



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorthesis

Jan Vollers

Konzepterstellung und Machbarkeitsanalyse für das
Wechselrichter-Repowering eines Freiflächen-
Solarparks

Jan Vollers

Konzepterstellung und Machbarkeitsanalyse für das
Wechselrichter-Repowering eines Freiflächen-
Solarparks

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Regenerative Energiesysteme und
Energiemanagement – Elektro- und Informationstechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr. Ing Michael Röther
Zweitgutachter: Dipl. Geogr. Christoph Grote

Abgegeben am 25. September 2020

Jan Vollers

Thema der Bachelorthesis

Konzepterstellung und Machbarkeitsanalyse für das Wechselrichter-Repowering eines Freiflächen-Solarparks

Stichworte

Erneuerbare Energien, Photovoltaik, Wechselrichter, Repowering

Kurzzusammenfassung

Im zu untersuchenden Freiflächen-Solarpark sind Strang-Wechselrichter verbaut. Diese fallen überdurchschnittlich häufig aus, wodurch Ausfallzeiten (Ertragsverluste) sowie Reparaturkosten entstehen. Es soll überprüft werden, inwiefern sich ein Repowering im Sinne eines vollständigen Austauschs aller Wechselrichter und Ersatz durch aktuell verfügbare Geräte rentiert. In diesem Zuge soll vor allem das technische Konzept für die Umsetzung des Repowerings erstellt werden.

Jan Vollers

Title of the paper

Concept development and feasibility analysis for the inverter repowering of a free-field solar park

Keywords

Renewable energies, photovoltaics, inverters, repowering

Abstract

In the free-field solar park, which is under investigation, string inverters are installed. Failures occur above the average rate, resulting in downtime (loss of yield) and repair costs. It is to be examined to what extent a repowering in the sense of a complete replacement of all inverters with currently available devices is profitable. In this process, the technical concept for the implementation of the repowering is to be developed.

Gender Disclaimer

In dieser Arbeit wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum verwendet. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden dabei ausdrücklich mitgemeint, soweit es für die Aussage erforderlich ist.

Inhaltsverzeichnis

I.	Abbildungsverzeichnis	III
II.	Tabellenverzeichnis	IV
III.	Abkürzungsverzeichnis.....	V
1	Einleitung	1
2	Grundlagen.....	3
2.1	Solarstrahlung	3
2.2	I-U-Kennlinie und MPP	4
2.3	Wechselrichter	5
2.4	MPP-Tracker	7
2.5	Netzgekoppelte Freiflächensolarparks	9
2.6	Wechselrichter Wirkungsgrad.....	10
2.7	Anlagenzertifikat & Konformitätserklärung.....	12
2.8	PVsyst Simulationstool.....	12
3	Anlagenbeschreibung des Solarparks	13
3.1	Anlagenübersicht	13
3.2	Photovoltaikmodule.....	15
3.3	Wechselrichter	16
3.4	Aufbau	17
3.5	Verschaltung.....	19
3.6	Anlagenkommunikation	22
3.7	Aktuelle Situation im Solarpark.....	23
4	Betrachtung möglicher Konzepte	26
4.1	Konzept 1: Fortlaufende Reparatur vorhandener Geräte	26
4.1.1	Konzeptidee	26
4.1.2	Folgen und Risiken	26
4.1.3	Kurze wirtschaftliche Betrachtung.....	27
4.2	Konzept 2: 1:1 Ersatz durch technisch neuwertige Wechselrichter	28
4.2.1	Konzeptidee	28
4.2.2	Folgen und Risiken	29
4.2.3	Ansatz mit Sungrow 15/20KTL-M	29
4.2.4	Ansatz mit Huawei SUN2000-15/17/20KTL-M0	30

