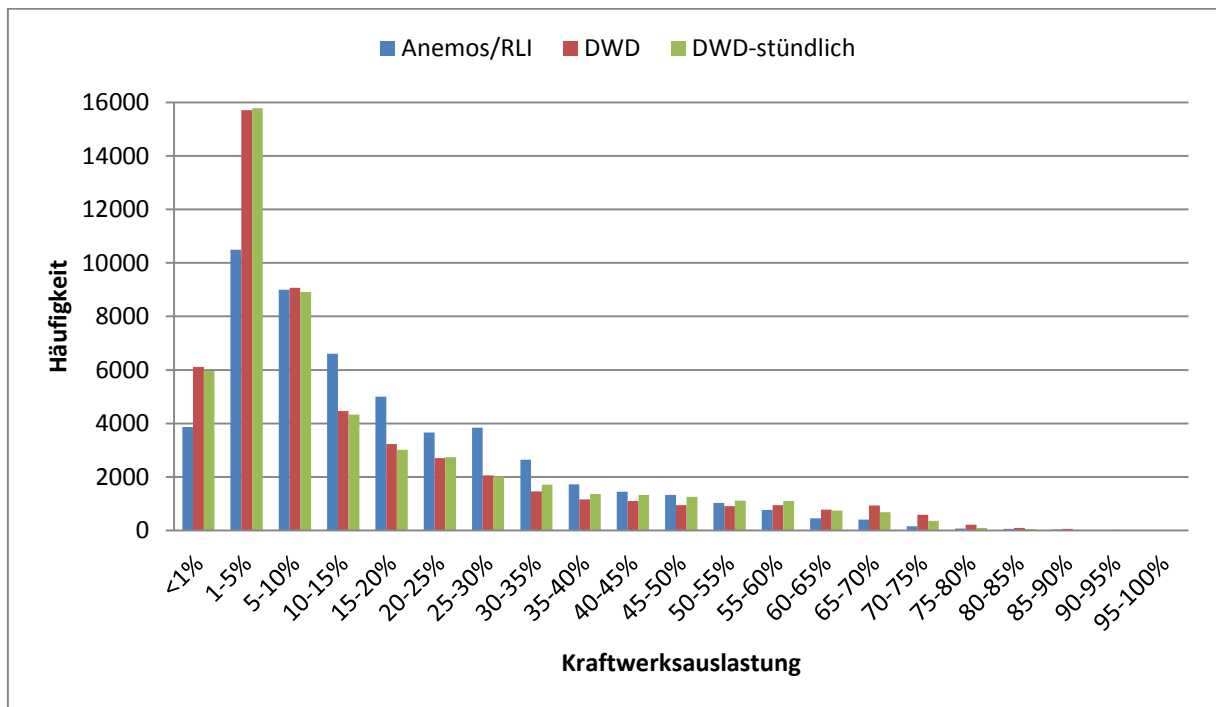


Diagramm 28: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastung des Kombikraftwerks. Die Häufigkeiten der stündlichen sowie der minütlichen Daten sind auf 10-Minuten-Basis angegeben,.

Der Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastungen in Diagramm 28 zeigt, dass die Kombikraftwerke an beiden Standorten im Vergleich zu den Einzelkraftwerken einerseits eine deutlich reduzierte Stillstandszeit haben und andererseits auch deutlich weniger oft mit hohen Auslastungen fahren, was eine Verstetigung der Einspeiseleistung zur Folge hat.

Diagramm 29 zeigt, dass es bei einer Anlagenkombination auf Basis der DWD-Daten zu wenigen Zeitpunkten im Jahr zu einer gleichzeitigen, hohen Auslastung beider Anlagenteile kommt. So entspricht die Häufigkeit der gleichzeitigen Auslastung von PV und Windkraft über 60% von 1599 einem Jahresanteil von ca. 0,3%.

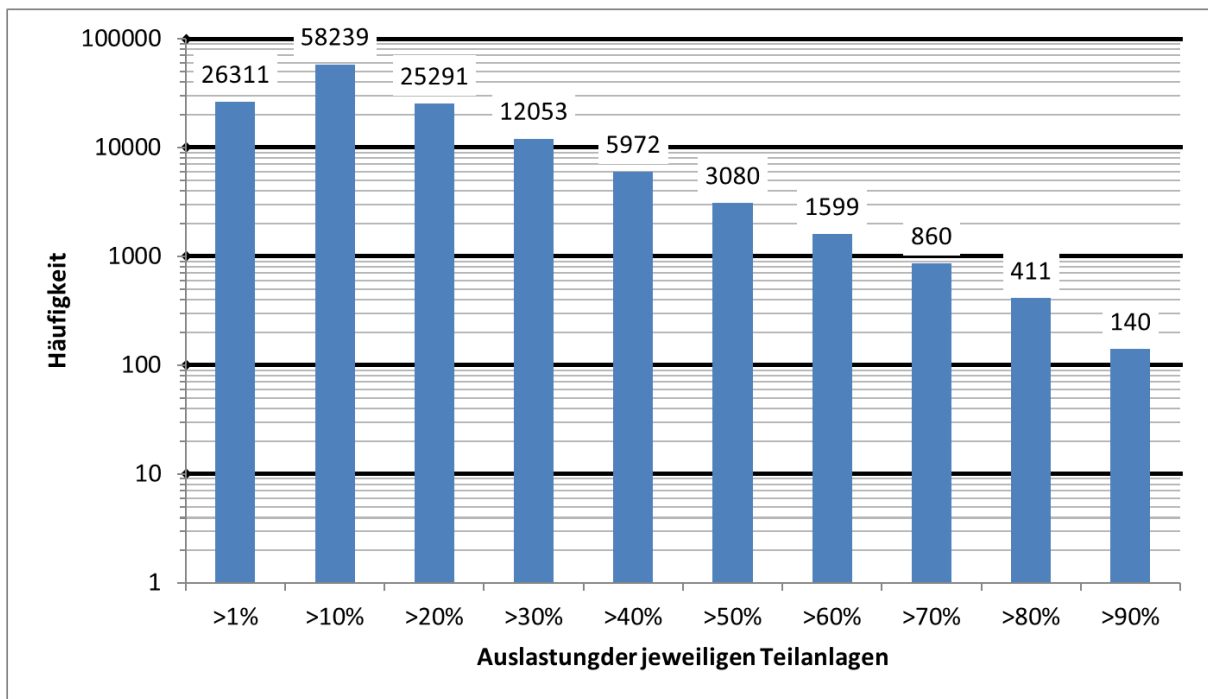


Diagramm 29: Häufigkeiten der gleichzeitigen Auslastung von PV und Windenergie bezogen auf die jeweilige Nennleistung

In Diagramm 30 ist die Häufigkeitsverteilung der Auslastungszustände für das untersuchte Kombikraftwerk am Standort Potsdam auf Basis der DWD-Minutenwerte aufgeschlüsselt in PV, Wind und die Kombianlage dargestellt. Daraus geht hervor, dass die Stillstandszeit gegenüber einer reinen PV-Anlage erheblich verringert wird. Während die PV-Anlage pro Jahr 310296 Minuten keinen Strom erzeugt, verringert sich diese Zeit bei der Kombianlage auf 61115 Minuten. Im Vergleich zur reinen PV-Anlage befindet sich das Kombikraftwerk deutlich häufiger in Auslastungsbereichen zwischen 1 und 70%, während die Häufigkeit der Auslastungszustände über 70% deutlich zurückgeht. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Anteil der PV-Anlage an der AC-Nennleistung 70% beträgt und die Gleichzeitigkeit von Wind und PV bezogen, wie auch aus Diagramm 29 hervorgeht, auf hohe Auslastungen sehr gering ist. Dies wirkt sich vor allem auf die Häufigkeit der Kraftwerksauslastungen über 80% aus, die im Vergleich zu der reinen PV-Freiflächenanlage sehr stark zurückgeht.

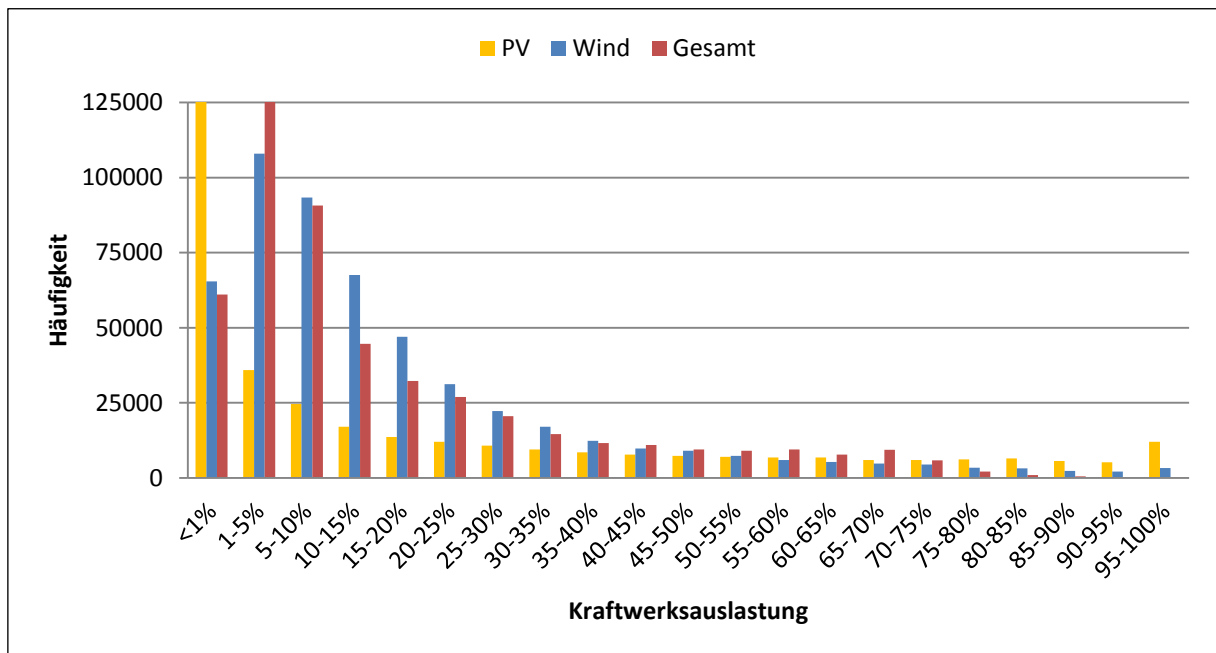


Diagramm 30: Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastungen auf Basis der DWD-Minutendaten

Der Vergleich der relativen Anteile der Energieproduktion der einzelnen Auslastungsgrade des Kombikraftwerks in Diagramm 31 zeigt hinsichtlich des Vergleichs zwischen den beiden Standorten bzw. Datensätzen deutliche Unterschiede. Am Standort Tramm mit den Anemos/RLI-Daten wird deutlich mehr Energie bei Kraftwerksauslastungen bis 35% erzeugt, was zumindest teilweise auf die an diesem Standort besseren Winderträge zurückzuführen ist. Am Standort Potsdam mit den DWD-Daten wird deutlich mehr Energie bei Auslastungen zwischen 60 und 80% erzeugt, was zum Großteil auf die besseren zugrundeliegenden Einstrahlungsverhältnisse zurückzuführen ist.

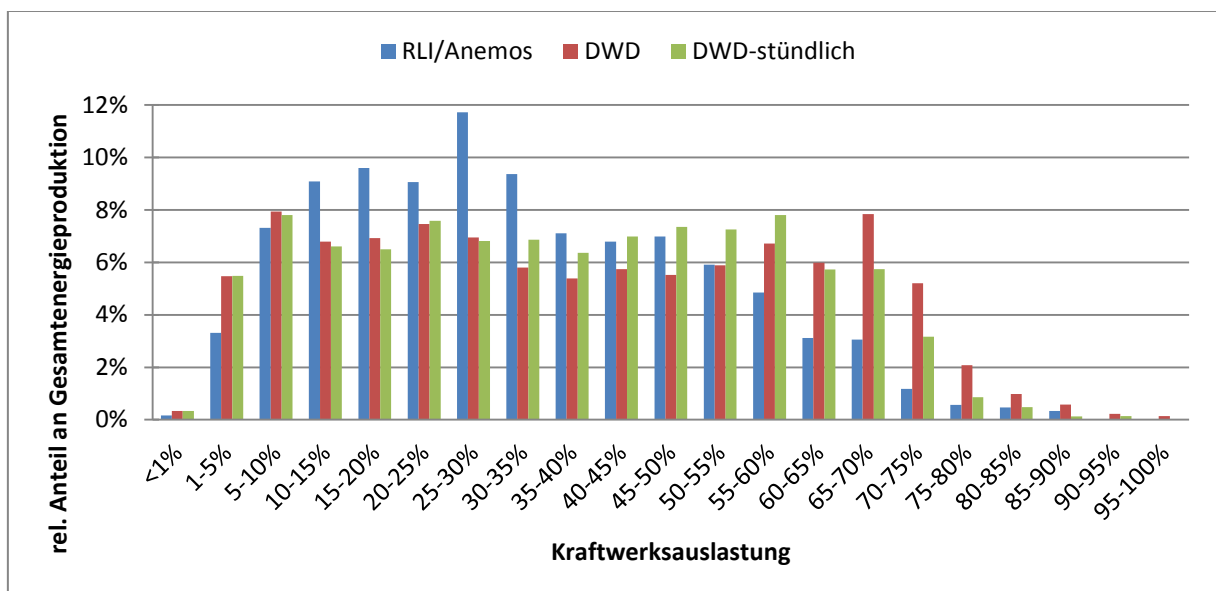


Diagramm 31: Vergleich der relativen Anteile der einzelnen Auslastungsgrade am Gesamtenergieertrag der Kombikraftwerke auf Basis der unterschiedlichen Standorte/Datensätze

Sehr interessant ist hier auch der Unterschied zwischen den minütlichen und stündlichen DWD-Daten. Es zeigt sich klar, dass bei der Mittelung auf Stundenwerte die mittleren Auslastungszustände des Kombikraftwerks deutlich überschätzt, während die Anteile der höheren Auslastungszustände deutlich unterschätzt werden.

Eine detaillierte Betrachtung der relativen Anteile der einzelnen Auslastungszustände für das Kombikraftwerk am Standort Potsdam auf Basis der minütlichen DWD-Daten in Diagramm 32 zeigt deutlich, dass in der reinen PV-Freiflächenanlage ein erheblicher Anteil am Gesamtenergieertrag bei Anlagenauslastungen über 70% erzielt werden. Für den reinen Windpark ist dies nicht so stark ausgeprägt, was jedoch zumindest teilweise auf den Standort bzw. die Datengrundlage zurückzuführen ist.

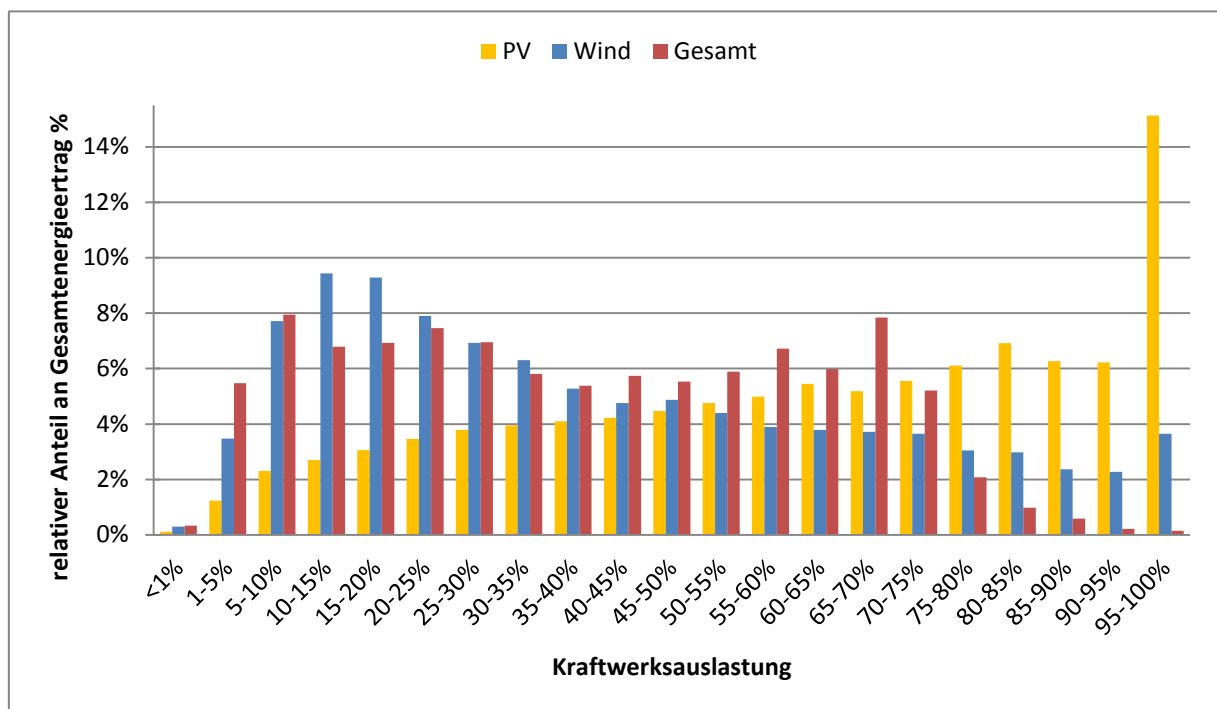


Diagramm 32: Vergleich der relativen Anteile der einzelnen Auslastungsgrade am Gesamtenergieertrag aufgeschlüsselt in die Anlageanteile für den Standort Potsdam

Durch die Kombination beider Energieformen verringert sich der relative Anteil der Auslastungszustände über 80% am Gesamtenergieertrag auf insgesamt unter 2%.

5.4 Abregelung

Aus den Ergebnissen des vorangegangenen Abschnitts leitet sich die Vermutung ab, dass bei einer Anlagenkombination eine signifikante Abregelung der Kraftwerksnennleistung möglich ist, ohne große Verluste hinsichtlich der insgesamt eingespeisten Energie in Kauf zu nehmen. Eine solche Anlagenabregelung und die damit verbundene Reduktion der maximalen Einspeiseleistung ist aus verschiedenen Gründen sehr interessant. Zum einen ergeben sich durch eine Reduktion der Nennleistung, wie in Abschnitt 3 herausgearbeitet, Möglichkeiten, insbesondere im Bereich der Mittelspannungsinfrastruktur Komponenten geringer zu dimensionieren, was wiederum zu einer Reduzierung der Investitionskosten führt.

Zum anderen ist eine Reduktion der Nennleistung insbesondere in Regionen interessant, in denen das Versorgungsnetz schon sehr stark ausgelastet ist, und deshalb keine weiteren stromerzeugenden Anlagen angeschlos-

sen werden können, bzw. große Entfernungen zwischen der Anlage und dem nächstgelegenen, verfügbaren Netzverknüpfungspunkt in Kauf genommen werden müssen.

Im Folgenden soll geklärt werden, ob eine solche Reduzierung der Nennleistung in einem Kombikraftwerk möglich ist und welchen Einfluss die zeitliche Auflösung der zugrunde liegenden Daten auf die Genauigkeit der Bestimmung der potentiell auftretenden Abregelungsverluste hat.