4.2.5	Ansatz mit REFUsoI Strangwechselrichtern	31
4.2.6	Ansatz mit SMA Strangwechselrichtern.....	33
4.3	Konzept 3: 1:X Tausch mit leistungsstärkeren neuwertigen Wechselrichtern	35
4.3.1	Konzeptidee	35
4.3.2	Folgen.....	35
4.3.3	Ansatz mit Huawei Strangwechselrichtern	36
4.3.4	Ansatz mit Sungrow Strangwechselrichtern	37
4.4	Vergleich der Konzepte und Auswahl eines Wechselrichters.....	39
5	Technische Konzepterstellung	41
5.1	Stranganschlussplanung.....	41
5.2	PVsyst Simulation Vergleich Sungrow 110CX & Siemens SINVERT PVM	44
5.3	Neuauslegung der Sicherungen und Kabelquerschnitte.....	46
5.4	Kostenübersicht	47
5.5	Sensitivitätsanalyse	48
5.6	Integration in die Anlagenkommunikation	50
5.7	Netzanschlussbedingungen.....	50
5.8	Kurze rechtliche Betrachtung im Rahmen des EEG	52
6	Fazit	53
IV.	Literaturverzeichnis	VI
V.	Anhangsverzeichnis	X

I. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Globale horizontale Bestrahlung	4
Abbildung 2-2 I-U-Kennlinie	5
Abbildung 2-3 Schematischer Aufbau eines Wechselrichters.....	7
Abbildung 2-4 Grundlegende Funktionsweise eines MPP-Trackers	8
Abbildung 2-5 Suchschwingverfahren	9
Abbildung 2-6 Schematischer Aufbau eines Solarparks mit Zentralwechselrichtern	10
Abbildung 2-7 Schematischer Aufbau eines Solarparks mit Strangwechselrichtern	10
Abbildung 2-8 Beispielhafter Verlauf einer Wirkungsgradkurve	11
Abbildung 3-1 Anlagenübersicht mit Stations- und Feldnummerierung	13
Abbildung 3-2 parkinterner Verlauf der Mittelspannungstrasse	15
Abbildung 3-3 modulares Segment der Unterkonstruktion.....	18
Abbildung 3-4 Beispielhafte Aufnahme einer WR-Bank	18
Abbildung 3-5 Schematische Darstellung der Verschaltung eines WR.....	22
Abbildung 3-6 Schematischer Aufbau der Parkkommunikation	23
Abbildung 4-1 Entwicklung der jährlichen Kosten bei fortlaufender Reparatur.....	28
Abbildung 5-1 Sungrow 110CX Schaltplan	44
Abbildung 5-2 Sensitivitätsanalyse.....	49
Abbildung 5-3 Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen	51

II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Europäischer Wirkungsgrad - Häufigkeitsverteilung der Teillastbereiche	11
Tabelle 3-1 Anlagenübersicht - Stationszuordnung	14
Tabelle 3-2 elektrische Spezifikationen der verbauten FS-3 Module	15
Tabelle 3-3 Kenndaten der Siemens SINVERT PVM Strangwechselrichter	17
Tabelle 3-4 Wechselrichter-Bänke Übersicht.....	19
Tabelle 3-5 Spannungs- und Stromwerte, der Solarpark vorkommenden Stränge	19
Tabelle 3-6 Zusammensetzung und Absicherung der Super-Stränge	20
Tabelle 3-7 Anschlussverschaltung und -leistung pro Wechselrichter	21
Tabelle 3-8 Ausfallstatistik der Wechselrichter im Park.....	25
Tabelle 4-1 Wichtigste Kenngrößen der Sungrow 15/20KTL-M Strangwechselrichter	30
Tabelle 4-2 Wichtige Kenngrößen der Huawei SUN2000 Strangwechselrichter	31
Tabelle 4-3 Wichtigste Kenngrößen der REFUsoL 13K/17K/20K Wechselrichter	33
Tabelle 4-4 Wichtigste Kenngrößen der SMA Tripower Strangwechselrichter	34
Tabelle 4-5 Wichtigste Kenngrößen der Huawei SUN2000 36/60KTL	36
Tabelle 4-6 Anzahl der Huawei SUN2000 36/60KTL pro WR-Bank	37
Tabelle 4-7 Wichtigste Kenngrößen der Sungrow 33/40/50/110CX Strangwechselrichter ...	38
Tabelle 4-8 Preisübersicht der technisch kompatiblen Wechselrichtern	39
Tabelle 5-1 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM13 WR-Bänken.....	42
Tabelle 5-2 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM17 WR-Bänken.....	42
Tabelle 5-3 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM20 WR-Bänken.....	43
Tabelle 5-4 Leistungsübersicht der WR-Bänke mit Sungrow 110CX Wechselrichtern	44
Tabelle 5-5 Gewichteter europäischer Wirkungsgrad bei PVM13/17/20 und SG110CX.....	46
Tabelle 5-6 Kostenübersicht Repowering mit SG110CX.....	48

III. Abkürzungsverzeichnis

Alternating-current.....	AC
Datenfernübertragung	DFÜ
Direct-current	DC
Erneuerbare-Energien-Gesetz	EEG
Erzeugungseinheiten	EZA
File Transfer Protocol	FTP
Gigawatt peak.....	GWp
Insulated Gate Bipolar Transistor	IGBT
Kilovolt.....	kV
Kilowatt peak.....	kWp
Koppelkasten	KK
Lichtwellenleiter	LWL
Maximum Power Point.....	MPP
Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistor.....	MOSFET
Originalausrüstungshersteller	OEM
Photovoltaik.....	PV
Technische Betriebsführung.....	TBF
Terrawattstunde.....	TWh
Unterkonstruktion	UK
Verband der Elektrotechnik.....	VDE
Wechselrichter.....	WR

1 Einleitung

Die Nutzung regenerativer Energien nimmt kontinuierlich an Bedeutung zu. Im Bereich der elektrischen Energieversorgung sind allein in Deutschland ca. 49 Gigawatt peak (GW_p) Photovoltaik (PV) Nennleistung am Stromnetz angeschlossen und haben im Jahr 2019 mit 46,5 Terrawattstunden (TWh) ca. 8,2 % des Brutto-Stromverbrauchs in Deutschland gedeckt.¹ Ein Großteil der Photovoltaikanlagen ist im Laufe der letzten 20 Jahre, seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000, gebaut wurden. Dadurch bedingt besitzen viele Solarparks veraltete Wechselrichter (WR), welche teilweise einen sehr geringen Wirkungsgrad besitzen.² Diese können durch technologisch fortschrittlichere Wechselrichter ersetzt beziehungsweise „repowered“ werden. Aufgrund der besseren Wirkungsgrade und steigenden technischen Verfügbarkeit kann der Stromertrag einer Photovoltaikanlage durch ein Wechselrichter Repowering gesteigert werden.³ Der Begriff Repowering bezieht sich in dieser Arbeit auf den Austausch der bestehenden Wechselrichter durch Neugeräte.

Das Ziel der vorliegenden Bachelorarbeit ist es, zu evaluieren, ob im zu untersuchenden Solarpark ein Wechselrichter-Repowering, im Sinne eines vollständigen oder teilweisen Austausches der Wechselrichter, rentabel und technisch durchführbar ist. Grund dafür ist, dass in dem Solarpark derzeit Strangwechselrichter verbaut sind, welche, im Vergleich zu Solarparks mit anderen Wechselrichtern, überdurchschnittlich häufig ausfallen. Infolgedessen entstehen Ausfallzeiten, die Ertragsverluste und Servicekosten verursachen. Für die Untersuchung werden drei Konzeptmöglichkeiten auf kaufmännische und technische Aspekte analysiert und miteinander verglichen. Das erste mögliche Konzept befasst sich mit der fortlaufenden Reparatur der vorhandenen Wechselrichter. Als zweites wird der Austausch der Wechselrichter durch baugleiche Modelle betrachtet. Das letzte Konzept umfasst den Austausch mehrerer Wechselrichter durch einen leistungsstärkeren Wechselrichter neuester Technologie. Basierend auf der Auswahl eines Konzeptes soll ein passendes Austauschgerät ermittelt werden. Für dieses ist anschließend die konkrete technische Umsetzung im Rahmen des Konzeptes zu erstellen.

¹ Wirth 2020.

² Pfeiffer und Remmers 2020.

³ Gschwind 2015.