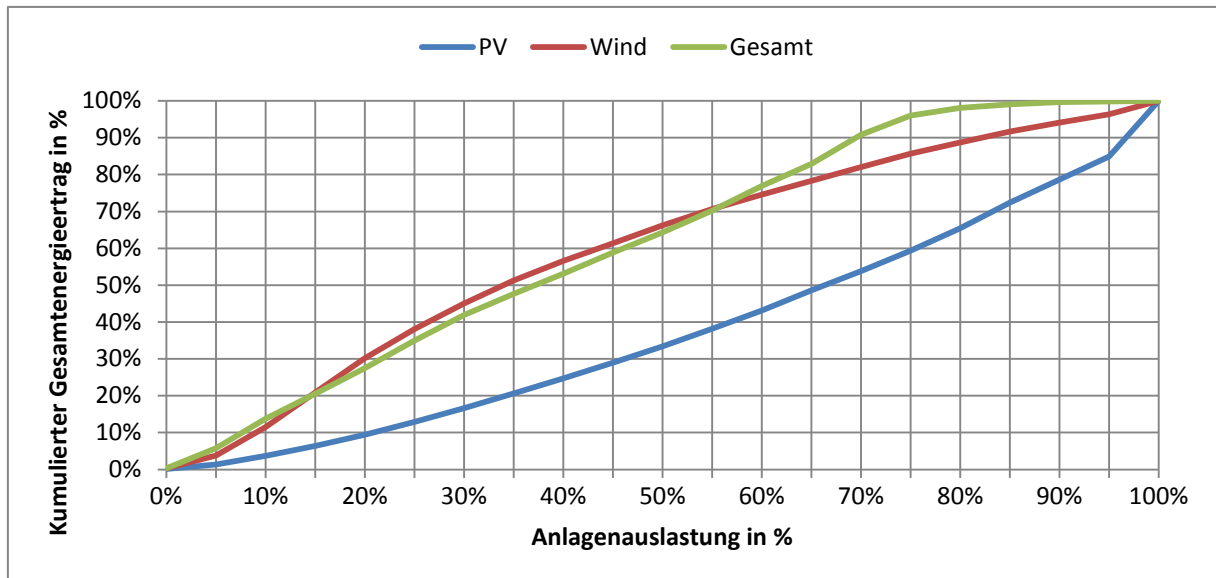


Diagramm 33: Kumulierte Gesamtleistung der reinen PV-Anlage und des reinen Windparks sowie der Kombianlage

Eine Betrachtung des kumulierten Energieertrags über die Kraftwerksauslastung, der in Diagramm 33 dargestellt ist, zeigt, dass sowohl die WEA aber insbesondere die PV-Anlage einen großen Anteil am jährlichen Gesamtenergieertrag bei hohen Anlagenauslastungen generieren. Im Vergleich dazu wird beim Kombikraftwerk bei Auslastungen über 75% nur noch ein kleiner Anteil des Jahresertrags erzeugt. Dies spricht dafür, dass die Verluste bei einer Abregelung der Kombianlage deutlich geringer sind als bei einer Abregelung der Einzelanlagen.

Die Ergebnisse der Berechnung der Abregelungsverluste für das Kombikraftwerk am Standort Potsdam ist in Diagramm 34 dargestellt. Es bestätigt die Vermutung, dass die Abregelungsverluste auf eine Anlagenleistung von 70% relativ geringe Ertragsverluste von ca. 0,7% verursachen. Auffällig ist hierbei der Unterschied der Verluste zwischen der stündlichen und minütlichen Datengrundlage. Dieser Sachverhalt wird im folgenden Abschnitt losgelöst von konkreten Anlagenlayouts näher analysiert.

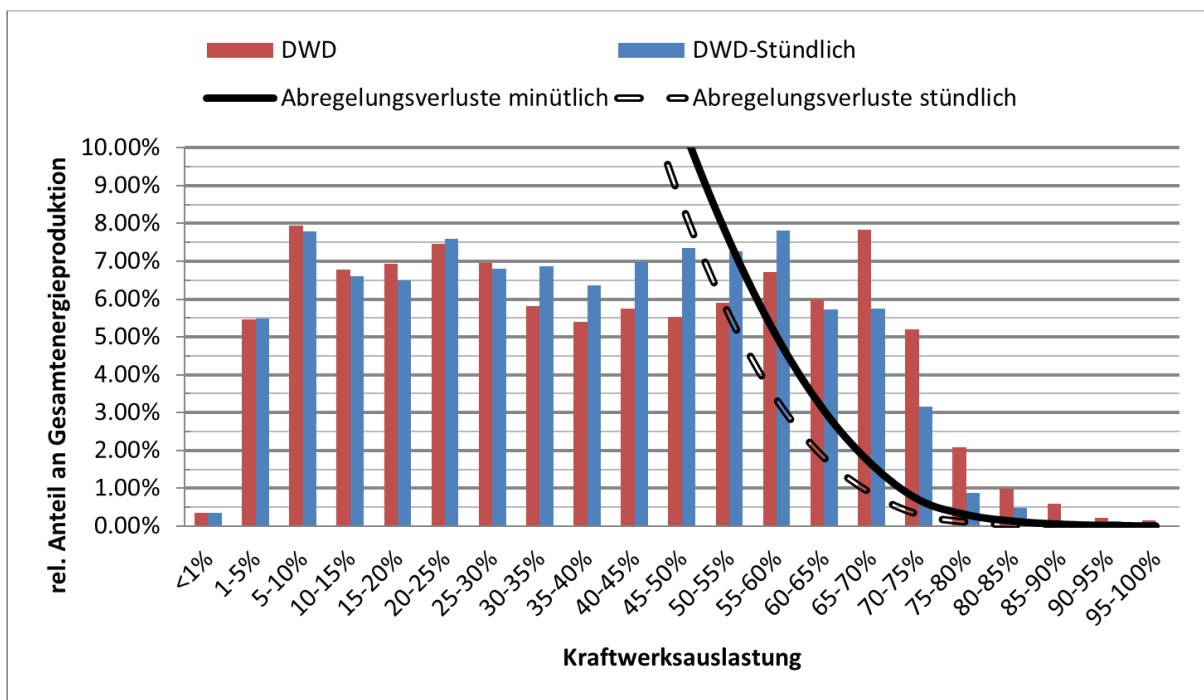


Diagramm 34: Vergleich der verschiedenen Abregelungsverluste der Kombikraftwerke auf Basis der stündlichen und minütlichen Daten. Die Abregelungsverluste beziehen sich immer auf eine Abregelung der Nennleistung auf den unteren Prozentwert der Intervalle auf der X-Achse.

Insgesamt zeigt sich bei der Betrachtung der Abregelungsverluste, dass diese ab einer Abregelung auf weniger als 70% der Nennleistung, also auf weniger als die PV-AC-Nennleistung, die Abregelungsverluste sehr stark ansteigen.

Eine genauere Analyse, welchen Einfluss diese Abregelung auf die Wirtschaftlichkeit hat findet in Abschnitt 6 statt, jedoch ist zu vermuten, dass eine Abregelung, die deutlich unter der AC-Nennleistung der Photovoltaikanlage ausgesprochen negative Folgen für die Wirtschaftlichkeit eines Kombikraftwerks hat.

5.5 Das ideale Verhältnis von PV zu Windenergie

In Zusammenhang mit den im vorangegangenen Abschnitt vorgenommenen Betrachtungen wird die Frage nach dem idealen Verhältnis zwischen Photovoltaik und Windkraft interessant. Bei dem bisher analysierten, kleinsten Layout der anfangs erstellten Einheitszellen liegt der PV-Anteil bei 70%, was bezüglich der Abregelungsverluste der Gesamtanlage die Grenze darstellt, ab der die Verluste sehr stark ansteigen. Auf Basis dieser Erkenntnis ist zu vermuten, dass sich diese Grenze mit den größeren Einheitszellen, die, wie in Abschnitt 2.3 gezeigt, einen deutlich höheren PV-Anteil aufweisen, deutlich nach oben verschiebt und eine signifikante Reduzierung der Einspeiseleistung somit nicht mehr ohne erhebliche Verluste möglich ist.

Auf Basis der Ertragsberechnungen mit den minütlichen Werten vom Standort Potsdam wird untersucht, wie groß die Abregelungsverluste bei unterschiedlichen Verhältnissen von PV zu Windenergie und der Abregelung auf 50, 60, 70, 80, und 90% der AC-Nennleistung der Gesamtanlage sind. Hierfür wird das Erzeugungsprofil einer 1 MW Wind- und 1 MW Photovoltaikanlage erstellt und anteilig addiert, so dass ein 1 MW Kombikraftwerk mit unterschiedlichen Verhältnissen der Energieformen entsteht.

Der so erstellte Jahresgang der Anlage wird nun auf die entsprechende Nennleistung abgeregelt und die resultie-

rende, jährlich eingespeiste Energie mit der eingespeisten Energie ohne Abregelung vergleichen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Diagramm 35 dargestellt.

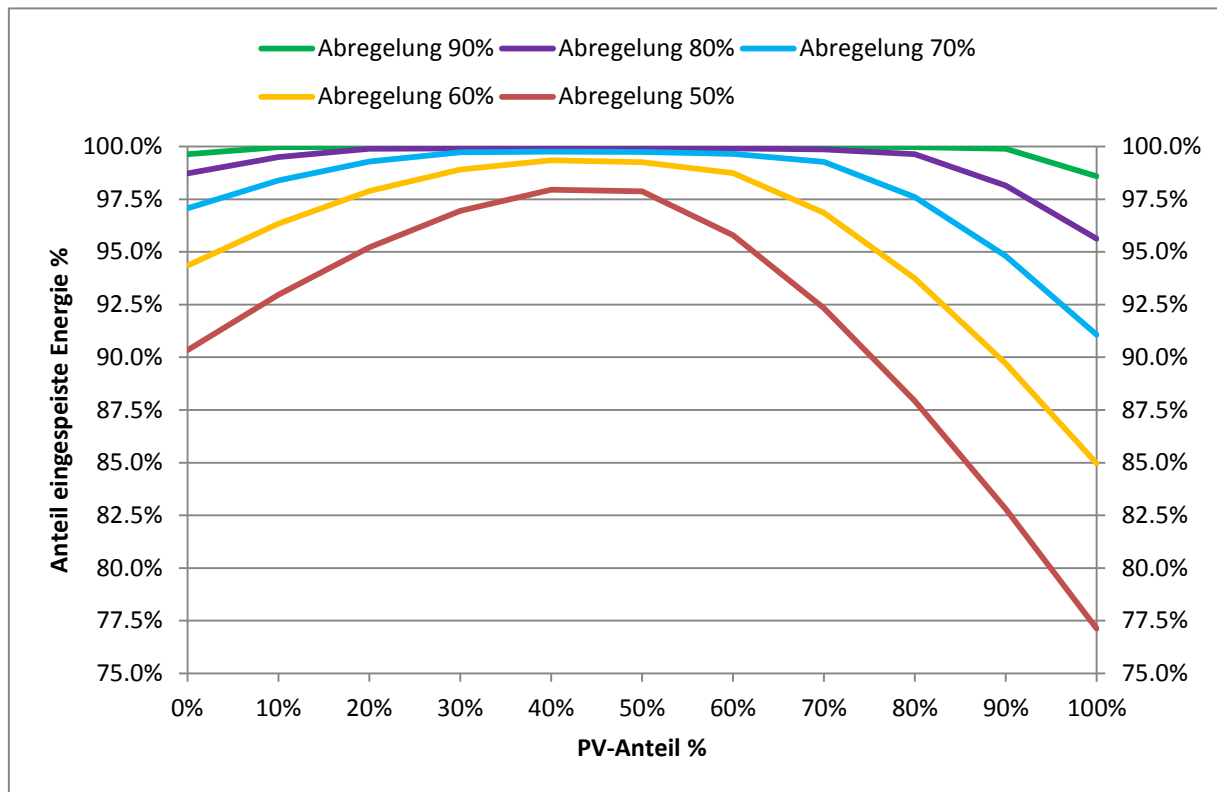


Diagramm 35: Der Anteil der eingespeisten Energie bei einer Abregelung im Verhältnis zu der eingespeisten Energie ohne Abregelung in Abhängigkeit des PV-Anteils am Kombikraftwerk. Basis: DWD-Potsdam 2011

Das Ergebnis der Untersuchungen ist, dass für den Standort Potsdam auf Basis der DWD-Daten ein PV-Anteil von 40-50% ideal ist, da hier die Abregelungsverluste selbst bei einer Reduzierung der Einspeiseleistung um 50% nur 2% der jährlich erzeugten Energie betragen.

Auffällig ist, dass laut dieser Untersuchung bei der Abregelung einer reinen PV-Anlage deutlich höhere Verluste auftreten als bei einer analogen Abregelung eines reinen Windparks. Hier liegt die Vermutung nahe, dass die Y-Achsenabschnitte bei 0 bzw. 100% PV-Anteil maßgeblich durch den Standort vorgegeben werden. Es ist zu erwarten, dass die Y-Achsenabschnitte bei einem PV-Anteil von 0% an einem besseren Windstandort deutlich tiefer liegen.

Umgekehrt ist anzunehmen, dass die Y-Achsenabschnitte bei einem PV-Anteil von 100% an einem Standort mit geringerer Einstrahlung deutlich höher liegen.

Um diese Vermutungen zu validieren wird auf den Standort Tramm auf Basis der Anemos/RLI Daten zurückgegriffen. Wie bereits ausgeführt ist aufgrund des unterschiedlichen Rasters und Herkunft unklar, wie gut beide Datensätze zusammenpassen. Das bedeutet, dass die Kurven der Abregelungsverluste sehr kritisch gesehen werden müssen. Auf die Y-Achsenabschnitte bei 0 bzw. 100% PV-Anteil hat dieser Faktor jedoch keinen Einfluss. Da es sich bei den RLI-Strahlungsdaten jedoch um Stundenwerte handelt, muss davon ausgegangen werden, dass, wie im vorangegangenen Abschnitt festgestellt, die Abregelungsverluste der Photovoltaik deutlich unter-

schätzt werden.

Das Ergebnis der Untersuchung der Anemos/DWD Daten ist in Diagramm 36 dargestellt.

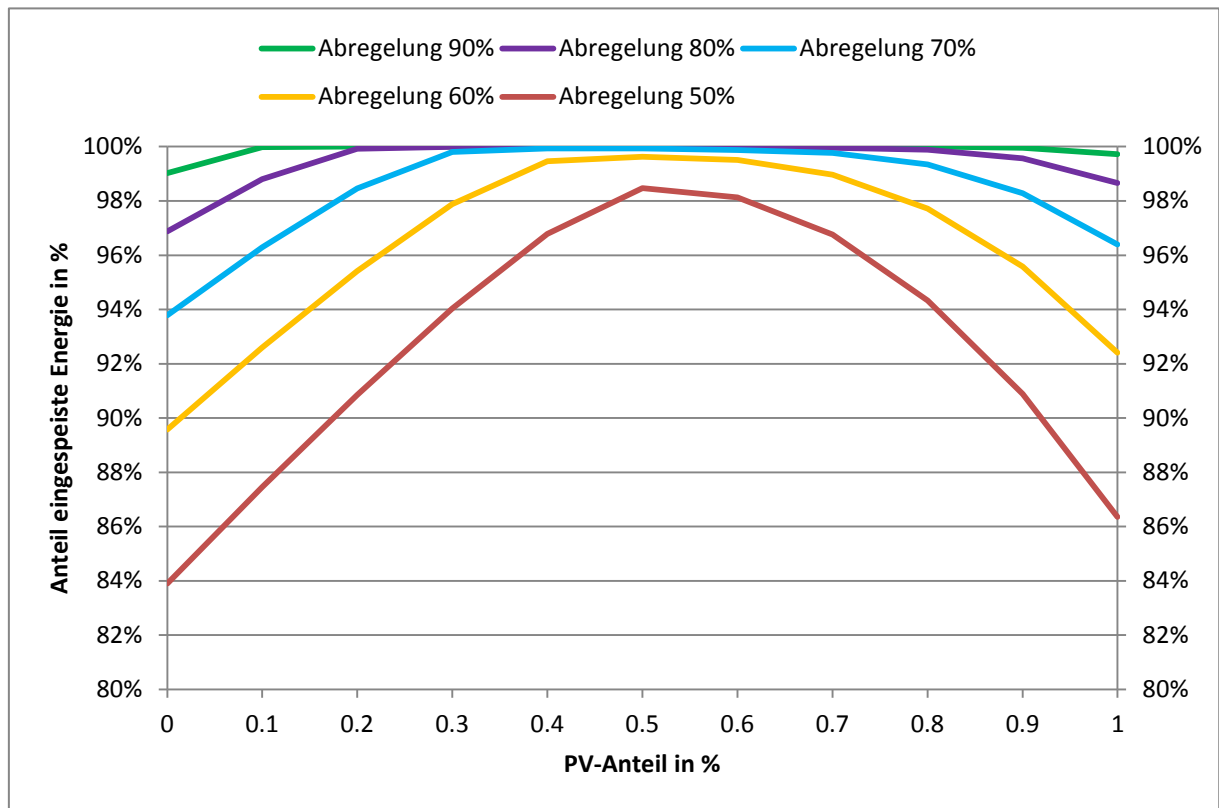


Diagramm 36: Der Anteil der eingespeisten Energie bei einer Abregelung im Verhältnis zu der eingespeisten Energie ohne Abregelung in Abhängigkeit des PV-Anteils am Kombikraftwerk. Basis: Anemos/RLI-Region Tramm 2005

Die Untersuchung der Anemos/RLI-Daten bestätigt die Vermutung, dass der jeweilige Y-Achsenabschnitt vor allem mit den Gegebenheiten am Anlagenstandort zusammenhängt. Wie in Abschnitt 5.3.1 gezeigt wurde, kommt es bei WEA am Standort Tramm auf Basis der Anemos Daten deutlich häufiger zu hohen Kraftwerksauslastungen. Daraus folgt, dass auch die Abregelungsverluste der WEA in einem Kombikraftwerk mit abnehmendem PV-Anteil deutlich stärker zunehmen als bei den Anlagen am Standort Potsdam auf Basis der DWD-Daten.

Die Abregelungsverluste der Photovoltaik liegen im Vergleich zu den DWD-Daten deutlich niedriger, was jedoch wie bereits erwähnt vermutlich auch an der stündlich aufgelösten Datenbasis liegt. Um zu überprüfen, welchen Einfluss der Faktor zeitliche Auflösung der zugrunde liegenden Daten hat, wird dieselbe Untersuchung in einem letzten Schritt auf Basis der auf 10-Minuten- sowie Stundenwerte gemittelten DWD-Daten durchgeführt. Diese Untersuchung soll einen Hinweis darauf geben, in welcher Größenordnung die Unterschätzung der Abregelungsverluste aufgrund von Stundenwerten ausfällt.

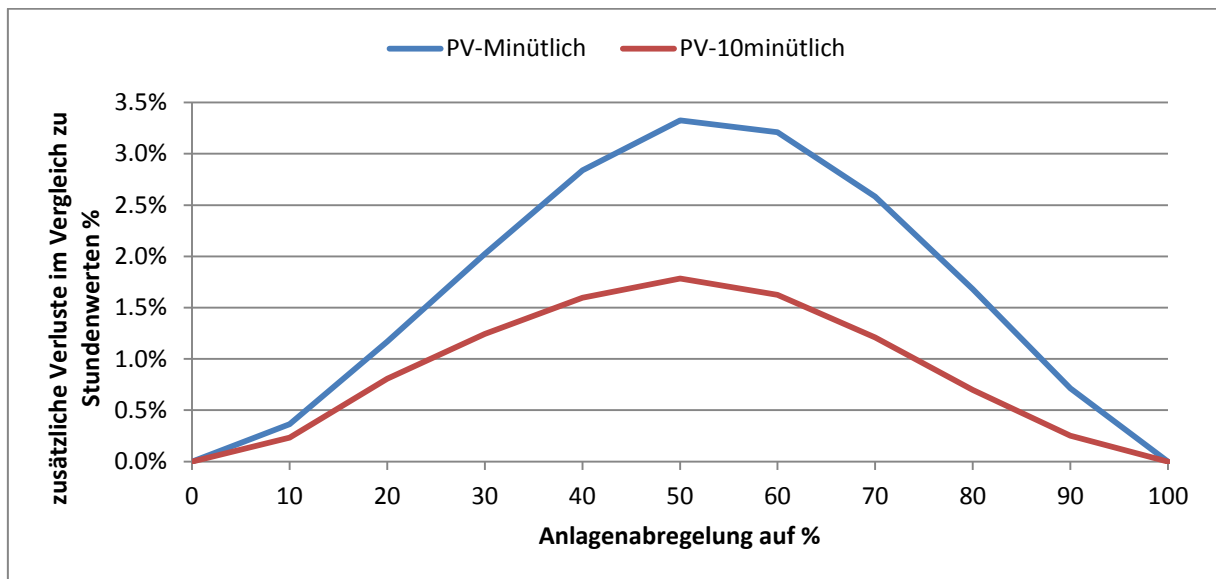


Diagramm 37: Vergleich der Abregelungsverluste einer reinen PV-Anlage am Standort Potsdam auf Basis der DWD-Daten. Die Werte sind als Differenz zu den Abregelungsverlusten der auf Stundenwerte gemittelten Daten angegeben.

Das Ergebnis der Betrachtung ist in Diagramm 37 als Differenz der relativen Abregelungsverluste aus den minütlichen bzw. 10-minütlichen und Stündlichen Daten abgebildet. Daraus geht hervor, dass die Abregelungsverluste bei einer Abregelung auf 50% bei den Minutenwerten um ca. 3,3% des Gesamtjahresertrags höher liegen als bei den Stundenwerten. Bei einer 10-minütlichen Datengrundlage beträgt dieser Wert noch 1,8%.

Es folgt, dass bei der Berechnung der Abregelungsverluste auf eine möglichst gut aufgelöste Datenbasis zurückgegriffen werden sollte, da Die Verluste bei Stundenwerten insbesondere bei einer stärkeren Abregelung deutlich unterschätzt werden.

5.6 Flächennutzung

Eine Betrachtung der Flächennutzung bei einem Kombikraftwerk ist insbesondere deshalb interessant, weil bestehende Windparks auf ansonsten landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet sind. Der Vorteil der Windenergie besteht hier darin, dass nur ein kleiner Teil der Gesamtfläche des Windparks tatsächlich für Wege, Transformator- und Übergabestationen sowie die WEA benötigt wird. Hier bietet sich z.B. auch eine Kombination eines Windparks mit einer Biogasanlage an, deren Substrat auf der Ackerfläche innerhalb des Windparks angebaut werden kann.

Für die Betrachtungen hinsichtlich einer Kombination von Windenergie und PV ist aus diesem Gesichtspunkt ein Vergleich der spezifischen Leistung sowie der flächenspezifischen Energieausbeute zwischen den Kombinationen Biomasse/Wind und Photovoltaik/Wind wichtig.

Für diesen Vergleich wird angenommen, dass die Fläche, die in den Referenzlayouts für die Photovoltaikanlage und deren Wege zur Verfügung steht, mit Mais bepflanzt wird, der in Biogas umgewandelt und anschließend verstromt wird. Es wird angenommen, dass um die WEA herum ein Radius von 50 m freigelassen wird. Diese Fläche steht stellvertretend für alle evtl. benötigten Wege, Flächen für Trafo- und Übergabestationen sowie die WEA und deren Wartungsflächen. Als Energiepflanze wird Silomais angesetzt, da hier die höchste flächenspezifische Energieausbeute erzielt werden kann [35].

Als Grundlage der Berechnungen wird angenommen, dass ein Hektar Silomais, der zu Biogas umgewandelt und verstromt wird, eine Elektrizitätsausbeute von 17257 kWh/ha [36] erwirtschaftet was 1,7 kWh/m² entspricht.

Für die Ertragsdaten der Photovoltaik wird der spezifische Energieertrag der untersuchten Kombianlage am Standort Tramm auf Basis der RLI-Daten von 959 kWh/kWp angenommen, da dieser Wert etwas konservativer ist als der aus den DWD-Daten errechnete Energieertrag. Von diesem Ertrag wird für die einzelnen Layouts der entsprechende jährliche Verschattungsverlust abgezogen.

Der Windertrag wird auf Basis der Anemos-Daten für den Standort Tramm von 2005 berechnet. Die Ergebnisse dieser Betrachtung für die Kombikraftwerke sind in Diagramm 38 dargestellt.

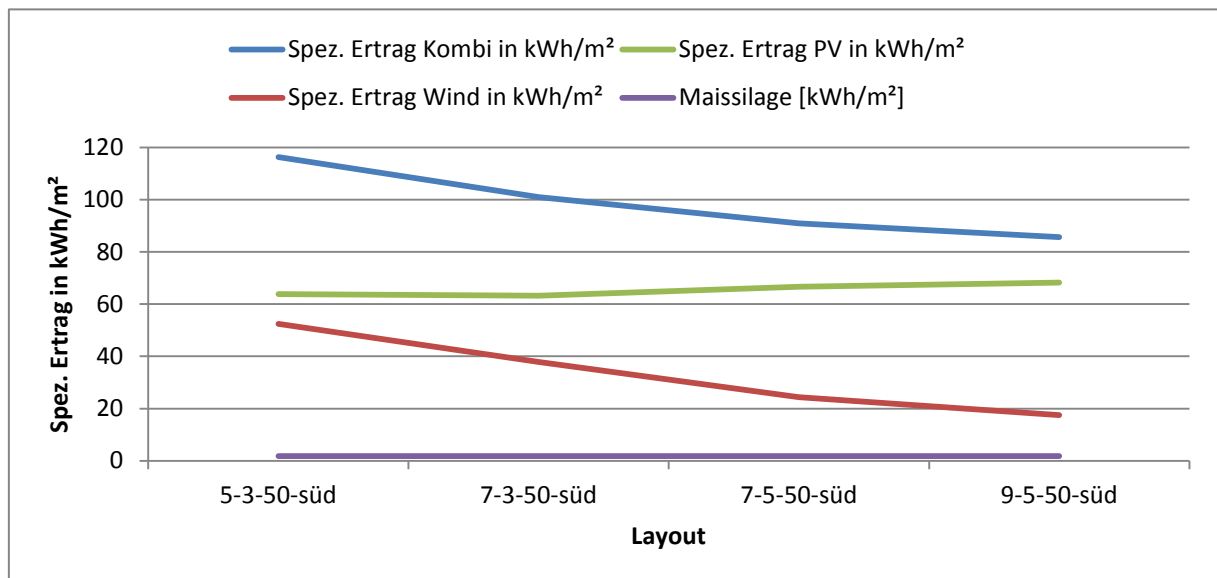


Diagramm 38: Flächenspezifischer Jahresertrag der einzelnen Kraftwerkstypen in Abhängigkeit des Layouts. Der Energieertrag der Maissilage bezieht sich auf die Verstromung des erzeugten Biogases.

Aus der Untersuchung der Flächennutzung geht hervor, dass der Flächenspezifische Ertrag einer Kombianlagen im Vergleich zu einem reinen Windpark beim kleinsten Layout mehr als verdoppelt, beim größten Layout nahezu verfünffacht wird. Es wird deutlich, dass der Energieertrag einer PV-Wind-Hybridanlage im Vergleich zu einer Nutzung für Biomasse auch bei sehr großen Abständen zwischen den WEA um ein Vielfaches höher liegt.

Der große Vorteil einer Biogasanlage gegenüber der Photovoltaik bzw. Windenergie ist die Regelbarkeit und garantierte Verfügbarkeit sowie die Möglichkeit, Energie saisonal zu speichern. In den letzten Jahren gab es jedoch auch im Bereich der Methansynthese aus (erneuerbar erzeugtem) Strom große Fortschritte. So wurde im Dezember 2012 der Bau einer Power-to-Gas-Anlage mit einer Nennleistung von 6 MW bei Wertle durch die Firma SolarFuel fertiggestellt und es wird erwartet, ab 2015 die Serienfertigung von Anlagen bis 20 MW starten zu können. [37]

Die Synthese von Methan aus Strom erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird per Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der im nächsten Schritt methanisiert wird. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit den Wasserstoff, zumindest teilweise, direkt in das Gasnetz einzuspeisen. Der Wirkungsgrad einer Wasserstoffeinspeisung liegt bei ca. 70 %, während die Methanisierung insgesamt einen Wirkungsgrad von ca. 56% aufweist. Diese Werte beinhalten auch die Trafo- und Gleichrichterverluste bei einem Netzbezug des eingesetzten Stroms, sowie die Verdichtungsverluste und die Leitungsverluste auf einer Strecke von 500 km. Für die Biomasse wird angenommen, dass aus

einem Hektar Mais 4663 Nm³ Methan erzeugt werden können. Dies entspricht einem Brennwert von ca. 46,5 MWh. [36] [38]

Ein Vergleich beider Technologien ist in Diagramm 35 dargestellt, die Werte für die Photovoltaik beziehen sich auf das kleinste Layout 50-3-50-süd am Standort Potsdam und beinhalten die Abstandsradialen zwischen PV und WEA von 50 m. Hieraus geht hervor, dass eine Gassynthese aus PV-Strom aus energetischer Sicht um den Faktor 8 bis 10 höhere flächenspezifische Energieerträge liefert.

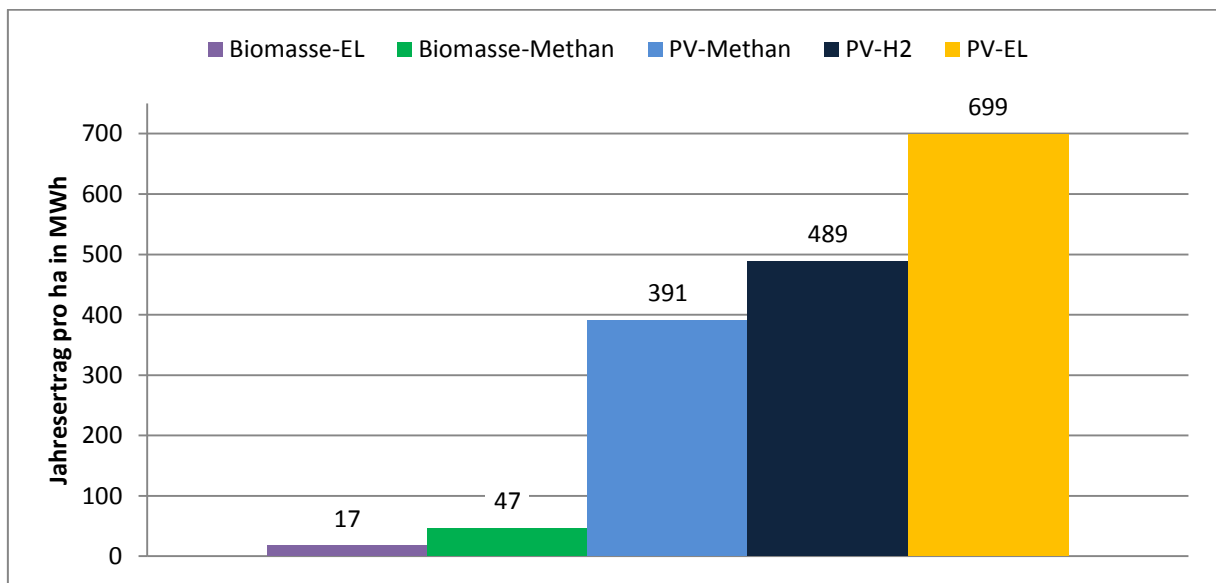


Abbildung 31: Vergleich der flächenspezifischen energetischen Erträge für Strom (EL), Methan und Wasserstoff (H₂) zwischen einer Biomassenutzung als Maissilage und einer PV-Freiflächenanlage.

5.7 Fazit

Bei der Simulation der PV- und Winderträge stellte sich heraus, dass die Winddaten für den Standort Potsdam aufgrund des Aufstellungsortes der Windmessstation vergleichsweise niedrige Erträge liefern. Insbesondere der Januar, der normalerweise ein sehr guter Windmonat ist, liefert sehr niedrige Erträge. Der Standort Tramm auf Basis der Anemos-Daten ist jedoch ein sehr guter Windstandort.

Bei der Simulation der Photovoltaik gab es Probleme mit der Simulationssoftware INSEL, so dass die Verschattung nicht in der beabsichtigten Form berücksichtigt werden konnte. Da die Verschattungsverluste sehr gering sind und nicht zu den hier relevanten Zeiten mit hoher Kraftwerksauslastung auftreten, kann dieser Fehler jedoch vernachlässigt werden.

Bei der Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der Kraftwerksauslastung zeigt sich deutlich, dass durch eine Kombination von Windenergie und PV das Erzeugerverhalten deutlich verstetigt und der Großteil der Energie bei mittleren Auslastungsgraden erzeugt wird. Eine Betrachtung der gleichzeitigen Auslastung zeigt z.B. für das Layout 5-3-50-süd am Standort Potsdam, dass beide Anlagen im Jahr 2011 minütlich betrachtet nur 860 mal gleichzeitig über 70% ausgelastet sind. Dies entspricht, auf das gesamte Jahr betrachtet, einem Anteil von 0,16%.

Bei der Analyse der Möglichkeit einer Anlagenabregelung zeigte sich, dass beim untersuchten Beispiellayout 5-3-50-süd bei einer Abregelung um 30% der Nennleistung Verluste von ca. 0,7% des Jahresertrags auftreten. Diese sehr geringen Abregelungsverluste eröffnen die Möglichkeit, vorhandene Netzkapazität ohne eine Erweiterung

des Netzanschlusses besser auszunutzen und trotz eines Leistungszubaus die Netzstabilität nicht weiter durch Spitzenlastmomente zu belasten.

Aus dieser Betrachtung folgt die von den Referenz-Layouts losgelöste Betrachtung der Abregelungsverluste bei verschiedenen Verhältnissen zwischen PV und Windenergie. Hier zeigt sich, dass an den untersuchten Standorten ein Verhältnis von ca. 1:1 bei einer Abregelung um 50% Abregelungsverluste von nur ca. 2% aufweist. Bei allen Untersuchungen bzgl. der Abregelung zeigte sich, dass die Verluste stark vom jeweiligen Standort sowie der zeitlichen Auflösung der Messdaten abhängen. Beim Vergleich der minütlichen und stündlichen DWD-Daten zeigte sich, dass die Verluste auf Basis der Stundenwerte deutlich unterschätzt werden. Somit sollte eine Planung eines Kombikraftwerks immer auf Basis von möglichst gut aufgelösten Wetterdaten erfolgen.

Der Vergleich der Flächennutzung der Einzelanlage mit dem Kombikraftwerk sowie einer Biomassenutzung zeigte sehr deutlich, dass eine Kombination aus PV und Wind einen höheren Energieertrag pro Fläche liefert als eine Kombination auf Windenergie und Biomasse. Prinzipiell wird die Flächeneffizienz durch eine Anlagenkombinierung abhängig vom Leistungsverhältnis stark erhöht. Im Fall des Referenz-Layouts mit den geringsten Abständen zwischen den WEA erfolgt eine Verdopplung des flächenspezifischen Energieertrags der Einzelanlagen.

Zusammenfassend wurde gezeigt, dass eine Anlagenkombination verschiedene positive Effekte hat. Auf der Betreiberseite stehen eine bessere Flächennutzung sowie eine bessere Ausnutzung des Netzanschlusses. Auf Seiten des Versorgungsnetzes steht eine stetigere Energieeinspeisung mit niedrigerer Fluktuation. Durch eine Anlagenabregelung können durch das in Kauf nehmen von geringen Ertragseinbußen seltene, extreme Leistungsspitzen erheblich reduziert werden.

6 Ökonomische Betrachtung

Nachdem die technischen Aspekte sowie die energetischen Effekte einer Kombination von PV- und Windkraftwerken herausgearbeitet wurde, soll in diesem Abschnitt die wirtschaftliche Komponente einer Kombination betrachtet werden. Im Rahmen dieser Arbeit ist vor allem interessant, welche Kostenpunkte von einer Kombination betroffen sind und in welcher Größenordnung diese Einflüsse liegen.

Am Anfang dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung soll auf die Kosten für WEA und Photovoltaik eingegangen werden, wobei der Fokus vor allem auf der Kostenverteilung bei Photovoltaikanlagen liegt. Dies ist entscheidend, um im nächsten Schritt den wirtschaftlichen Einfluss einzelner Aspekte einer Kombination, wie z.B. die Mittelspannungsinfrastruktur, quantifizieren zu können.

Im dritten Schritt werden die Levelized Costs of Electricity (LCOE) [4] für das kleine sowie das größte Layout in den verschiedenen Abregelungsszenarien berechnet. Auf dieser Basis kann die wirtschaftliche Auswirkung einer Anlagenkombination bestimmt werden.

6.1 Zusammenstellung der Systemkosten

6.1.1 Windenergie

Der spezifische Preis in €/kW von WEA hat sich in Deutschland seit 2000 nicht signifikant verringert bzw. ist teilweise sogar gestiegen. Im Vergleich zur Photovoltaik ist dieser Wert jedoch nicht so entscheidend für die Wirtschaftlichkeit, da der Ertrag stark von der Rotorgröße, Nabenhöhe sowie dem Standort abhängt. Prinzipiell kann im Rahmen dieser Betrachtung davon ausgegangen werden, dass Windenergieanlagen in Deutschland ca. 1200 €/kW kosten. Diese Kosten umfassen bereits alle Nebenkosten bei der Errichtung wie z.B. Netzanschluss, Fundament etc. [9].

Eine Aufschlüsselung der Kosten für eine Anlage in Europa Stand 2006 ist aus Tabelle 12 zu entnehmen. Es wird deutlich, dass neben der Turbine und dem Fundament der Netzanschluss einen erheblichen Kostenpunkt darstellt.

Tabelle 12: Kostenaufteilung einer typischen 2 MW WEA in Europa (Quelle: Wind Energy - The Facts, EWEA, 2009)

Bauteil	Rel. Kostenanteil in %
Turbine	75.6
Fundament	6.5
Elektroinstallation	1.5
Netzanschluss	8.9
Regelung	0.3
Engineering/Gutachten	1.2
Land	3.9
Finanzierung	1.2
Wege	0.9

6.1.2 Photovoltaik

Im Vergleich zur Windkraft ist es schwer, eine zitierbare Quelle mit realistischen Preisen für Photovoltaikanlagen zu finden. Laut dem BSW-Preisindex hat sich der Endkundenpreis für kleine Dachanlagen <10 kW seit Anfang 2006 von 5000 €/kWp auf ca. 1684 €/kWp (excl. USt.) Anfang 2013 verringert. Das entspricht einer Kostensenkung von ca. 66% [39].

Für PV-Freiflächenanlagen gibt es keine vergleichbare Quelle. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme geht in einer Studie zu den Stromgestehungskosten vom 30. Mai 2012 von Anlagenpreisen von 1500 bis 1700 €/kWp für PV-Freiflächenanlagen aus [40]. Für ein 2012 errichtetes Solarkraftwerk liegt eine Preisaussage von ca. 1200 €/kWp vor [41]. In der Praxis –insbesondere für die Größenordnungen, die in dieser Arbeit betrachtet werden– liegen die Preise aktuell jedoch deutlich unter diesem Wert bei ca. 900-1000 €/kWh [42].

Wie der exemplarischen Kostenaufteilung in Abbildung 10 zu entnehmen ist, sind die Kosten im Vergleich zur Windkraft stärker auf die einzelnen Posten verteilt. Dies hat auch zur Folge, dass diese Aufteilung nur als grober Richtwert angesehen werden kann, da die einzelnen Kostenpunkte sehr stark von verschiedenen Faktoren wie Anlagenlayout oder Wechselrichterkonzept abhängen.

Tabelle 13: Exemplarische Aufteilung der variablen sowie fixen Systemkosten einer PV-Freiflächenanlage. Grün: Durch eine Kombination sind Einsparungen zu erwarten.