Die folgende Arbeit ist in vier wesentliche Kapitel aufgeteilt. Zu Beginn werden die notwendigen theoretischen Grundlagen vorgestellt, welche die wichtigsten Eigenschaften der Stromerzeugung in Solarparks mit Schwerpunkt auf Wechselrichter verdeutlichen. Anschließend wird der Aufbau des zu untersuchenden Solarparks dargestellt und erklärt. Der Fokus liegt hierbei auf der Erläuterung der elektrischen Verschaltung, da diese das Repowering maßgeblich beeinflusst. Darauffolgend werden drei mögliche Konzepte vorgestellt, mit denen das Repowering möglich ist. Innerhalb der einzelnen Konzepte werden zusätzlich mögliche Wechselrichter untersucht, die als Austauschgeräte zur Auswahl stehen. Die Hersteller der Wechselrichter sind dabei von der betreuenden Firma weitestgehend vorgegeben. Das fünfte Kapitel beinhaltet die eigentliche Konzepterstellung mit der zuvor festgelegten Konzeptmethode. Abschließend werden die Ergebnisse in einem Fazit zusammengefasst. Der Anhang befindet sich auf der zur Arbeit beigelegten CD und kann bei dem Erstgutachter eingesehen werden.

Es bleibt noch zu beachten, dass für die zugrunde liegende Arbeit viele Informationen aus Mitarbeitergesprächen und der firmeninternen Anlagendokumentation gewonnen wurden. Sofern keine Quellenangabe zu einer externen Quelle erfolgt ist, sind die Inhalte als aus firmeninternen Unterlagen und Gesprächen stammend anzusehen. Dies trifft besonders auf das Kapitel 3 Anlagenbeschreibung des Solarparks zu.

2 Grundlagen

2.1 Solarstrahlung

Die Solarstrahlung ist die von der Sonne ausgesandte Strahlungsenergie, welche auf der Erde in elektrische, thermische oder chemische Energie umgewandelt werden kann. Die Intensität der Sonneneinstrahlung auf der Erde hängt von meteorologischen Einflüssen und dem Einstrahlungswinkel ab. Die Sonnenenergie lässt sich direkt sowie auch indirekt nutzen. Eine direkte Nutzung ist beispielsweise die Verwendung von Photovoltaikmodulen, um die Sonneneinstrahlung in elektrische Energie umzuwandeln. Eine direkte Umwandlung der Strahlung in thermische Energie ist mit Sonnenkollektoren möglich. Die ausgestrahlte Energie der Sonne kann aber auch indirekt mithilfe von Wasserkraftwerken, Windkraftanlagen und Biomassekraftwerken genutzt werden.⁴

Die Sonne strahlt in alle Richtungen erhebliche Energiemengen ab, von welchen lediglich ein kleiner Teil die Erde erreichen. Dennoch beträgt die Intensität der Sonnenstrahlung, wenn sie die Erdatmosphäre erreicht, noch immer durchschnittlich 1.367 W/m^2 . Dies ist die sogenannte Solarkonstante, welche 1982 von der Weltorganisation für Meteorologie festgelegt wurde.⁵ Die solare Strahlung wird in der Erdatmosphäre durch Absorption, Reflexion und Streuung abgeschwächt. Auf der Erdoberfläche kann bei wolkenlosem Himmel eine Strahlungsintensität von maximal ca. 1000 W/m^2 erreicht werden.⁶

Allein in der $8,7 \text{ Mio. km}^2$ großen Sahara beträgt die Gesamtbestrahlung ungefähr das 200-fache des Weltprimärenergiebedarfs. Dies bedeutet, dass auf einer Fläche von 48.500 km^2 , die anderthalbfache Größe des Bundeslandes Brandenburg, die gleiche Menge an Sonnenenergie auftritt, wie die Menschheit derzeit verbraucht. Es wird deutlich, dass es möglich ist, den Energiebedarf der Menschheit durch die Strahlungsenergie der Sonne zu decken.⁷

In Abbildung 2-1 ist die weltweite Verteilung der horizontalen globalen Strahlung dargestellt. Hervorzuheben ist, dass die Gebiete mit der stärksten Bestrahlung überwiegend in Gebirgen und um den Äquator herum liegen. Durch den steileren Einstrahlungswinkel in Regionen um

⁴ Solaranlage-Ratgeber 2019.

⁵ energie-experten.org 2018.

⁶ Wagner 2017.