Variable Kosten	ct/Wp	Fixkosten	€
Module	43	MS-Übergabestation	50000
Wechselrichter (inkl. Trafos)	14	Land	---
Anteil MS-Trafos	(4-5)	Security System, Sonst.	50000
Monitoring	1	Summe	100,000
Verkabelung inkl. Installation (inkl. MS)	13		
Anteil MS	(max. 4)		
Unterkonstruktion	9		
UK Installation	5		
Engineering	5		
Summe	90		

Des Weiteren sind in der Tabelle die Kosten für Netzanschluss zwischen Übergabestation und Netz-Verknüpfungspunkt sowie für die Flächennutzung nicht enthalten. Insbesondere die Kosten für den Netzanschluss zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt werden im Folgenden noch detailliert behandelt.

Zusammenfassend kann für die Kostenaufteilung bei PV-Freiflächenanlagen festgehalten werden, dass die Anlage teile Mittelspannungskabel sowie Trafos, für die in den vorangegangenen Abschnitten Synergie Effekte herausgearbeitet wurden, maximal ca. 10% des Gesamtpreises ausmachen.

6.2 Einfluss der Einsparungen auf den spezifischen Anlagenpreis

Wie bereits in Abschnitt 3 herausgearbeitet wurde, entstehen durch eine Kombination von PV und Windkraft Synergien in den Bereichen der Mittelspannungsinfrastruktur, Netzanschluss und Flächennutzung. In diesem Abschnitt sollen diese Einsparpotentiale einer Kombination sowie der Abregelung der resultierenden Kombikraftwerke wirtschaftlich quantifiziert und auf das kleinste Layout 5-3-50-süd sowie das größte Layout 9-5-50-süd angewendet werden.

6.2.1 Kraftwerksinterne Mittelspannungskabel

In Abschnitt 3.3.1 wurden die möglichen Einsparungen im Bereich der MS-Leitungen aus technischer Sicht herausgearbeitet. Nun soll bestimmt werden, welchen finanziellen Effekt diese Einsparungen haben. Hierfür wird wiederum zwischen einer EEG-Einspeisung und einer Direktvermarktung unterschieden. Des Weiteren wird der Effekt durch eine Abregelung quantifiziert.

Der wichtigste Parameter dieser Betrachtung sind die Preise für die eingesetzten Mittelspannungs-Kabelsysteme. Wie in Abschnitt 3.3.1 ausgeführt, kommen in allen Layouts Mittelspannungskabelsysteme vom Typ NA2XS(F)2Y mit Querschnitten zwischen 3x1x70 mm² und 3x1x300 mm² zum Einsatz. Da aus konkreten Projekten nur Kabelpreise für die Querschnitte 50 mm² bis 150 mm² bekannt sind, müssen die Kabelpreise für die größeren Querschnitte geschätzt werden.

Als Basis wird der Preis für ein 3x1x95 mm² MS-Kabelsystem aus einem aktuellen Projekt angenommen. Dieser Preis beinhaltet bereits die normgerechte Verlegung in einer Kabeltrasse sowie alle Anschluss- und Montagearbeiten durch den ausführenden Elektriker und beträgt ca. 29 €/m.

Als Basis für die Skalierung der Preise mit steigendem Querschnitt wird die aktuelle Preisliste der Internetseite der Firma Helukabel [43] vom 15.02.2013 angenommen. Diese relativen Preisunterschiede sind in Tabelle 14 aufgelistet.

Tabelle 14: Relativer Preisanstieg zwischen Querschnitten ausgehend vom Querschnitt 70 mm² (grün) bei NA2XS(F)2Y-MS-Kabelsystemen auf Basis der Preisliste von Helukabel Stand: 15.02.2013 [43]

Querschnitt in mm ²	Listenpreis in €/100m	rel. Preisanstieg in %
70	901	Basiswert
95	995	10%
120	1070	8%
150	1236	16%
185	1348	9%
240	1510	12%
300	1654	9%

Auf Basis dieser Abschätzung ergeben sich die in Tabelle 15 aufgeführten Preise pro Meter verlegtem Kabel. Es zeigt sich, dass der querschnittsspezifische Kabelpreis mit größeren Querschnitten deutlich sinkt.

Tabelle 15: Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung angenommenen Preise für NA2XS(F)2Y MS-Kabelsysteme auf Basis des Querschnitts 95 mm²(grün) sowie der Querschnittsspezifische Preis, der die Vergünstigung bei größeren Querschnitten zeigt.

Querschnitt in mm ²	Preis in €/m	spez. Preis in €/(mm ² *m)
70	26.26	0.375
95	29.00	0.305 (Basiswert)
120	31.19	0.260
150	36.02	0.240
185	39.35	0.213
240	44.01	0.183
300	48.09	0.160

6.2.1.1 Kabelkosten ohne Abregelung

Aus den errechneten Kabelpreisen und den in Abschnitt 3.3.1 ermittelten MS-Kabellängen werden im ersten Schritt die MS-Kabelkosten für nicht abgeregelte Kombikraftwerke 5-3-50-süd sowie 9-5-50-süd berechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 16 aufgelistet.

Tabelle 16: Kosten für die kraftwerksinternen Mittelspannungsleitungen der Layouts 5-3-50-süd und 9-5-50-süd

Layout 5-3-50-süd				
	Nenn-leistung in kVA	rel. Spannungsabfall in %	Gesamt- preis in €	spez. Preis in €/kVA
Windpark	9400	0.27	38,752	4.12
PV-Anlage	21600	0.24	55,907	2.59
Kombikraftwerk	31000	0.24	85,693	2.76
Layout 9-5-50-süd				
Windpark	9400	0.45	70,929	7.54
PV-Anlage	70200	0.39	261,822	3.73
Kombikraftwerk	79600	0.42	286,890	3.60

Prinzipiell zeigt sich, dass die spezifischen Kosten für die Mittelspannungsverkabelung bei reinen Windparks in beiden Fällen trotz höherer Spannungsverluste deutlich höher sind als bei einer PV- oder Kombianlage. Dies ist auf die großen Entfernungen bei im Vergleich zur PV geringen Leistungen zurückzuführen.

Bezüglich des Vergleichs zwischen einem EEG-Kraftwerk mit separaten Einspeisezählern und einem Kombikraftwerk zeigt sich, dass der Gesamtpreis der MS-Kabel beim kleinen Layout 5-3-50-süd ca. 9000 € unter dem von zwei separaten Kraftwerken liegt, was einer relativen Kostenersparnis von ca. 9,5 % im Vergleich zu zwei Einzelanlagen entspricht.

Der spezifische Preis liegt ca. 21% unter dem eines reinen Windparks und ca. 1,5% unter dem einer reinen Photovoltaikanlage.

Beim großen Layout 9-5-50-süd können durch eine Zusammenlegung der Mittelspannungsleitungen ca. 46 000 € eingespart werden, was einer relativen Kostenersparnis von ca. 13,8 % gegenüber zwei Einzelanlagen entspricht. Es fällt auf, dass die spezifischen Kosten mit ca. 28,1% im Vergleich mit einem Windpark und ca. 9,4% im Vergleich mit einer reinen Photovoltaikanlage deutlich stärker von einer Zusammenlegung profitieren als beim kleinsten Layout.

Zusammenfassend kann man davon ausgehen, dass durch eine Zusammenlegung vor allem bei großen Anlagen auch ohne Abregelung durchaus Kosten eingespart werden können. Im Vergleich zu einer reinen Photovoltaikanlage sind jedoch nur bei größeren Anlagen nennenswerte Kosteneinsparungen zu erwarten, während die spezifischen Kosten im Vergleich mit reinen Windparks immer deutlich gesenkt werden können.

6.2.1.2 Kabelkosten mit Abregelung

In diesem Abschnitt soll aufbauend auf den Ergebnissen bzgl. der Abregelung von Kombikraftwerken in Abschnitt 5 abgeschätzt werden, wie hoch die Kosteneinsparungen auf Seiten der Mittelspannungskabel bei einer Verringerung der Netzeinspeiseleistung sind. Diese Betrachtungen basieren wiederum auf den bereits untersuchten Layouts 5-3-50-süd und 9-5-50-süd. Es werden Abregelungen zwischen 10 und 50% in 10%-Schritten für beide Layouts untersucht. Da eine Abregelung keinen Einfluss auf die Kabellängen hat, basieren die in diesem Abschnitt berechneten Kostenersparnisse auf einer reinen Reduktion der eingesetzten Kabelquerschnitte im Vergleich zu einem nicht abgeregelten Kombikraftwerk.

Die Kosten für die Mittelspannungsverkabelung bei einer Reduzierung der Nennleistung sind in Tabelle 17 aufgeführt. Da die Kabel wie zuvor auf einen Spannungsabfall von ca. 0,5 %/km ausgelegt wurden, bedeutet eine Verringerung der Nennleistung nicht immer eine Reduktion der eingesetzten Querschnitte. So verringern sich z.B. die Kosten für das kleine Layout 5-3-50-süd in dieser Rechnung bei einer Abregelung von 60% auf 50% nicht. Dies bedeutet jedoch im Umkehrschluss, dass sich der Spannungsabfall durch eine Abregelung verringert. Prinzipiell sollen diese Werte nur als Richtwert dienen, da die Kosten sehr stark von der Höhe des in Kauf genommenen Spannungsabfalls abhängen. Ob ein Spannungsabfall von 0,5 %/km bei einer konkreten Anlage wirtschaftlich sinnvoll ist, muss im Rahmen einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsrechnung geklärt werden.

Tabelle 17: Einsparungen bei den Mittelspannungskabeln in Abhängigkeit der Nennleistungsabregelung. Die spezifischen Preise beziehen sich auf die AC-Nennleistung von 31 000 bzw. 79600 kVA.

Abregelung auf (%) der Nennleistung	MS-Kabelkosten für 5-3-50-süd in €	spez. Preis in €/kVA	rel. Ersparnis in %	MS-Kabelkosten für 9-5-50-süd in €	spez. Preis in €/kVA	rel. Ersparnis in %
Basiswert	85,692.52	2.76		286,890.44	3.60	
90%	77,084.62	2.49	10.0	285,476.29	3.58	0.5
80%	72,303.38	2.33	15.6	239,629.48	3.01	16.5
70%	57,115.72	1.84	33.3	236,204.85	2.97	17.7
60%	49,750.16	1.60	41.9	185,909.00	2.34	35.2
50%	49,750.16	1.60	41.9	168,814.97	2.12	41.2

6.2.2 Netzanschluss

Die Kosten für den Netzanschluss, also die Übergabestation und die Trasse zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt, können einen erheblichen Kostenfaktor darstellen. Der wichtigste Faktor hierfür ist die Spannungsebene, in die der erzeugte Strom eingespeist wird. Problematisch für eine wirtschaftliche Bewertung der Einsparpotentiale ist, dass im Bereich der Übergabestationen nur Preise für Anlagen bis 10 MW bekannt sind, und keine praktische Erfahrung mit Umspannwerken auf 110 kV Hochspannungsniveau bestehen.

Im Rahmen des Netzanschlusses sollen die Kosten für Übergabestation und Trasse zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt sowie evtl. ein Umspannwerk betrachtet werden.

Hier kann prinzipiell zwischen zwei Fällen unterschieden werden: Einerseits können Kosten durch eine gemeinsame Nutzung von Komponenten eingespart, andererseits können durch eine kleinere Dimensionierung in Folge einer Anlagenabregelung Kosten komplett vermieden werden.

6.2.2.1 Übergabestation und Umspannwerk

Im Fall eines Anschlusses an das Mittelspannungsnetz wird eine zentrale Übergabestation benötigt, von der aus der Strom über eine Stickleitung bis zum nächsten Netz-Verknüpfungspunkt transportiert werden kann. Da die erzeugte Energie bereits innerhalb des Kombikraftwerks auf Mittelspannungsniveau gesammelt wird, wird hier kein zusätzlicher Transformator benötigt. Die typischen Kosten für eine Mittelspannungsstation liegen bei ca. 50,000 € bis 100,000 €. Dieser Preis skaliert gemäß den dieser Abschätzung zugrunde liegenden Praxiserfahrungen nicht sehr stark mit der Einspeiseleistung sondern richtet sich vielmehr nach der erforderlichen Sekundärtechnik. Das Einsparpotential durch eine Anlagenkombination liegt somit in der Zusammenlegung der normalerweise für jede Anlagen erforderlichen Übergabestation. Hier gibt es nach Aussage eines Errichters von Übergabestationen [44] keine großen technischen Probleme, so dass davon ausgegangen werden kann, dass durch eine gemeinsame Übergabestation im Vergleich zu zwei separaten Übergabestationen deutliche Kosteneinsparungen zu erwarten sind.

Eine genaue Quantifizierung dieser Einsparungen ist jedoch sehr schwierig, da hier viele Faktoren wie z.B. getrennte Einspeisezähler sowie das Regelungs- bzw. Monitoringkonzept Einfluss haben. Unabhängig von diesen Faktoren erhöhen sich die Kosten der Übergabestation nur durch die erforderlichen, für höhere Ströme dimensionierten Bauteile sowie evtl. zusätzliche Anschlüsse auf der Sammelschiene. Diese Kosten sind jedoch vergleichsweise gering, so dass man von einer Kosteneinsparung von ca. 40% gegenüber zwei separaten Übergabestationen ausgehen kann.

Bei einem Anschluss an das Hochspannungsnetz werden im Gegensatz zu einem Anschluss an das Mittelspannungsnetz zusätzliche Hochspannungstransformatoren benötigt und auch die Sekundärtechnik ist deutlich teurer als bei Mittelspannungsanlagen. Aus Gesprächen mit Mitarbeitern in der Solarpraxis, die Erfahrungen mit großen PV-Kraftwerken in Spanien haben sowie einer Internetrecherche bzgl. veröffentlichter Preise für Umspannwerke von Energieversorgern, kann ein Preis von ca. 1 – 1.5 Mio. € für ein Umspannwerk in der Größenordnung der in dieser Arbeit untersuchten Anlagen geschätzt werden [45] [46] [47].

Prinzipiell kann man davon ausgehen, dass sich eine Umspannstation nur bei entsprechend großen Kombikraftwerken wirtschaftlich rechnet. Hierfür sind auch die im nächsten Abschnitt behandelten Kosten für die Leitung zwischen Übergabestation und Verknüpfungspunkt entscheidend.

Zusammenfassend können bei einem Kombikraftwerk durchaus erhebliche Kosteneinsparungen im Bereich der Übergabestationen bzw. Umspannwerke realisiert werden. Diese Einsparungen werden vor allem durch die Zusammenlegung von zwei ansonsten separaten Übergabestationen bzw. Umspannwerken erzielt. Die größten Einsparungen können jedoch erzielt werden, wenn durch eine Anlagenkombination die erforderliche Netzanschlussleistung durch eine Abregelung so weit reduziert wird, dass eine Kombianlage nicht an das Hochspannungs- sondern nur an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden muss.

Dies könnte z.B. bei einer Anlage der Größe des untersuchten Layouts 5-3-50-süd der Fall sein. Während eine Nennleistung von 31000 kVA im Normalfall nicht an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann, ist dies nach einer Begrenzung der Spitzenleistung auf 50-60% (15500 bis 18600 kVA) u.U. möglich. Auf Basis der Berechnung aus Abschnitt 5 müssen in diesem Fall die Abregelungsverluste in der Größenordnung 0,8 bis 2% mit den eingesparten Kosten des Umspannwerkes sowie der entfallenden Hochspannungsleitung zum Netzverknüpfungspunkt verrechnet werden.

6.2.2.2 Stichleitung zum Netzverknüpfungspunkt

Die Leitung von der Anlage zum zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt kann einen erheblichen Kostenfaktor darstellen. Auch hier muss zwischen einem Anschluss an das Mittel- bzw. das Hochspannungsnetz unterschieden werden, da hier deutliche Unterschiede bzgl. der Kosten bestehen.

Die Kosten für die Stichleitung zwischen MS-Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt werden auf Basis von Erfahrungswerten aus realisierten Projekten auf ca. 70 €/m geschätzt. Dieser Wert bezieht sich auf die Kosten für eine Verlegung. In konkreten Projekten muss evtl. mit Besitzern der zu durchquerenden Grundstücke eine Nutzungsvereinbarung getroffen werden, die zusätzliche Kosten verursacht. Außerdem können die Kosten deutlich steigen, wenn Infrastrukturobjekte wie z.B. Straßen oder Gasleitungen gekreuzt werden müssen. Dadurch kann der Preis durchaus auf 90 €/m oder mehr ansteigen. Diese Werte beziehen sich außerdem auf Projekte mit Leistungen bis 10 MVA, somit ist mit höheren Kabelpreisen aufgrund größerer Querschnitte zu rechnen. Im Folgenden wird mit Kosten für die MS-Kabel von 90 €/m gerechnet.

Die Preise für Hochspannungstrassen sind nicht bekannt. Eine Recherche öffentlich zugänglicher Daten ergab, dass der Preis mit 250 €/m bis 400 €/m angegeben wird. Im Folgenden wird mit einem Preis von 250 €/m gerechnet. [48] [49]

Layout 5-3-50-süd

Da sich das Layout 5-3-50-süd an der Leistungsgrenze zwischen Mittel- und Hochspannung befindet und durch eine Abregelung der Spitzenleistung evtl. auch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann, ist hier neben einer Betrachtung der Einsparungen durch eine Anlagenkombination auch ein Kostenvergleich zwischen einem Mittel- und Hochspannungsanschluss besonders interessant.

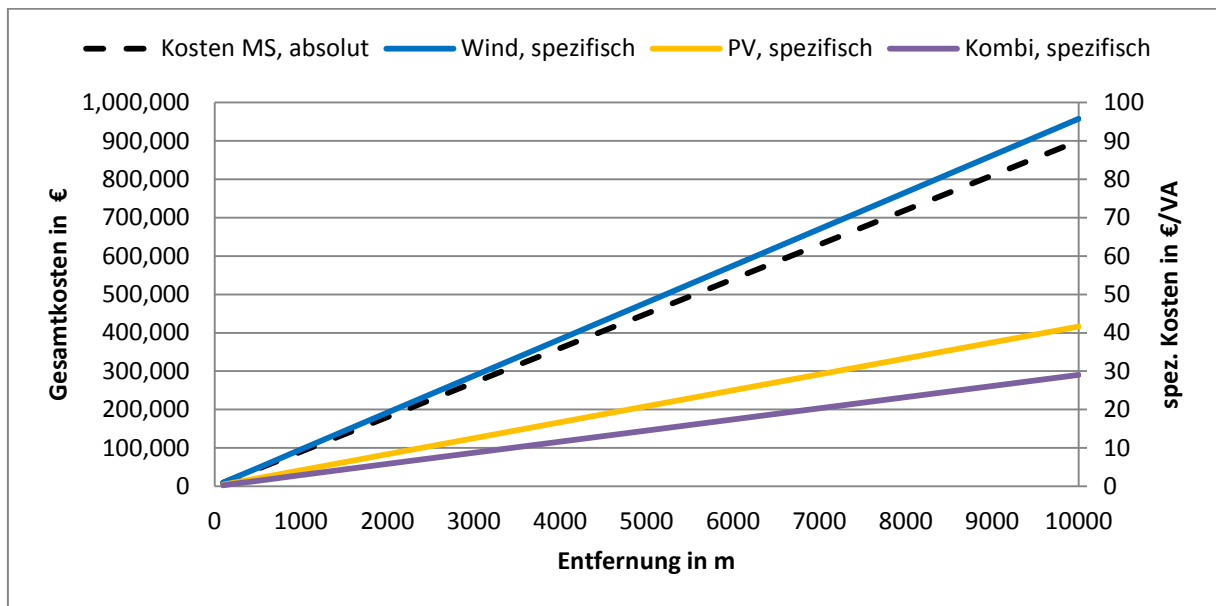


Abbildung 32: Kosten für das MS-Kabel zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt für das Layout 5-3-50-süd Im Fall einer Anlagenabregelung und Anschluss an das MS-Netz. Die spezifischen Kosten sind auf die AC-Nennleistung bezogen.

In Abbildung 32 sind die Kosten des MS-Kabels in Abhängigkeit der Länge für das Layout 5-3-50-süd im Fall eines Anschlusses an das Mittelspannungsnetz dargestellt. Es zeigt sich deutlich, dass eine Kraftwerkszusammenlegung bezüglich des spezifischen Preises vor allem für die Windenergie sehr vorteilhaft ist. Aus Abbildung 33 geht der Unterschied zwischen einem Mittelspannungs- und einem Hochspannungsanschluss für das Layout 5-3-50-süd hervor. Die Kosten für die Übergabestation bzw. das Umspannwerk sind nicht berücksichtigt.

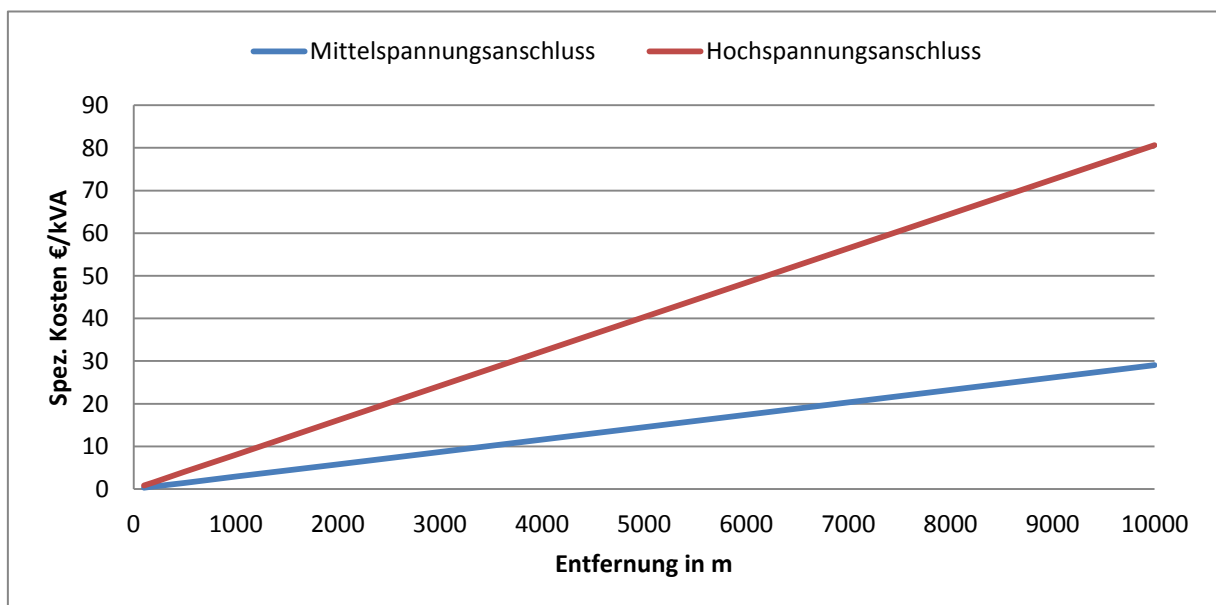


Abbildung 33: Vergleich der spez. Kosten zwischen Anschluss an das Mittel- und Hochspannungsnetz für das Layout 5-3-50-süd. Der spez. Preis ist auf die AC-Nennleistung bezogen.

Abschließend soll die relative Steigerung der spezifischen Kraftwerkskosten durch den Netzanschluss untersucht werden. Hierfür wird für die PV-Freiflächenanlage ein Grundpreis von 1117 €/kVA - was einem spezifischen Preis von ca. 901 €/kWp (DC) entspricht - und für die WEA ein Grundpreis von 1200 €/kVA angenommen, die Kosten

für das Kombikraftwerk werden anteilig gemittelt. Die Ergebnisse dieser Betrachtung sind in Abbildung 34 dargestellt.

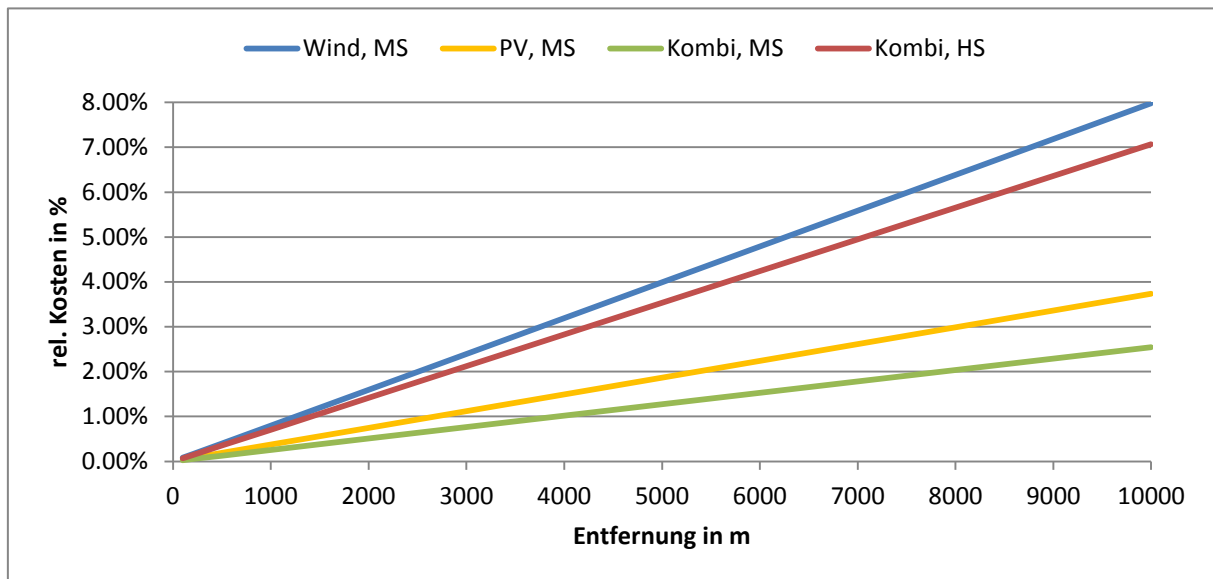


Abbildung 34: Relative Kosten für Netzanschluss in Bezug auf den Anlagenpreis

Es zeigt sich, dass durch eine Kombination der PV-Freiflächenanlage und der WEA die relativen Kosten für den Netzanschluss vor allem im Vergleich zu einem reinen Windpark erheblich gesenkt werden können. Aus der Betrachtung geht außerdem hervor, dass der relative Kostenanteil für die Hochspannungstrasse auf dem Niveau des Mittelspannungsanschlusses des reinen Windparks liegt. Dieser Vergleich berücksichtigt allerdings die Kosten für das Umspannwerk nicht.

Layout 9-5-50-süd

Die Gesamtleistung des Layouts 9-5-50-süd liegt mit 79,600 MW AC-Nennleistung deutlich über der Anschlusskapazität an das Mittelspannungsnetz. Da der Anteil der WEA von 9,4 MW ohne eine Kombination mit der Photovoltaik jedoch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann, muss dies bei der Untersuchung berücksichtigt werden.

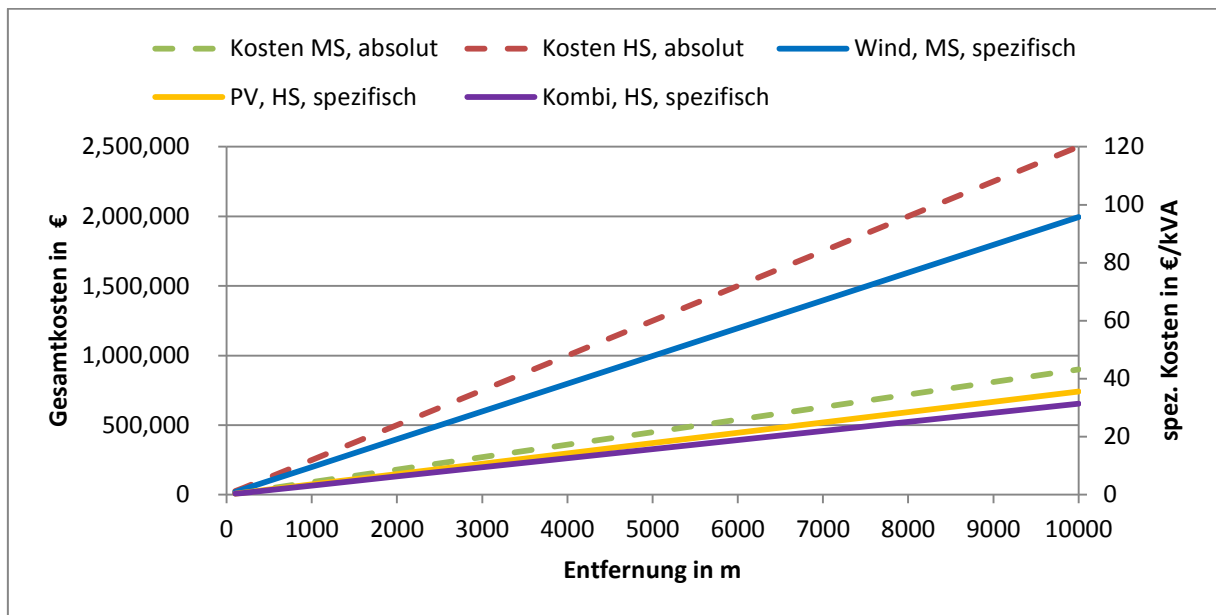


Abbildung 35: Absolute und spezifische Kosten für die Kabel/Leitungen zwischen Übergabestation/Umspannwerk und Netzverknüpfungspunkt für das Layout 9-5-50-süd. Die spezifischen Kosten sind auf die jeweiligen AC-Nennleistungen bezogen.

Aus dem Ergebnis, das in Abbildung 35 dargestellt ist, geht hervor, dass – anders als beim kleinen Layout - der HS-Anschluss der Photovoltaikanlage bzw. des Kombikraftwerks spezifisch deutlich billiger als der MS- Anschluss des reinen Windparks ist (Vgl. Abbildung 36). Dies verdeutlicht, dass der wirtschaftliche Einfluss des Netzanschlusses sehr stark von der Anlagengröße abhängt.

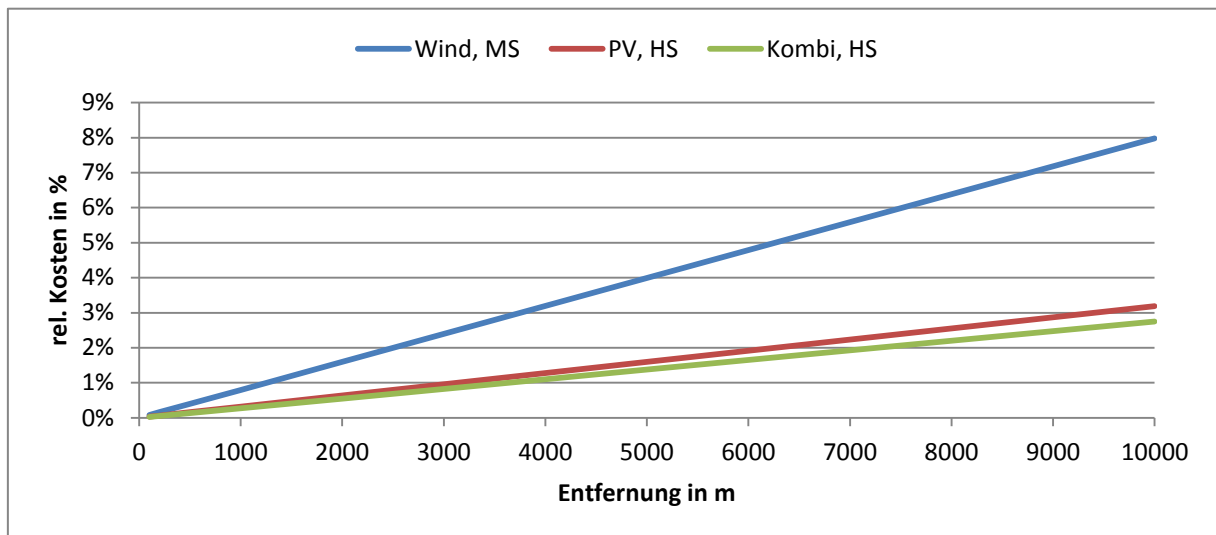


Abbildung 36: Relative Kosten des Netzanschlusses bezogen auf den Anlagenpreis für das Layout 9-5-50-süd

6.2.2.3 Zusammenfassung der Einsparpotentiale beim Netzanschluss

Das Ergebnis der Analyse des kleinsten sowie des größten Layouts 5-3-50-süd sowie 9-5-50-süd ist, dass die spezifischen Kosten für den Netzanschluss durch eine Kombination beider Kraftwerkstypen und der damit einhergehenden Erhöhung der Gesamtleistung erheblich gesenkt werden können. Diese Kosteneinsparung liegt im Bereich der MS-Übergabestation bei ca. 40% und bei der Leitung zwischen Übergabestation und Netzverknüpfungspunkt bei annähernd 50%.

Dies hat den Grund, dass die Preise für den Netzanschluss nicht signifikant mit der Leistung skalieren sondern zu einem großen Teil aus Fixkosten wie z.B. den Baukosten für die Station bzw. das Umspannwerk, Sekundärtechnik und die Kabelverlegung bzw. Hochspannungsmasten bestehen und sich diese Kosten bei einer Zusammenlegung nicht signifikant erhöhen.

Es hat sich außerdem gezeigt, dass durch die Kombination ein deutliches Einsparpotential entsteht, wenn das Kraftwerk durch eine Reduzierung der Gesamt-Einspeiseleistung an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann. In Abbildung 37 ist ein Kostenvergleich zwischen Mittel- und Hochspannungsanschluss für das Layout 5-3-50-süd dargestellt. Dabei wird von Kosten für die Übergabestation von 100.000 € und Kosten für das Umspannwerk von 1,5 Mio. € in Szenario A und 750.000 € in Szenario B ausgegangen. In dieser Betrachtung zeigt sich auch, dass es erst bei großen Entfernungen von deutlich mehr als 5 km zwischen Kraftwerk und Mittelspannungs-Verknüpfungspunkt wirtschaftlich sinnvoll sein kann, das Kraftwerk an ein näherliegendes Hochspannungsnetz anzuschließen.

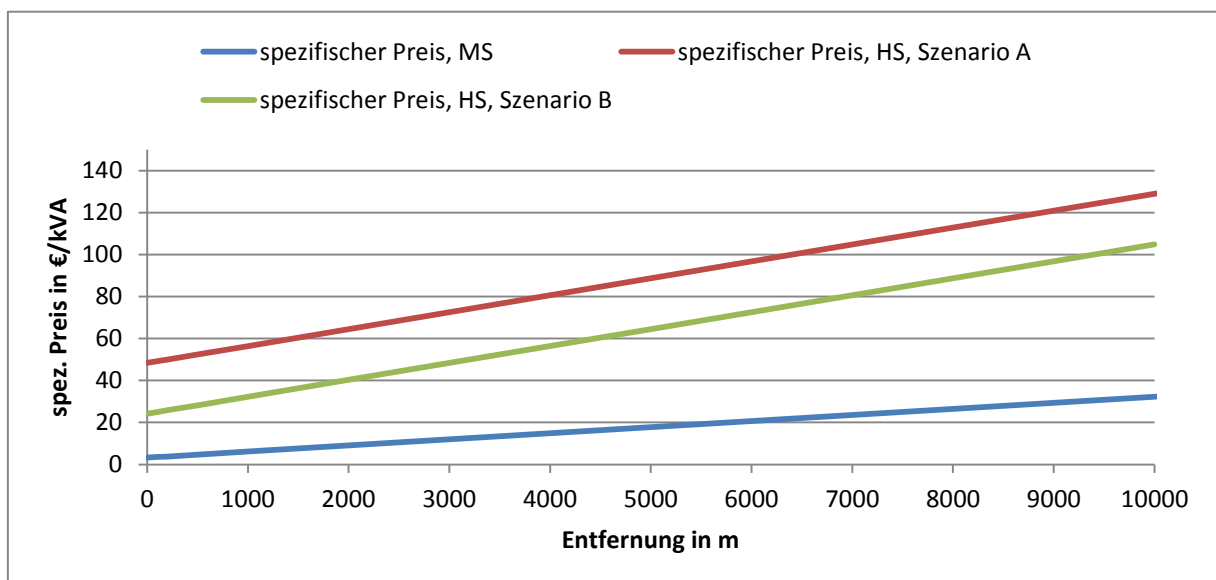


Abbildung 37: Vergleich der spezifischen Kosten des Netzanschlusses an das MS- bzw. HS-Netz in Abhängigkeit der Entfernung für das Layout 5-3-50-süd. Der spezifische Preis ist auf die AC-Nennleistung von 31 MW bezogen. Szenario A bezieht sich auf Kosten für das Umspannwerk von 1,5 Mio. €, Szenario B geht von 750.000 € aus.

6.2.3 Transformatoren

Die möglichen Einsparungen im Bereich der Transformatoren ergeben sich einerseits durch gemeinsame Benutzung derselben Transformatoren durch Windkraft und Photovoltaik, andererseits durch eine Abregelung der Anlagennennleistung und der daraus resultierenden geringeren benötigten Transformatorleistung. Eine Quantifizierung der Einsparungen ist sehr schwer, da keine Erfahrungen bzgl. der Kosten von Transformatorstationen in den für diese Anlagen benötigten Größen vorliegen.

Ohne Abregelung haben die für diese Arbeit angenommenen reinen PV-Trafostationen eine Leistung von 5400 kVA, in Kombination einer WEA werden daraus 7750 kVA. Aus der Solarpraxis liegen Zahlen aus konkreten Angeboten für Transformatorstationen mit Leistungen zwischen 400 und 1250 kVA vor. Zwischen der kleinsten und Größten Station mit Transformatoren von 400 bzw. 1000 kVA besteht ein Preisunterschied von ca. 3500 €, wobei der Gesamtpreis bei ca. 38.000 € liegt. Das zeigt, dass die Transformatorkosten nicht stark mit der Leistung

skalieren. Entscheidend für den Preis sind vielmehr die Baukosten, Anzahl der Transformatoren sowie die benötigte Sekundärtechnik. Dies zeigt sich sehr gut an den Kostenanstiegen zwischen 400 und 600 kVA sowie zwischen 1000 und 1250 kVA. Während die Leistungssteigerung ungefähr gleich ist, ist der Unterschied der Kostensteigerung mit 500 € und 7000 € sehr unterschiedlich. Dies liegt daran, dass bei einer Leistungssteigerung von 400 auf 630 kVA nur ein größerer Trafo benötigt wird, während bei der Steigerung von 1000 auf 1250 kVA zusätzliche Baukosten bzw. Kosten für eine größere Dimensionierung der Sekundärtechnik anfallen.

Tabelle 18: Kosten für Trafostationen zwischen 400 und 1250 kVA. Quelle: Solarpraxis

Trafoleistung in kVA	Stations- kosten in €
400	34500
630	35000
800	37000
1000	38000
1250	45000

In Tabelle 19 ist exemplarisch die Kostenaufschlüsselung der 630 kVA Transformatorstation aus Tabelle 17 dargestellt. Daraus geht hervor, dass der Transformator selbstweniger als ein Drittel der Gesamtkosten ausmacht.

Tabelle 19: Aufschlüsselung der Kosten einer 630 kVA Transformatorstation

Posten	Kosten in €
Baukosten für Station	14500
Schaltanlage	4000
MS-Verlegung	5000
Trafo, Öl	10000
sonstiges	1500

Da keine Zahlen zu größeren Transformatoren vorliegen, ist die Abschätzung der Kosten für die in dieser Arbeit untersuchten Kraftwerksgrößen sehr unsicher.

Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich der in Tabelle 18 gezeigte Kostenverlauf auch für größere Trafostationen fortsetzt und die Kosten immer bei bestimmten Leistungen, die zusätzliche Transformatoren, Bauleistungen – z.B. tragfähigere Fundamente oder größeren Stationen – oder größere dimensionierte Sekundärtechnik erfordern, sprunghaft ansteigen und ansonsten nur geringfügig bis gar nicht mit der Leistung skalieren.

Die konkreten Preise für Transformatorstationen hängen also sehr stark vom Anlagenlayout und den daraus resultierenden Transformatorstationen ab. Hier kommt auch hinzu, dass übliche Transformatorgrößen durch die Norm DIN 42523-1 gegeben sind [50]. Neben den in dieser Norm festgelegten Größen von 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 und 2500 kVA werden je nach Hersteller auch Zwischengrößen wie z.B. 800, 1250 und 2000 kVA standardmäßig geliefert [51]. Da diese Standardgrößen im Normalfall billiger als Sonderanfertigungen sein sollten, ist zu erwarten, dass sich die Bemessungsleistungen Transformatorstationen nach den aus diesen Leistungsstufen möglichen Kombinationen richten.

Umgekehrt ist es aber auch möglich, dass bei bestimmten Leistungsstufen eine Sonderanfertigung billiger ist als eine Kombination aus Normgrößen. Als konkretes Beispiel könnten in den in den Layouts 5-3-50-süd und 9-5-50-

süd angenommenen Größen der Trafostationen von 5400 kVA, 7750 kVA und 10800 kVA jeweils ein oder zwei Transformatoren mit je 5500 kVA zum Einsatz kommen. Durch die reduzierte Zahl der Transformatoren im Vergleich zu einer Kombination von Trafos mit Standardgröße werden kleinere Stationen und weniger Sekundärtechnik benötigt.

Zusammenfassend kann man davon ausgehen, dass im Bereich der Transformatoren bei einer Zusammenlegung ohne Abregelung zwar möglicherweise Einsparungen durch Reduzierung von Bauleistungen erzielt werden können, diese jedoch sehr einzelfallabhängig sind.

Bei einer Abregelung sind Kostenersparnisse zu erwarten, insbesondere wenn dadurch die Anzahl der Transformatoren verringert und so die Kosten für die Stationen sowie die Sekundärtechnik reduziert werden können. Diese Kosten lassen sich jedoch nicht allgemein quantifizieren und sind wiederum sehr stark einzelfallabhängig. Für den Fall, dass die verschiedenen Leistungsklassen durch einzelne (sonderangefertigte) Transformatoren realisiert werden, können die relativen Einsparungen durch eine Leistungsreduzierung auf Basis der in Tabelle 18 aufgeführten Kosten für Trafostationen zwischen 400 und 1000 kVA abgeschätzt werden. Die daraus resultierenden, relativen Einsparungen durch eine Abregelung sind in Tabelle 20 aufgeführt.

Tabelle 20: Kosteneinsparung abhängig von der Abregelung auf Basis der Stationen 400-1000 kVA aus Tabelle 18

Abregelung um	Rel. Kostenersparnis
20%	4%
40%	6,5%
50%	9%

6.2.4 Zusammenfassung

Die Untersuchung der Einsparpotentiale in diesem Abschnitt hat ergeben, dass im Bereich der Netzanbindung große Einsparungen möglich sind, wenn die Leitung zwischen Übergabestation/Umspannwerk und Netzverknüpfungspunkt auf beide Anlagen aufgeteilt werden kann oder durch eine Reduzierung der Einspeiseleistung ein Hochspannungsanschluss vermieden werden kann. Da diese Einsparpotentiale jedoch stark von der Lage und Größe der Anlage abhängen, sind deren Auswirkungen auf die spezifischen Investitionskosten schwer abschätzbar.

Im Bereich der Mittelspannungskabel können bei einer Anlagenabregelung erhebliche Einsparungen von bis zu 40% erzielt werden. Der Anteil der Mittelspannungskabel an den Gesamtkosten ist jedoch sehr gering. Die in Abschnitt 6.1 angegebenen Kosten von max. 4 ct/Wp beziehen sich auf die gesamten Kabel- und Installationskosten im Bereich Mittelspannung, was auch das Einrichten der Trafostationen, Übergabestation sowie sonstige Arbeiten im Mittelspannungsbereich miteinschließt. In diesem Abschnitt wurde berechnet, dass die reinen MS-Kabel sowie deren Erdverlegung je nach Layout für reine Windparks zwischen 7,54 und 4,12 €/kVA liegen, was bei einer Investitionssumme von 1200 €/kW einen Anteil von 0,3 bis 0,6% ausmacht. Bei der Photovoltaik betragen die Kabelkosten in reinen PV-Freiflächenanlagen 3,73 und 2,59 €/kVA, was bei einer Investitionssumme von 901 €/kW_{DC} einen Anteil von 0,2 bis 0,3% ausmacht. Dies macht deutlich, dass die Senkung der absoluten Kabelkosten um mehr als 40% sehr geringe Auswirkungen auf die Kraftwerkskosten hat.

Im Bereich der Mittelspannungstransformatoren wurde festgestellt, dass hier durch eine Kombination möglicherweise Einsparungen zu erzielen sind. Allerdings ist eine gemeinsame Nutzung von MS-Trafos durch WEA und PV

technisches Neuland, so dass hier zumindest anfangs eher mit einer Kostensteigerung durch erhöhten Planungsaufwand zu rechnen ist.

Bei einer Abregelung können durchaus Einsparungen erzielt werden, diese sind jedoch wiederum sehr stark einzelfallabhängig und hängen vor allem damit zusammen, ob aufgrund einer Abregelung eine günstige Trafokombination eingesetzt, bzw. insgesamt die Zahl der Trafos reduziert und die Stationen verkleinert werden können. Somit ist eine allgemeine Abschätzung im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich bzw. ist sehr fehleranfällig. Insgesamt beträgt der Anteil der Trafokosten inklusive Stationsbau an den Kosten der PV maximal 5 ct/Wp bzw. 50 €/kWp, was einem Anteil von ca. 5,6% entspricht. Eine im vorangegangenen Abschnitt errechnete Materialkostensenkung durch Abregelung von max. ca. 9% entspricht also einer Kostensenkung von ca. 0,5 ct/Wp bei maximaler Abregelung. Es ist zu erwarten, dass die tatsächlichen Einsparungen bei einer Abregelung von ca. 50% jedoch in der Realität höher als 9% liegen, da mit Einsparungen beim Stationsbau und der Dimensionierung der Sekundärtechnik in den Trafostationen zu rechnen ist. Diese Einsparpotentiale können im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht quantifiziert werden.

Die Einsparpotentiale sind in Tabelle 21 zusammengefasst. Bei der Mittelspannungsinfrastruktur wurden im Rahmen dieser Untersuchung absolute Einsparungen ermittelt. Die Kosten des Netzanschlusses bestehend aus Übergabestation und Übergabeleitung sind variabel und hängen von der Anlagengröße (MS- oder HS-Anschluss) sowie der Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt ab. Hier ist es außerhalb eines konkreten Projekts sehr schwer, stichhaltige Annahmen zu treffen. Das Einsparpotential ist hier jedoch potentiell sehr hoch. Die sonstigen Einsparpotentiale, die z.B. Land und Projektentwicklung beinhalten konnten hier nicht quantifiziert werden. Es ist jedoch zu erwarten, dass insbesondere im Rahmen dieser Punkte in der Praxis sehr große Synergiepotentiale stecken, da bereits erschlossene Flächen ohne großen Zusatzkosten durch die jeweils andere Technologie genutzt werden können.

Tabelle 21: Zusammenfassung der Einsparpotentiale.

Posten	Kosten	max. Einsparpotential
Mittelspannungskabel	2 - 5 ct/Wp	Ca. 40% bzw. 2.0 ct/Wp
Transformatoren	4 - 5 ct/Wp	Ca. 9% bzw. 0.5 ct/Wp
MS-Netzanschluss	100 000 €	50%
Übergabeleitung	variabel	50%
Land, Projektentwicklung etc.	variabel	variabel

Zusammenfassend muss festgehalten werden, dass es durch eine Kombination und vor allem durch eine Abregelung zwar Einsparpotentiale gibt, diese jedoch in Relation zu den Gesamtkosten der Anlage sehr gering sind. Einzig beim Netzanschluss sind deutliche Kosteneinsparungen zu erwarten, wenn Übergabestation bzw. Umspannwerk und Netzverknüpfungspunkt nicht unmittelbar nebeneinander liegen. Da die Übergabeleitungen sehr teuer sind, ist die Aufteilung der Kosten für diese Leitung wirtschaftlich sehr attraktiv. Noch positiver wirkt sich aus, wenn aufgrund der Leistungsreduzierung auf einen Hochspannungsanschluss verzichtet werden kann. In diesem Fall entfällt das komplette Umspannwerk inklusive der Hochspannungstransformatoren, außerdem kann statt der Hochspannungsleitung eine Mittelspannungsleitung zum Netzverknüpfungspunkt gelegt werden, die deutlich billiger ist.

6.3 Wirtschaftlichkeit des Kombikraftwerks

Während in den vorangegangenen Abschnitten die Einsparpotentiale abgeschätzt wurden, wurde in den Abschnitten 4 und 5 gezeigt, dass je nach Anlagenlayout- und Abregelungsszenarien mit einer Reduzierung der eingespeisten Energie zu rechnen ist. In diesem Abschnitt sollen die Auswirkungen einer Kombination von Windenergie und Photovoltaik auf die Wirtschaftlichkeit abgeschätzt werden.

Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Szenarien zu vergleichen, wird auf das Modell der Levelized Cost of Electricity (LCOE) zurückgegriffen, dessen Berechnungsweise im Folgenden erklärt ist [4].

6.3.1 Berechnungsmethodik LCOE

Die Berechnung der LCOE erfolgt nach der vereinfachten Methode ohne Berücksichtigung des Steuersatzes und der Inflation sowie unter der Annahme, dass die jährlichen Betriebs-, Wartungs-, und Reparaturkosten (OMR) konstant 2% der Investitionssumme betragen und der spezifische Ertrag über die gesamte Betriebszeit konstant bleibt.

Unter diesen Annahmen kann der einheitliche Kapitalrückflussfaktor $UCRF$ nach

$$UCRF = \frac{d * (1 + d)^N}{(1 + d)^N - 1}$$

mit:

d = Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (WACC) in %

N = Gesamtbetriebsdauer in Jahren

berechnet werden. Der *gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC)* errechnet sich anteilig aus den Fremdkapitalkosten und dem Mindestrenditeziel und wird für diese Betrachtung mit 7% angenommen. Somit lassen sich die $LCOE$ nach

$$LCOE = \frac{I * UCRF + OMR}{E}$$

mit:

I = Investitionssumme in €

OMR = Jährliche Kosten für Betrieb, Wartung und Reparatur in €

E = Jährlicher Energieertrag in kWh

berechnen.

6.3.2 Definition der zu untersuchenden Szenarien

Wie die Zusammenfassung der Einsparpotentiale einer Kombination in Abschnitt 6.2.4 gezeigt hat, sind die in dieser Arbeit untersuchten Einsparpotentiale hauptsächlich von einer Anlagenabregelung abhängig, da übergreifende Synergieeffekte wie die gemeinsame Flächennutzung oder Einsparungen bei der Projektentwicklung und Planung nicht quantifiziert werden konnten. Die in Tabelle 21 zusammengefassten Einsparungen bei den Mittelspannungsleitungen und Trafos belaufen sich bei einer Abregelung um 50% auf ca. 0,3% bezogen auf die spezifischen Investitionskosten für die Photovoltaik. In den folgenden Berechnungen der LCOE wird dieser Wert

als maximale Einsparung angesetzt und für geringere Anlagenabregelungen linear interpoliert. Somit stellt diese Wirtschaftlichkeitsberechnung eine Worst-Case Betrachtung dar, da Effekte der Flächennutzung etc. nicht berücksichtigt sind, während alle Verluste in die Berechnungen einfließen.

Um diese verschiedenen Einflussfaktoren wirtschaftlich zu quantifizieren sollen die LCOE im ersten Schritt für verschiedene Anlagenkonfigurationen berechnet werden:

- Basis-LCOE für zwei separate PV- und Windenergieanlagen mit den Nennleistungen und Verschattungsverlusten der Layouts 5-3-50-süd sowie 9-5-50-süd als Basiswerte
- LCOE des kleinsten Layouts 5-3-50-süd ohne Abregelung und HS-Anschluss
- LCOE des kleinsten Layouts 5-3-50-süd mit Abregelung auf PV-AC-Leistung (70%) und MS-Anschluss
- LCOE des kleinsten Layouts 5-3-50-süd mit Abregelung auf 50% der AC-Nennleistung und MS-Anschluss
- LCOE des größten Layouts 9-5-50-süd ohne Abregelung und HS-Anschluss
- LCOE des größten Layouts 9-5-50-süd mit Abregelung und HS-Anschluss

Für alle Szenarien wird angenommen, dass die Entfernung zwischen Übergabestation/Netzverknüpfungspunkt 1 km beträgt. Die Kosten für die benötigte Leitung betragen, wie in Abschnitt 6.2.2.2 angenommen, beim MS-Anschluss ca. 90€/m, während der HS-Anschluss mit 250 €/m deutlich teurer ist. Zu diesen Leitungskosten kommen noch die Fixkosten, die für einen MS-Anschluss 100 000 € und für einen HS-Anschluss 1,5 Mio. € betragen.

Dieser Betrachtung liegen die Ertragsdaten der Photovoltaik auf Basis der minütlichen DWD-Einstrahlungsdaten von 1050 kWh/kWp exklusive der Verschattungs- und Abregelungsverluste, die zusätzlich abgezogen werden, zugrunde. Die Erträge der Windenergie basieren auf der Anemos-Datengrundlage mit 2246 Vollaststunden pro Jahr, da die DWD-Winddaten nicht repräsentativ für einen möglichen Standort eines Kombikraftwerks sind. Somit basiert diese Untersuchung auf einem fiktiven Standort und zeigt nur exemplarisch, wie die LCOE für ein Kombikraftwerk aussehen könnten. Für die Abregelungsverluste werden die auf Basis der minütlich aufgelösten DWD-Daten ermittelten Werte eingesetzt. Für die Betriebsdauer wird bei der Photovoltaik von 25 Jahren, bei der Windkraft von 20 Jahren ausgegangen. Die WACC werden mit 7% angenommen.

6.3.3 Vergleich und Analyse der LCOE

In Tabelle 22 sind die Ergebnisse der Berechnungen der LCOE für die im vorangegangenen Abschnitt gegebenen Szenarien aufgeführt.

Tabelle 22: Zusammenfassung der errechneten LCOE für die Beispielszenarien. Der PV-Ertrag beträgt 1050 kWh/kWp, die WEA haben 2246 Vollaststunden pro Jahr. Die Basiswerte sind grün hinterlegt.

Anlagenlayout	5-3-50	5-3-50	5-3-50	5-3-50	9-5-50	9-5-50	9-5-50
Szenario	Basis	Kombi	Abregelung I	Abregelung II	Basis	Kombi	Abregelung
Nennleistung in kW	31000	31000	31000	31000	79600	79600	79600
Abgeregelt auf (kVA) (%)	--	--	21700 (70%)	15500 (50%)	--	--	71640 (90%)
Netzanschluss	MS-MS	HS	MS	MS	HS-MS	HS	HS
LCOE PV-Anteil in ct/kWh	9.44	9.91	9.66	10.89	9.58	9.60	9.59
LCOE Wind-Anteil in ct/kWh	6.22	6.2	6.15	6.94	6.22	6.13	6.12
LCOE, gewichtet in ct/kWh	8.03	8.27	8.11	9.14	8.93	8.93	8.93

Aus der Tabelle geht hervor, dass die LCOE der Photovoltaik bei einer Anlagenkombination in den gewählten Beispielszenarien stets ansteigen. Dies ist einerseits auf die Verschattung und andererseits darauf zurückzuführen, dass die PV in den untersuchten Szenarien aufgrund des Leistungsverhältnisses den Großteil der Kosten für den Netzanschluss trägt. Die LCOE der Windkraft sinken hingegen in den meisten Szenarien leicht, was darauf zurückzuführen ist, dass durch die Kombination keine Verluste entstehen während die Kosten für den Netzanschluss mit der Photovoltaik geteilt werden können.

Es zeigt sich auch, dass eine pauschale Abregelung nicht sinnvoll ist, sondern dass die Abregelung auf die Anlage angepasst werden sollte. Es kann z.B. beim Layout 5-3-50 bei einer Abregelung auf 70% der Hochspannungsanschluss eingespart werden, was eine Verringerung der kombinierten LCOE um ca. 2% bewirkt, während eine weitere Abregelung auf 50% der Nennleistung aufgrund der zusätzlichen Abregelungsverluste in einem deutlich Anstieg der LCOE um knapp 13% resultiert. Beim größten Layout bleiben die LCOE bei einer Kombination gleich. Es ist zu beachten, dass hier keine Skaleneffekte zwischen dem kleinsten und größten Layout berücksichtigt sind, die in der Realität bei diesem Leistungsunterschied definitiv auftreten, so dass die absoluten Unterschiede zwischen den LCOE des kleinsten und größten Layouts nicht realistisch sind.

Auf Basis dieser Betrachtung werden unabhängig von den Referenz-Layouts und unter Berücksichtigung der Abregelungsverluste in Abhängigkeit vom PV-Anteil des Kombikraftwerks einige Szenarien entworfen, in denen eine Anlagenkombination kostenneutral bzw. billiger ist als die Einzelanlagen.

Wie aus der Analyse bzgl. des idealen Verhältnisses zwischen PV und Windenergie hinsichtlich der Abregelungsverluste, die in Diagramm 35 zusammengefasst ist, hervorgeht, ist ein PV-Anteil von 40-50% am untersuchten Standort ideal. Bei den Untersuchungen von Kombikraftwerken mit diesem Leistungsverhältnis wird von Verschattungsverlusten für die PV von 3,6% ausgegangen, die für das Layout 9-5-100 berechnet wurde. Die Be-

gründung hierfür ist, dass die Photovoltaikanlage bei einem Kombikraftwerk mit geringerer PV- als Windleistung in die Teile des Geländes gebaut werden, kann die nur minimal vom Schattenwurf der WEA betroffen sind.

Es werden fünf Szenarios untersucht:

- Szenario A: Als Referenzszenario wird eine Kombianlage bestehend aus 20 MW PV und 20 MW Windenergie gewählt
- Szenario B: Die Anlage aus Szenario A wird auf 60% abgeregelt und kann somit noch an das MS-Netz angeschlossen werden
- Szenario C: Eine Anlage mit 24 MW Wind- und 16 MW PV-Nennleistung, HS-Anschluss
- Szenario D: Die Anlage aus C auf 60% abgeregelt, MS-Anschluss
- Szenario E: Ein 100 MW Windpark wird um 65 MW PV erweitert und auf 100 MVA abgeregelt

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarios sind in Tabelle 23 gezeigt.

Tabelle 23: Ergebnisse der Berechnung für die Szenarien A-E

Szenario	A	B	C	D	E
Nennleistung in kW	40 000	40 000	40 000	40 000	165 000
Anteil PV in %	50	50	40	40	39,4
Abgeregelt auf	--	24 000 kVA (60%)	--	24 000 kVA (60%)	100 000 kVA (60%)
Netzanschluss	HS	MS	HS	MS	HS
LCOE PV-Anteil in ct	9.60	9.43	9.57	9.47	9.50
LCOE Wind-Anteil in ct	6.22	6.12	6.24	6.15	6.13
LCOE, gewichtet in ct	7.44	7.31	7.15	7.05	7.05

Es zeigt sich, dass der Anteil der Windenergie die Haupteinflussgröße für die gewichteten LCOE ist. Daneben ist bei den Anlagen A bis D die Spannungsebene des Netzanschlusses ausschlaggebend für geringe Kosteneinsparungen von 0,13 bzw. 0,1 ct bei einer Abregelung auf jeweils 60% der Nennleistung. Szenario E zeigt, dass die Kosten des Hochspannungsanschlusses bei sehr großen Anlagen allein durch die in dieser Betrachtung untersuchten Einsparungen auf Seiten der Mittelspannungsinfrastruktur bei einer Abregelung ausgeglichen werden können, so dass die LCOE der Großanlage in Szenario E nahezu so hoch sind wie bei den kleinen Anlagen mit Mittelspannungsanschluss. Zusammen mit hier nicht berücksichtigten Skaleneffekten bei Großanlagen kann bei dieser Anlagengröße auf Basis dieser Berechnungen mit Gesamt-LCOE von unter 7 ct/kWh gerechnet werden.