⁷ Quaschnig 2015, S. 68–69.

den Äquator herum wird der Weg, den die Sonnenstrahlung in der Atmosphäre zurücklegen muss, kleiner, wodurch die Sonnenstrahlung weniger gestreut wird. In Gebirgen ist der Effekt ähnlich. In beiden Fällen wird die Globalstrahlung größer.

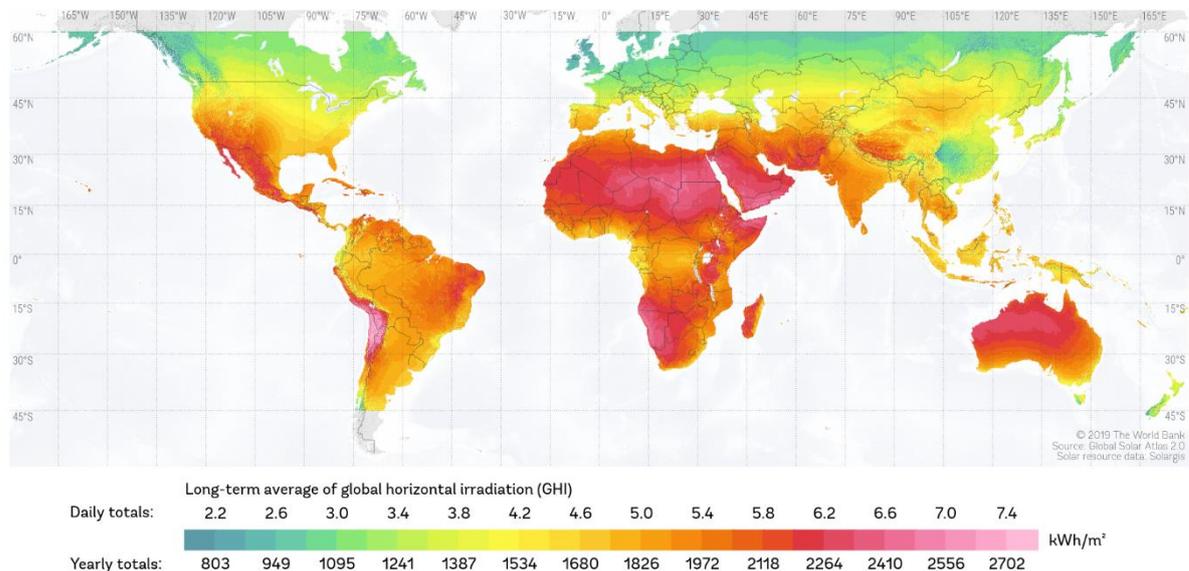


Abbildung 2-1 Globale horizontale Bestrahlung⁸

2.2 I-U-Kennlinie und MPP

Der Zusammenhang von Strom und Spannung bei einem Solarmodul wird in der I-U-Kennlinie dargestellt. Auf ihr ist der Strom auf der y-Achse und die Spannung auf der x-Achse angegeben, wodurch die Abhängigkeit zwischen Strom und Spannung angezeigt wird. Die Stromstärke wird maßgeblich von der Bestrahlungsstärke, angegeben in W/m^2 , beeinflusst. Die Spannung hingegen ist temperaturabhängig, da bei höherer Temperatur der Bandabstand zwischen den Elektronenbahnen kleiner wird und sich dadurch die Spannung einer Solarzelle absenkt. Zwei wichtige Punkte auf der I-U-Kennlinie stellen der Kurzschlussstrom I_k und die Leerlaufspannung U_L dar. Der Kurzschlussstrom ist die größtmögliche Stromstärke, die das Solarmodul bereitstellen kann und tritt im Kurzschlussfall des Solarmoduls auf. Die Leerlaufspannung stellt sich ein, wenn das Solarmodul nicht belastet wird und die Anschlussklemmen offenbleiben.