Aus der exemplarischen Untersuchung dieser Kombikraftwerke geht hervor, dass bei günstigen Rahmenbedingungen sowohl die LCOE der PV als auch der Windenergie durch eine Anlagenkombination gesenkt werden können. Prinzipiell zeigt sich, dass der Strompreis durch einen höheren Anteil der Windenergie in diesen Szenarien allgemein niedriger ist als bei den eingangs betrachteten Referenz-Layouts und dass eine Abregelung insbesondere dann sinnvoll ist, wenn dadurch eine Anlage noch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden kann. Ansonsten hängen die LCOE fast ausschließlich vom Verhältnis zwischen PV und Wind ab und sinken mit steigendem Windanteil sowie einer Vermeidung des Hochspannungsanschlusses.

Eine separate Betrachtung der LCOE von PV und Windenergie innerhalb einer Kombianlage zeigt, dass die Windenergie mit Einsparungen von bis zu 0,1 ct/kWh geringfügig von einer Kombination des Netzanschlusses sowie der MS-Kabel profitiert. Bei der PV gelingt es durch die Einsparungen bei Netzanschluss und Mittelspannungsinfrastruktur, die zusätzlichen Verschattungsverluste innerhalb von Windparks mit großen Abständen bzw. bei reduziertem PV-Anteil größtenteils auszugleichen, so dass die sich die LCOE einer günstig ausgelegten Kombianlage nicht signifikant von einer reinen PV-Anlage unterscheiden.

Bei allen Beispielrechnungen zeigt sich, dass die Frage, ob die Anlage an die Mittel- oder Hochspannungsebene angeschlossen wird – ausgenommen bei sehr großen Anlagen wie im vorangegangenen Szenario E – signifikante Auswirkungen auf die LCOE hat. Hier bestehen die größten Einsparpotentiale einer günstigen Kombination mit einer sinnvoll gewählten Abregelung.

6.4 Fazit

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde gezeigt, dass bei einer Anlagenkombination im Bereich der Mittelspannungsinfrastruktur Einsparungen erzielt werden können, die jedoch im Verhältnis zum Gesamtpreis der Anlage gering ausfallen und im Rahmen dieser Arbeit auf maximal 0,3% zuzüglich der Einsparungen beim Netzanschluss beziffert wurden. Hier muss berücksichtigt werden, dass die Flächenkosten bei dieser Betrachtung nicht miteinbezogen wurden, da diese sehr stark standortabhängig sind, potentiell jedoch einen sehr wichtigen Faktor der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung darstellen. Außerdem wurde nicht berücksichtigt, dass es bei einer Kombianlage zu sonstigen Einsparungen im Bereich der Projektentwicklung und Infrastruktur kommt. Bezüglich des Netzanschlusses wurde gezeigt, dass hier insbesondere in Verbindung mit einer Anlagenabregelung deutliche Kostenersparnisse möglich sind.

Die Analyse der LCOE verschiedener Kombianlagen hat gezeigt, dass sich die Stromgestehungskosten bei einer günstigen Auslegung durch eine Anlagenkombination nicht erhöhen und der Einfluss der Verschattungsverluste, bei Kombianlagen mit einem ausgeglichenen Leistungsverhältnis auf die Wirtschaftlichkeit nicht sehr stark ist. Zusammenfassend bewirkt eine Anlagenkombination bei einer günstigen Auslegung aus wirtschaftlicher Sicht im Vergleich zu einer Einzelanlage keine Verschlechterung und kann unter günstigen Randbedingungen den Strompreis sogar leicht senken. Unter Einbeziehung des Ergebnisses der Betrachtungen der Flächeneffizienz aus Abschnitt 5.6 zeigt sich, dass die Kombination aus PV und Windkraft den Energieertrag einer Fläche im Vergleich zu einer Einzelanlage signifikant erhöhen kann, ohne die LCOE nennenswert zu erhöhen.

7 Zusammenfassung

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es zu zeigen, dass eine Kombination von Photovoltaik und Windenergie auf derselben Fläche Synergien auf verschiedenen Ebenen freisetzt und deutliche Vorteile gegenüber der bisher üblichen Praktik aufweist, die einzelnen Technologien nur als separate Anlagen zu bauen. Neben technischen Synergien wurden vor allem große Potentiale hinsichtlich der Flächennutzung sowie der Vergleichmäßigung des Einspeiseverhaltens vermutet. Eine Betrachtung der Flächeneffizienz ist insbesondere auch vor dem Hintergrund eines Vergleichs mit einer Biomassenutzung interessant, während eine Verstetigung der Einspeiseleistung für Anlagen, die ihren Strom ohne Einspeisevergütung vermarkten, sehr wichtig ist. Hinzu kommt die gesamtgesellschaftliche Betrachtung, wie verfügbare Flächen ideal genutzt und die Kosten der Energiewende möglichst gering gehalten werden können.

Die erste grundsätzliche Frage ist, ob real existierende Windparks und PV-Freiflächenanlagen die Grundlage dieser Untersuchung darstellen, oder ob komplett theoretische Anlagen untersucht werden sollten. Hier wird im Sinne einer möglichst guten Übertragbarkeit der Ergebnisse entschieden mehrere, theoretische Anlagen zu untersuchen, die auf dem Layout des „idealen“ Windparks basieren. Die PV-Freiflächenanlage zwischen den WEA wird auf Basis einer Analyse der für die Planung wichtigsten Kriterien erstellt und richtet sich nach dem aktuellen Stand der Technik. Um eine möglichst gute Skalierbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, werden die zu untersuchenden Ausschnitte so gewählt, dass sie eine Zelle innerhalb eines beliebig großen Kombikraftwerks darstellen.

Es zeigt sich, dass die auf der Fläche installierbare PV-Nennleistung stets größer ist als die Nennleistung der Windenergieanlagen. Das AC-Leistungsverhältnis (PV zu Windenergie) der untersuchten Zellen liegt zwischen 1:1,5 und 1:7,5, wobei die Gesamtleistung pro Einheitszelle zwischen 23,6 und 78,9 MW auf Flächen von 40 bis 120 ha liegt.

Die erste Einschätzung der technischen Erfordernisse und Probleme einer Kombination von Windenergie und Photovoltaik ergibt, dass eine solche Anlage zwar eine übergreifende Regelung sowie in manchen Regionen ein System zur Verhinderung von Eisabwurf durch die WEA benötigt, es jedoch - abseits der Geländebeschaffenheit - keine grundsätzlichen Ausschlusskriterien für eine Anlagenkombination gibt.

Eine Betrachtung der technischen Synergien zeigt, dass im Bereich der Mittelspanningsinfrastruktur deutliche Einsparungen möglich sind, soweit eine „Vermischung“ des erzeugten Stroms möglich ist. Hier werden auch große Einsparpotentiale im Bereich des Netzanschlusses identifiziert, da aus technischer Sicht nichts gegen eine gemeinsame Nutzung von Übergabestation, Umspannwerk sowie der Leitung zum Netzverknüpfungspunkt spricht.

Von Anfang an wurde die Verschattungssituation als das größte Problem einer Kombianlage identifiziert. Es wurde von vielen Experten vermutet, dass die jährlichen Ertragsverluste durch die Verschattung im zweistelligen Prozentbereich liegen und eine Anlagenkombination somit aus wirtschaftlicher Sicht schwer abbildbar ist. Aus diesem Grund ist die Verschattungsanalyse einer der Fokuspunkte dieser Arbeit. Hierfür werden sämtliche Einheitszellen sowohl isoliert als auch als Teil eines größeren Kombikraftwerks in PVSyst modelliert und simuliert. Darüber hinaus werden die Ungenauigkeiten der Verschattungssimulation von PVSyst aufgezeigt und hinsichtlich ihres Einflusses auf die Ergebnisse analysiert. Diese Ungenauigkeiten liegen in den Bereichen der dynamischen Verschattung, des Kernschattens, der Stringbetrachtung und den damit einhergehenden String-Mismatchverlusten.

Die eingehende Analyse dieser Ungenauigkeiten zeigt, dass die Verschattungsverluste aufgrund von String-Mismatching leicht unterschätzt werden. Dem gegenüber stehen jedoch Überschätzungen durch die Kernschattenproblematik sowie der Stringbetrachtung. Eine Quantifizierung dieser Effekte ergibt, dass die Momentanleistung aufgrund von String-Mismatching im Worst-Case um 0,58% überschätzt werden kann, während die Stringbetrachtung in zwei Fallbeispielen zu Überschätzungen der Verschattungsverluste um 15 und 17% führt. Eine Quantifizierung der Ungenauigkeit durch die Kernschattenproblematik war im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, es wird jedoch gezeigt, dass einige Bauteile der WEA nur selten oder sogar zu keinem Zeitpunkt Kernschatten werfen können.

Somit stellen die im Rahmen der PVSyst Simulationen ermittelten Verschattungsverlusten durch die WEA von 0,6 bis 2,2% zuzüglich zur Reihenverschattung von 3,1% eine Worst-Case Betrachtung dar und es ist damit zu rechnen, dass die Verluste in der Praxis unter diesen Werten liegen.

Im Rahmen der auf die Verschattungsanalyse folgenden Ertragsberechnungen wird festgestellt, dass sich das Einspeiseverhalten von Kombikraftwerken im Vergleich zu den jeweiligen Einzelanlagen deutlich verstetigt. Die Stillstandszeit wird – insbesondere im Vergleich zu einer reinen PV-Anlage – deutlich vermindert, während es nur noch sehr wenige Zeitpunkte pro Jahr gibt, in denen das Kombikraftwerk mit hohen Auslastungen fährt. Diese Ergebnisse führen zu der Überlegung, die Kombikraftwerke um bis zu 50% ihrer Nennleistung abzuregeln um die selten vorkommenden, für die Netzstabilität schädlichen, Spitzenleistungen zu kappen und gleichzeitig bestehende Netzkapazitäten besser auszunutzen. Hier wird festgestellt, dass für das untersuchte Beispiellayout eine Abregelung der Gesamtanlagenleistung auf die PV AC-Leistung zu überraschend geringen Abregelungsverlusten von deutlich unter 2% führt.

Eine darauf folgende, von den Beispiellayouts losgelösten, Analyse bezüglich des idealen Verhältnisses zwischen Photovoltaik und Windenergie hat das Ergebnis, dass dieses zumindest für die untersuchten Standorte bei einem PV-Anteil von 40 bis 50% der Gesamtnennleistung liegt und hier die Abregelungsverluste bei einer Abregelung um 50% nur ca. 2% betragen.

Am Ende der energetischen Betrachtung steht die Analyse der Flächeneffizienz, insbesondere im Vergleich zu einer Biomassennutzung. Es zeigt sich, dass der flächenspezifische Ertrag einer Kombianlage abhängig vom untersuchten Layout zwischen dem Doppelten und nahezu Fünffachen eines reinen Windparks liegt. Hier wurde außerdem festgestellt, dass der flächenspezifische Ertrag der PV um ein Vielfaches höher ist als der einer Biomassennutzung. Dieses Ergebnis gilt auch für den Vergleich zwischen einer Biogaseinspeisung und der Methanisierung des PV-Stroms, wo die Erträge der Photovoltaik immer noch um das Achtfache höher liegen als bei einer Nutzung für Maissilage.

Somit ist Ergebnis der Untersuchung der Flächeneffizienz, dass diese durch eine Anlagenkombination erheblich gesteigert werden kann, was sie einerseits für Anlagenbetreiber und Investoren höchst interessant macht andererseits aber auch nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten sehr vorteilhaft erscheinen lässt. Bezüglich der Methanisierung zeigt sich, dass das mittel- und langfristige Potential für Speicherung und Bereitstellung von Regenergie im Vergleich zu einer Biomassennutzung signifikant größer ist.

Abschließend findet eine Evaluierung der Wirtschaftlichkeit von Kombikraftwerken auf Basis der LCOE statt. Hierfür werden die eingangs ermittelten Einsparpotentiale wirtschaftlich quantifiziert. Das Ergebnis ist, dass im Bereich der Mittelspannungsinfrastruktur - insbesondere im Bereich der Kabelsysteme – unter Voraussetzung einer Anlagenabregelung deutliche Einsparungen erzielt werden können. Da der Anteil der Kosten für die MS-

Infrastruktur insgesamt jedoch sehr gering ist, belaufen sich die Einsparungen auch bei einer starken Abregelung auf deutlich unter 1% der Investitionssumme. Weitere Einsparungen sind durch die Zusammenlegung des Netzanschlusses zu erzielen, insbesondere wenn die Leitung zwischen Übergabepunkt und Netzverknüpfungspunkt lang ist oder ein Hochspannungsanschluss durch eine günstig gewählte Abregelung der Einspeiseleistung verhindert werden kann.

Die unter Berücksichtigung dieser Einsparungen sowie der Verschattungsverluste errechneten LCOE zeigen, dass diese durch eine Anlagenkombination aufgrund der zusätzlichen Verschattungsverluste ohne eine Anlagenabregelung prinzipiell leicht ansteigen. Dieser Effekt kann jedoch durch eine günstige Anlagenauslegung in Verbindung mit einer Anlagenabregelung ausgeglichen werden. Sehr lohnenswert ist eine solche Kombination und Abregelung insbesondere, wenn so der Anschluss an das Hochspannungsnetz umgangen werden kann.

Die Untersuchung einiger zusätzlicher Szenarien zeigte auch, dass im Falle einer günstig dimensionierten Erweiterung bestehender Anlagen die LCOE durchaus gesenkt werden können, da auf bereits bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann und die spezifischen Kosten des Netzanschlusses durch die zusätzliche Leistung deutlich sinken. Prinzipiell wurde festgestellt, dass die LCOE der Windenergie in allen Szenarien sinken, da hier durch eine Anlagenkombination im Gegensatz zur Photovoltaik keine Ertragsverluste entstehen und die Kosten der Mittelspannungsinfrastruktur auf beide Anlagen umgelegt werden können.

Zusammenfassend ergab die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, dass eine Anlagenkombination nur in wenigen, ungünstigen Fällen eine signifikante Steigerung der LCOE bewirkt und in den meisten Fällen nahezu Kostenneutral ist. Bei günstiger Planung und Auslegung beider Anlagen können durchaus auch Kostensenkungen realisiert werden. Da zusätzliche wirtschaftliche Synergieeffekte im Bereich der Projektentwicklung und insbesondere die Kosten der Flächennutzung in der Wirtschaftlichkeitsanalyse nicht betrachtet wurden, ist eine Kombination von PV und Windenergie auf Basis dieser Untersuchung auch in wirtschaftlicher Hinsicht deutlich positiv zu bewerten.

Aus diesen Teilergebnissen geht als Gesamtergebnis dieser Arbeit hervor, dass bei der Kombination von Windenergie und Photovoltaik einerseits deutlich weniger Probleme entstehen, als eingangs angenommen und andererseits starke Synergieeffekte auftreten. Die Verschattung ist weitaus geringer als eingangs angenommen, während die Auswirkungen auf Einspeiseverhalten und Flächeneffizienz deutlich positiver ausfallen als vermutet und eine Anlagenkombination auch aus gesellschaftlichen Gesichtspunkten erstrebenswert machen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigte, dass eine Anlagenkombination auch finanziell vor allem unter Berücksichtigung der Flächennutzung sehr attraktiv sein kann.

7.1 Ausblick

Da es bezüglich einer Kombination von PV und Windenergie auf Kraftwerksebene bisher kaum eingehende Untersuchungen gegeben hat, musste im Rahmen dieser Masterarbeit ein weites Feld an Einzelaspekten einer Anlagenkombination untersucht werden, um zu einem ersten Ergebnis hinsichtlich der Realisierbarkeit solcher Kraftwerke zu kommen. Aufgrund der Notwendigkeit, viele Teilgebiete einer solchen Anlage von den technischen Aspekten über die energetische Betrachtung hin zu einer rudimentären Wirtschaftlichkeitsberechnung abzudecken, mussten im Rahmen einer Masterarbeit an mehreren Stellen Kompromisse hinsichtlich der Detaillierung der Untersuchung eingegangen werden. Somit gibt es viele Anknüpfungspunkte für zukünftige, detailliertere Untersuchungen zu diesem Thema.

Der wichtigste dieser Punkte ist die Evaluierung der Ergebnisse der Ertragsberechnungen, insbesondere für andere Standorte. Da diese auf den Daten eines Jahres für einen speziellen Standort basieren, ist nicht ausgeschlossen, dass es sich bei den Ergebnissen dieser Untersuchung um einen Einzelfall handelt und sich das Einspeiseverhalten von Kombikraftwerke an anderen Standorten, bzw. in anderen Zeiträumen deutlich unterscheiden. Das Resultat der zusätzlichen Betrachtung auf Basis der RLI/Anemos Daten spricht zwar dafür, dass die vorliegenden Ergebnisse prinzipiell korrekt sind, jedoch haben diesen Daten unterschiedliche zeitliche Auflösungen und stammen aus verschiedenen Quellen. Somit sind weitere Evaluierungen für andere Standorte mit möglichst gut aufgelösten, in sich konsistenten Daten notwendig, um eine generelle Aussage über die Auswirkungen einer Anlagenkombination sowie einer Abregelung auf das Einspeiseverhalten treffen zu können.

In dieser Hinsicht wäre auch eine detaillierte Auseinandersetzung mit der Thematik interessant, ob die Abregelung von Leistungsspitzen in einem Strommarkt der Zukunft überhaupt noch als Verlust im herkömmlichen Sinne betrachtet werden kann. Es ist vielmehr zu erwarten, dass in einem Strommarkt mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien solche Erzeugerspitzen ohnehin abgeregelt werden müssen, um die Netzstabilität sicherzustellen.

Ein weiterer, für eine konkrete Realisierung einer solchen Anlage sehr wichtiger Punkt ist eine detailliertere Wirtschaftlichkeitsanalyse. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung hat zwar gezeigt, dass die Stromgestehungskosten bei einer guten Planung prinzipiell nicht steigen sollten, jedoch basieren diese Ergebnisse auf einem stark vereinfachten Modell, in dem viele Faktoren wie z.B. Projektentwicklung, Engineering und Flächenkosten noch nicht berücksichtigt wurden und viele Kostenpunkte geschätzt werden mussten, da der Untersuchung kein konkretes Projekt zugrunde lag.

Weiterhin besteht die Notwendigkeit, die in der Arbeit erarbeiteten Ergebnisse hinsichtlich der Verschattungsverluste zu evaluieren. Während der Erstellung der Masterarbeit wurde klar, dass die derzeit verfügbaren Simulationsprogramme sowohl hinsichtlich der Größe der Anlagen als auch der hohen Komplexität aufgrund der dynamischen Komponente und Kernschattenthematik nicht in der Lage sind, alle Aspekte der Verschattungsthematik im Rahmen einer Simulation zu erfassen. Obwohl der Einfluss dieser Ungenauigkeiten analysiert und festgestellt wurde, dass die Ergebnisse aller Wahrscheinlichkeit den Worst-Case darstellen, sind weitere Evaluierungen - vorzugsweise anhand von Pilotanlagen - erforderlich.

Neben diesen Punkten gibt es noch zahlreiche weitere Aspekte auf rechtlicher, organisatorischer und technischer Ebene, die vor dem Bau einer solchen Anlage geklärt werden müssen.