Je nach Widerstandswert bei wechselnder Belastung ändern sich die Strom- und Spannungswerte. Da die Leistung das Produkt aus Stromstärke und Spannung ist, ändert sich die Leistungsabgabe dementsprechend. Auf der I-U-Kennlinie gibt es stets einen Punkt, an

⁸ Solargis 2020.

dem die Leistung ihren maximalen Wert erreicht. Dieser Punkt wird Maximum Power Point (MPP) genannt.⁹

In Abbildung 2-2 ist eine I-U-Kennlinie dargestellt. Auf der y-Achse ist der Strom I und auf der x-Achse ist die Spannung U eines Solarmoduls aufgetragen. Der rote Graph stellt den Verlauf der Leistung dar, welche das Solarmodul bereitstellen kann, wenn es mit unterschiedlichen Spannungen betrieben wird. Auf dem Graphen ist zudem der Kurzschlussstrom I_K eingetragen, der sich an dem Schnittpunkt der Kurve mit der y-Achse befindet. Außerdem ist die Leerlaufspannung U_L am Schnittpunkt der Kurve mit der x-Achse eingetragen. Der MPP befindet sich am Maximum der Leistungskurve und definiert so die Werte für die Nennspannung U_N und den Nennstrom I_N .

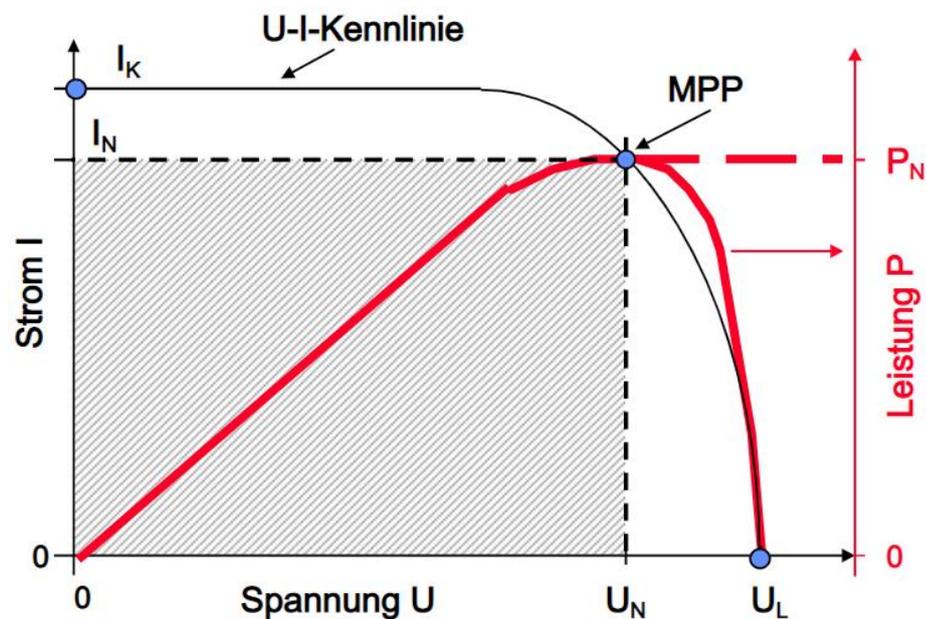


Abbildung 2-2 I-U-Kennlinie¹⁰

2.3 Wechselrichter

Die Wechselrichter in einer photovoltaischen Anlage erfüllen mehrere Aufgaben gleichzeitig. Die wohl relevanteste ist die Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in einen Wechselstrom, welcher synchron zur Netzfrequenz in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Zudem übernimmt der Wechselrichter das MPP-Tracking, die Bereitstellung von aktuellen Zustandsdaten der Anlage (Leistung, Strom, Spannung, Fehlercodes) über eine

⁹ Photovoltaik.org 2020.

¹⁰ Bretz 2017.

externe Datenschnittstelle und die Überwachung des Netzes auf Spannung, Frequenz und Netzimpedanz.¹¹

Klassische Wechselrichter verwenden Thyristoren als Schaltelemente, welche nicht abschaltbar sind und sich nur bei einem Nulldurchgang der Wechselspannung sperren lassen. Sie können pro Periode lediglich einmal ein- und ausgeschaltet werden, was zu einem rechteckigen Stromverlauf führt. Diese Wechselrichter sind netzgeführt und haben einen hohen Anteil an Oberschwingungen, da der Strom zur besseren elektromagnetischen Verträglichkeit mit vielen Filtern geglättet werden muss. Im Gegensatz dazu stehen selbstgeführte Wechselrichter, welche mit abschaltbaren Schaltelementen wie beispielsweise Insulated Gate Bipolar Transistoren (IGBTs) ausgestattet sind. Aufgrund der schnellen Ein- und Ausschaltzeiten von zum Beispiel 20 kHz ermöglichen sie einen beinahe sinusförmigen Stromverlauf und weisen im Vergleich zu netzgeführten Wechselrichtern geringere Oberschwingungen auf.¹²

Die Ausführung eines Wechselrichters ist sowohl mit als auch ohne Transformator möglich. Zu Beginn der Energiewende wurde ausnahmslos die Variante mit Transformator gebaut. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Solarmodule nur für Schutzkleinspannungen (<120 V) ausgelegt wurden. Außerdem konnte dadurch die niedrige Generatorspannung leicht auf die hohe Netzspannung transformiert werden. Zudem war aus Personenschutzgründen die galvanische Trennung der Generatoren und des Netzes gewünscht. Abseits der erwähnten Vorteile eines Transformators in einem Wechselrichter haben diese auch viele Nachteile. Sie sind schwer, groß, teuer und verursachen zusätzliche elektrische Verluste. Aus diesen Gründen wird heutzutage weitestgehend auf Wechselrichter mit Transformatoren verzichtet. Bei transformatorlosen Wechselrichtern ist jedoch zu beachten, dass allstromsensitive Fehlerstromüberwachung auf der Gleichstrom- / Direct-current-Seite (DC) und auf der Wechselstrom- / Alternating-current-Seite (AC) vorgeschrieben ist. Diese sollen Fehlerströme ab 30 mA erkennen und darauf reagieren. Die Anforderungen an so eine Fehlerstromüberwachung sind höher als bei einer normalen, da bereits im Normalbetrieb einer großen PV-Anlage kapazitive Ableitströme gegen Erde entstehen können, die größer als 30 mA sind.¹³

¹¹ Mertens 2018, S. 203.

¹² Mertens 2018, S. 203–204.

¹³ Mertens 2018, S. 204–206.

Um den aus dem Generator kommenden Gleichstrom in passenden Wechselstrom für das Netz umzuwandeln, wird bei einer dreiphasigen Einspeisung oft eine Brückenschaltung aus sechs Halbleiterschaltern verwendet. Die sechs Halbleiterschalter werden stets paarweise geschaltet, sodass sich drei um 120° verschobene sinusförmige Spannungen ergeben.¹⁴

In Abbildung 2-3 ist der schematische Aufbau eines Wechselrichters, ohne die Erdschlussüberwachung und die Fehlerstrom-Messung, dargestellt. Der Hochsetzsteller wird hierbei vom MPP-Tracker angesteuert und stellt so kontinuierlich den optimalen Betriebspunkt ein. Konkret wird dabei der Metall-Oxid-Halbleiter-Feldeffekttransistor (MOSFET) mit einer variablen Frequenz ein und ausgeschaltet, wodurch sich die Spannung auf den MPP des angeschlossenen Stranges einstellt. Die B6 Brückenschaltung ist der eigentliche Wechselrichter, denn diese wandelt den Gleichstrom durch paarweises Schalten der MOSFETs in Wechselstrom um. In den nachgelagerten Filtern wird der erzeugte Wechselstrom geglättet und gefiltert.

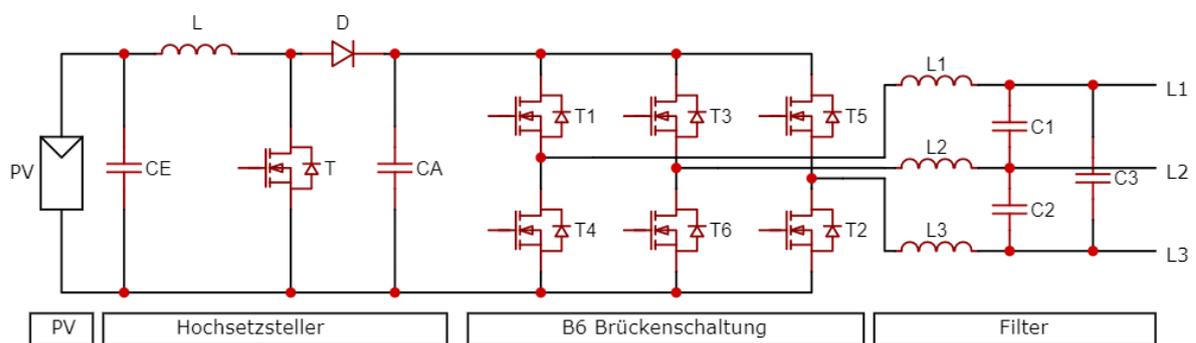


Abbildung 2-3 Schematischer Aufbau eines Wechselrichters (eigene Darstellung)