In den nächsten Jahren soll im Rahmen der Fördermaßnahme „Zwanzig20 – Partnerschaft und Innovation“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung innerhalb des Konsortiums „SMART ENERGY Ostdeutschland“ unter Führung des Solarvalley Mitteldeutschland ein Forschungsprojekt zum Thema Kombination von Photovoltaik und Windenergie durchgeführt werden. Im Rahmen dieses Projekts, soll eine bestehende PV-Freiflächenanlage mit einer Leistung von ca. 130 MW um Windenergieanlagen erweitert und anschließend ein eingehendes Monitoring dieser Pilotanlage stattfinden. Es ist zu erwarten, dass im Rahmen dieses Projekts viele der offenen Frage geklärt werden können. [52] [53] [54]

Anhang

A3.3.1.2 Auslegung MS-Kabelsysteme

Anzahl WEA	Anzahl PV	Nennleistung in kVA	Anzahl Kabelsysteme	Querschnitt in mm ²	ΔU in %/km
1	0	2350	1	95	0.28%
0	1	5400	1	150	0.44%
2	0	4700	1	150	0.38%
1	1	7750	1	240	0.42%
3	0	7050	1	240	0.38%
0	2	10800	1	300	0.49%
4	0	9400	1	300	0.43%
1	2	13150	1	300	0.60%
0	3	16200	2	185	0.54%
2	2	15500	2	240	0.42%
1	3	18550	2	240	0.50%
1	3	18550	2	240	0.50%
0	4	21600	2	300	0.49%
1	4	23950	2	300	0.54%
0	5	27000	3	240	0.48%
1	5	29350	3	240	0.53%
0	6	32400	3	300	0.49%
4	4	31000	3	300	0.47%
3	5	34050	3	300	0.51%
0	7	37800	3	300	0.57%
1	7	40150	4	240	0.54%
3	6	39450	4	240	0.53%

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: SCHNITTZEICHNUNG DER MODULREIHEN EINER PV-FREIFLÄCHENANLAGE MIT 20° TISCHNEIGUNG. AUS MODULNEIGUNG UND REIHENABSTAND RESULTIERT DER HIER EINGEZEICHNETE GEGENSEITIGE VERSCHATTUNGSWINKEL IN SÜDAUSRICHTUNG. IN DIESEM BEISPIEL BETRÄGT DIESER 21°	4
ABBILDUNG 2: IDEALISIERTES WINDPARKLAYOUT MIT DEN ABSTÄNDEN IN HAUPTWINDRICHTUNG D1 UND SENKRECHT ZUR HAUPTWINDRICHTUNG D2.....	7
ABBILDUNG 3: LAYOUT EINES IDEALISIERTEN WINDPARKS. ROT DARGESTELLT IST DER AUSSCHNITT, DER IM RAHMEN DIESER ARBEIT UNTERSUCHT WIRD.	9
ABBILDUNG 4: MITTELSPANNUNGSLEITUNGEN (BLAU) SOWIE DEREN BELASTUNG BEI NENNLEISTUNG FÜR EINEN REINEN WINDPARK, EINE REINE PV-FREIFLÄCHENANLAGE UND DAS KOMBIKRAFTWERK	16
ABBILDUNG 5: DAS LAYOUT 5-3-50-SÜD INNERHALB DER VERSCHATTUNGS-SIMULATIONSUMGEBUNG IN PVSyst.	22
ABBILDUNG 6: VERGLEICH ZWISCHEN DER BETRACHTUNG DER REINEN VERSCHATTUNG (LINKS) UND DER BETRACHTUNG NACH STRINGVERSCHATTUNG (RECHTS) BEI DER ALLE BETROFFENEN STRINGS (GELB) ALS VERSCHATTET BETRACHTET WERDEN.	24
ABBILDUNG 7: DIE ZWEI UNTERSUCHTEN ROTORSTELLUNGEN.....	25
ABBILDUNG 8: VERGLEICH DES SCHATTENWURFES BASIEREND AUF DER ROTORSTELLUNG AM 21.09, 14:00 UHR.	25
ABBILDUNG 9: VERSCHATTUNG DURCH GONDEL MIT SÜD- (LINKS) UND WESTAUSRICHTUNG (RECHTS) AM 21.09 UM 10:00 UHR.....	26
ABBILDUNG 10: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-SÜD AM 21.06 UM 6:00, 8:00 UND 12:00 UHR.....	27
ABBILDUNG 11: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-SÜD AM 21.09 UM 8:00, 10:00 UND 12:00 UHR.	28
ABBILDUNG 12: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-SÜD AM 21.12. UM 10:00, 12:00 UND 14:00 UHR.	28
ABBILDUNG 13: DETAILDARSTELLUNG DER VERSCHATTUNG (GRAU) DER MODULREIHEN (BLAU) DES LAYOUTS 5-3-50-SÜD AM 21.12. UM 14:00 UHR SOWIE DER VON VERSCHATTUNG BETROFFENEN STRINGS (GELB).	29
ABBILDUNG 14: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-WEST AM 21.06 UM 06:00, 08:00, 10:00 UND 12:00 UHR SOWIE EINER DETAILDARSTELLUNG DER VERSCHATTUNG UM 10:00 UHR.....	30
ABBILDUNG 15: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-WEST AM 21.09 UM 08:00, 10:00, 12:00 UND 14:00 UHR SOWIE EINER DETAILDARSTELLUNG DER VERSCHATTUNG UM 10:00 UHR.....	31
ABBILDUNG 16: VERSCHATTUNG DES LAYOUTS 5-3-50-WEST AM 21.12. UM 10:00, 12:00 UND 14:00 UHR SOWIE EINER DETAILDARSTELLUNG DER VERSCHATTUNG UM 10:00 UHR.	31
ABBILDUNG 17: POSITIONIERUNG DER ZUSÄTZLICHEN WEA UM DIE EINHEITZELLEN. AUF EINE ZWEITE REIHE SÜDLICH DER ANLAGE KANN VERZICHTET WERDEN, DA DEREN SCHATTEN AUCH IM DEZEMBER DIE MODULREIHEN NICHT ERREICHEN WÜRDEN	32
ABBILDUNG 18: BESTIMMUNG DER KERNSCHATTENWURFWEITE AUF BASIS DES STRAHLENSATZES.....	39
ABBILDUNG 19: BESTIMMUNG DER KERNSCHATTENWURFWEITE AUF BODEN D AUF BASIS DER KERNSCHATTENWURFWEITE B EINES OBJEKTS, HIER EXEMPLARISCH FÜR DIE GONDEL.....	40
ABBILDUNG 20: SCHATTENWURFWEITE D IN ABHÄNGIGKEIT DES SONNENSTANDES UND DER HÖHE DES VERSCHATTENDEN OBJEKTS, HIER EXEMPLARISCH ROTORBLATTSPITZE UND GONDEL.	41
ABBILDUNG 21: KENNLINIENVERGLEICH ZWISCHEN PVSyst UND EINER GENAUEN SIMULATION BEI 5 VERSCHATTETEN STRINGS.	47
ABBILDUNG 22: DETAILDARSTELLUNG DES MPP-BEREICHS AUS ABBILDUNG 21.	47
ABBILDUNG 23: DETAILLIERTER VERGLEICH DER VERSCHATTUNG AM 21.6. 10 UHR, 21.9. 10 UHR UND 12 UHR (v. LINKS).	55
ABBILDUNG 24: DATENPUNKTE IM 60 KM-RASTER (GELB) UND 20 KM-RASTER (ROT), FÜR DIE WINDDATEN IM ANEMOS-WINDATLAS VORLIEGEN (QUELLE: ANEMOS WINDATLS).....	59
ABBILDUNG 25: LAGE DES STANDORTS TRAMM RELATIV ZU SCHWERIN (QUELLE: GOOGLE EARTH).....	60

ABBILDUNG 26: WINDGESCHWINDIGKEITS- ZEITREIHE AUF NABENHÖHE DER ANEMOS DATEN FÜR DEN STANDORT TRAMM(QUELLE: ANEMOS WINDATLAS)	62
ABBILDUNG 27: AUFBAU DER WIND-ERTRAGSSIMULATION IN INSEL FÜR DIE DWD-DATEN	62
ABBILDUNG 28: SIMULATION DER PHOTOVOLTAIKANLAGE IN INSEL	63
ABBILDUNG 29: PLOT DER VERSCHATTUNGSMATRIX IN MATLAB.....	64
ABBILDUNG 30: PLOT DER VERSCHATTUNGSMATRIX IN INSEL	64
ABBILDUNG 31: VERGLEICH DER FLÄCHENSPEZIFISCHEN ENERGETISCHEN ERTRÄGE FÜR STROM (EL), METHAN UND WASSERSTOFF (H ₂) ZWISCHEN EINER BIOMASSENUTZUNG ALS MAISSILAGE UND EINER PV-FREIFLÄCHENANLAGE.	81
ABBILDUNG 32: KOSTEN FÜR DAS MS-KABEL ZWISCHEN ÜBERGABESTATION UND NETZVERKNÜPFUNGSPUNKT FÜR DAS LAYOUT 5-3-50-SÜD IM FALL EINER ANLAGENABREGELUNG UND ANSCHLUSS AN DAS MS-NETZ. DIE SPEZIFISCHEN KOSTEN SIND AUF DIE AC-NENNLEISTUNG BEZOGEN.	90
ABBILDUNG 33: VERGLEICH DER SPEZ. KOSTEN ZWISCHEN ANSCHLUSS AN DAS MITTEL- UND HOCHSPANNUNGSNETZ FÜR DAS LAYOUT 5-3-50-SÜD. DER SPEZ. PREIS IST AUF DIE AC-NENNLEISTUNG BEZOGEN.	90
ABBILDUNG 34: RELATIVE KOSTEN FÜR NETZANSCHLUSS IN BEZUG AUF DEN ANLAGENPREIS	91
ABBILDUNG 35: ABSOLUTE UND SPEZIFISCHE KOSTEN FÜR DIE KABEL/LEITUNGEN ZWISCHEN ÜBERGABESTATION/UMSPANNWERK UND NETZVERKNÜPFUNGSPUNKT FÜR DAS LAYOUT 9-5-50-SÜD. DIE SPEZIFISCHEN KOSTEN SIND AUF DIE JEWEILIGEN AC-NENNLEISTUNGEN BEZOGEN.....	92
ABBILDUNG 36: RELATIVE KOSTEN DES NETZANSCHLUSSES BEZOGEN AUF DEN ANLAGENPREIS FÜR DAS LAYOUT 9-5-50-SÜD.....	92
ABBILDUNG 37: VERGLEICH DER SPEZIFISCHEN KOSTEN DES NETZANSCHLUSSES AN DAS MS- BZW. HS-NETZ IN ABHÄNGIGKEIT DER ENTFERNUNG FÜR DAS LAYOUT 5-3-50-SÜD. DER SPEZIFISCHE PREIS IST AUF DIE AC-NENNLEISTUNG VON 31 MW BEZOGEN. SZENARIO A BEZIEHT SICH AUF KOSTEN FÜR DAS UMSPANNWERK VON 1,5 Mio. €, SZENARIO B GEHT VON 750 000 € AUS.....	93

Literaturverzeichnis

- [1] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbare Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG)*, 2012.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien*, Berlin: BMU, 2012.
- [3] A.-K. Gerlach, C. Breyer, D. Stetter und J. Schmid, „PV AND WIND POWER – COMPLEMENTARY TECHNOLOGIES“, Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, 2011.
- [4] D. Packey, T. Holt und W. Short, „A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies“, National Technical Information Service (NTIS), Springfield, 1995.
- [5] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*, Hanser Verlag München, 2011.
- [6] T. Straub, J. Laschinski, M. Hartmann, C. Merz, A. Umland und M. Walter, „Auslegung von PV-Anlagen im Polystring-Betrieb – Eigenverbrauchsoptimierung vs. Mismatch-Verlust –,“ SMA Solar Technology AG, Niestetal.
- [7] R. Gasch und J. Twele, „Windkraftanlagen, Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb“, Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 2011.
- [8] E. Hau, „Windkraftanlagen“, Springer, Berlin, 2008.
- [9] EWEA, „Wind Energy - The Facts“, Earthscan, London, 2009.
- [10] Wikipedia, „Liste von Onshore-Windparks in Deutschland“, [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Onshore-Windparks_in_Deutschland. [Zugriff am 2 April 2013].
- [11] Enercon, „Enercon Produktpalette“, [Online]. Available: <http://www.enercon.de/de-de/2-3mw.htm>. [Zugriff am 24 April 2013].
- [12] Vestas, „Vestas Product Brochure“, Vestas, 2012.

-
- [13] Repower Systems, „MM82 - Product Brochure,“ Repower Systems, 2012.
- [14] S. Electric, „Xantrex GT500E (500 kW) und Xantrex GT630E (630 kW) Photovoltaik-Wechselrichter für Netzparallelbetrieb,“ Schneider Electric, 2013.
- [15] H. Seifert, A. Westerhellweg und J. Kröning, „Risk analysis of ice throw from wind turbines,“ Finland, 2003.
- [16] IEA Wind, „WIND ENERGY PROJECTS IN COLD CLIMATES,“ 2011.
- [17] J. Reimers, „Vermeidung unnötiger Stillstandszeiten bei Eisansatz - Detektion von Eisansatz,“ IGUS ITS GmbH, Dresden, 2009.
- [18] BDEW, *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 2008.
- [19] Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW, Berlin, 2004.
- [20] P. G. m. M. d. S. A. u. d. SPX/RLI, SPX, RLI, 2012 / 2013.
- [21] PVSyst SA, „PVSyst photovoltaic Software,“ 2013. [Online]. Available: www.pvsyst.com. [Zugriff am 2 4 2013].
- [22] STÖHR+SAUER, „Helios 3D Solarparkplanung,“ 2013. [Online]. Available: www.helios3d.com. [Zugriff am 2 4 2013].
- [23] Valentin Software, „Valentin Software - Solar Design Software,“ 2013. [Online]. Available: www.valentin.de. [Zugriff am 2 4 2013].
- [24] V. Quaschnig, „Sonnenpositionsberechnung,“ 2002. [Online]. Available: <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/sunpos/index.php>. [Zugriff am 2 4 2013].
- [25] U. Machal, *Private Korrespondenz*, Berlin, 2012.
- [26] M. Zehner, „Quantifizierung von Einstrahlungsüberhöhungen in hochaufgelösten DWD-Datensätzen für verschiedene Standorte in deutschland“.
- [27] Doppelintegral GmbH, „INSEL Integrated Simulation Environment Language,“ 2013. [Online]. Available: www.insel.eu. [Zugriff am 2 4 2013].

-
- [28] D. W. DWD, „Deutscher Wetterdienst DWD,“ 2013. [Online]. Available: www.dwd.de. [Zugriff am 2 4 2013].
- [29] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, anemos Windatlas, Reppenstedt: anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, 1990-2011.
- [30] S. Herbst, „Mecklenburg-Vorpommern-abc,“ 2012. [Online]. Available: <http://www.mecklenburg-abc.de/news/index.php?rubrik=1&news=177067>. [Zugriff am 2 4 2013].
- [31] Enercon, „Enercon Produktübersicht,“ Enercon, Aurich, 2012.
- [32] D. Reindl, W. Beckmann und J. Duffie, „Diffuse fraction correlations,“ *Solar Energy*, p. 1.7, 1990.
- [33] J. Hay und J. Davies, „Calculation of the solar radiation incident on a inclined surface,“ *Pro-ceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, pp. 59-72, 1980.
- [34] EMEA Canadian Solar GmbH, „Canadian Solar CS6P Moduldatenblatt,“ EMEA Canadian Solar GmbH, München, 2012.
- [35] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V., „Biogas - Basisdaten Deutschland,“ Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, 2012.
- [36] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V., „Basisdaten Bioenergie Deutschland,“ Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, 2012.
- [37] SolarFuel GmbH, „SolarFuel - Richtfest Werte,“ 13 12 2012. [Online]. Available: http://www.solar-fuel.net/fileadmin/user_upload/1212-SolarFuel-RichtfestWerlte.pdf. [Zugriff am 4 4 2013].
- [38] G. Müller-Syring und M. Henel, „Power-to-Gas - Ein Überblick,“ DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Berlin, 2012.
- [39] BSW-Solar, „Preisindex,“ BSW-Solar, Berlin, 2012.
- [40] Fraunhofer ISE, „Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2012.
- [41] Solverde Bürgerkraftwerke, „Solverde Bürgerkraftwerke,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.solve-de-buergerkraftwerke.de/1/solarbeteiligungen/beteiligungsangebot-zwinge/aktuelles-beteiligungsangebot-zwinge.html>. [Zugriff am 2 4 2013].

-
- [42] Photon, „Wieder eine Anlage fertig,“ *Photon – Das Solarstrom-Magazin*, p. 94, 12 2012.
- [43] HELUKABEL GmbH, „Helukabel,“ 2013. [Online]. Available: www.Helukabel.de. [Zugriff am 15 2 2013].
- [44] IVR Energieverteilungen GmbH, *Korrespondenz*, Berlin, 2012.
- [45] Osthessen-News.de, „Osthessen-News.de,“ 4 11 2011. [Online]. Available: Anhang. [Zugriff am 2 4 2013].
- [46] H. Schreiber, „Augsburger Allgemeine,“ 18 12 2009. [Online]. Available: Anhang. [Zugriff am 4 02 2012].
- [47] Westfälische Rundschau, „Westfälische Rundschau,“ 19 7 2007. [Online]. Available: Anhang. [Zugriff am 4 2 2013].
- [48] Rheinland Pfalz - Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd, „Neubau einer 110-kV-Leitung vom bestehenden Umspannwerk Pirmasens nach Vinningen, mit dem Umbau der dort vorhandenen 20-kV-Schaltstelle zu einem Umspannwerk,“ Rheinland Pfalz - Struktur- und Genehmigungsdirektion Süd, Neustadt an der Weinstraße, 2012.
- [49] L. Hoffmann und B. Oswald, „Gutachen zum wirtschaftlichen Vergleich von Kabeln, Freileitungen und Freileitungen mit Zwischenverkabelung im 100 kV-Hochspannungsnetz,“ Leibniz Universität, Hannover, 2011.
- [50] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., DIN 42523-1/A1, April 1996. Trockentransformatoren 50 Hz, 100 bis 2500 kVA - Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Anforderungen für Transformatoren U bis 24 kV, Berlin: Beuth Verlag, 1995.
- [51] Siemens AG, Totally integrated Power, Chapter 5, Siemens AG, 2012.
- [52] R. Seguin, C. Breyer und D. Ludwig, „Vorhabenbeschreibung hybride PV- und Windkraftwerke,“ Berlin, 2013.
- [53] SMART ENERGY Ostdeutschland, „Strom für Generationen,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.smart-energy.org/>. [Zugriff am 4 4 2013].
- [54] Bundesministerium für Forschung und Entwicklung, „Zwanzig20 - Partnerschaft für Innovation,“ 2013. [Online]. Available: <http://www.unternehmen-region.de/zwanzig20/>. [Zugriff am 4 4 2013].
- [55] SMA, „Performance Ratio - Qualitätsfaktor für die PV-Anlage,“ [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UDE100810.pdf>. [Zugriff am 28 01 2013].

- [56] SMA, „Blindleistung - Grundlagen, Anwendungen und SMA Lösungen,“ SMA Technik.
- [57] AG Energiebilanzen e.V., „Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2011 (in TWh) Deutschland insgesamt,“ AG Energiebilanzen e.V., <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>, 2013.
- [58] M. Hlusiak und C. Breyer, „Übergang zu einer regionalen Stromversorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien aus PV, Windkraft, Batterien und EE-Methan am Beispiel des Allgäus,“ Reiner Lemoine Institut gGmbH, Berlin, 2013.
- [59] E. Rebhan, Energiehandbuch. Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie., Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2002.