2.4 MPP-Tracker

In jedem Wechselrichter befinden sich ein oder mehrere MPP-Tracker, mit denen dauerhaft versucht wird, die angeschlossenen Photovoltaikmodule im MPP zu betreiben. Dafür steuern die MPP-Tracker einen Gleichspannungswandler mit einem pulsweitenmodulierten Signal an, welches durch das Tastverhältnis beeinflusst werden kann. Je nach Tastverhältnis kann der Gleichspannungswandler die Spannung des angeschlossenen PV-Stranges variabel verändern. Durch die Variabilität ist es möglich, dass unabhängig von Einstrahlung und Temperatur die angeschlossenen Module im MPP betrieben werden können.¹⁵ Das grundlegende Prinzip eines

¹⁴ Quaschnig 2015, S. 239–243.

¹⁵ Quaschnig 2015, S. 226–228.

MPP-Trackers ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Hinter dem Gleichspannungswandler wird eine Leistungsmessung durch den MPP-Tracker durchgeführt. Dieser bestimmt mithilfe verschiedener Verfahren das Tastverhältnis a , welches den Gleichspannungswandler steuert.

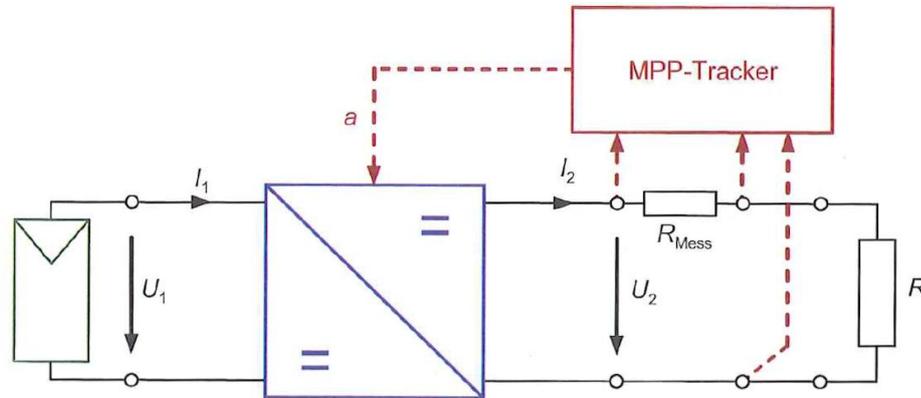


Abbildung 2-4 Grundlegende Funktionsweise eines MPP-Trackers¹⁶

Für die Bestimmung des MPP werden beispielsweise das Nulldurchgangsverfahren oder das Suchschwingverfahren eingesetzt. Bei dem Nulldurchgangsverfahren werden die Strom- und Spannungswerte am Generator gemessen. Anschließend werden beide Werte miteinander multipliziert und nach der Spannung differenziert. Je nachdem, ob die Ableitung positiv oder negativ ist, muss die Generatorspannung erhöht oder verringert werden.¹⁷ Bei dem Suchschwingverfahren hingegen startet der Tracker im Leerlaufpunkt der I-U-Kennlinie und setzt die Spannung in kleinen Schritten herunter (siehe Abbildung 2-5). Mit jedem Schritt wird die Leistung des PV-Stranges gemessen. Wenn die Leistung sich vergrößert, wird die Spannung weiter verringert. Wird die Leistung jedoch kleiner, erhöht der Tracker die Spannung erneut. Die Spannung pendelt prinzipiell immer in kleinen Schritten um den optimalen Betriebspunkt herum.¹⁸

¹⁶ Mertens 2018, S. 199.

¹⁷ Quaschnig 2015, S. 226–228.

¹⁸ Mertens 2018, S. 199–200.

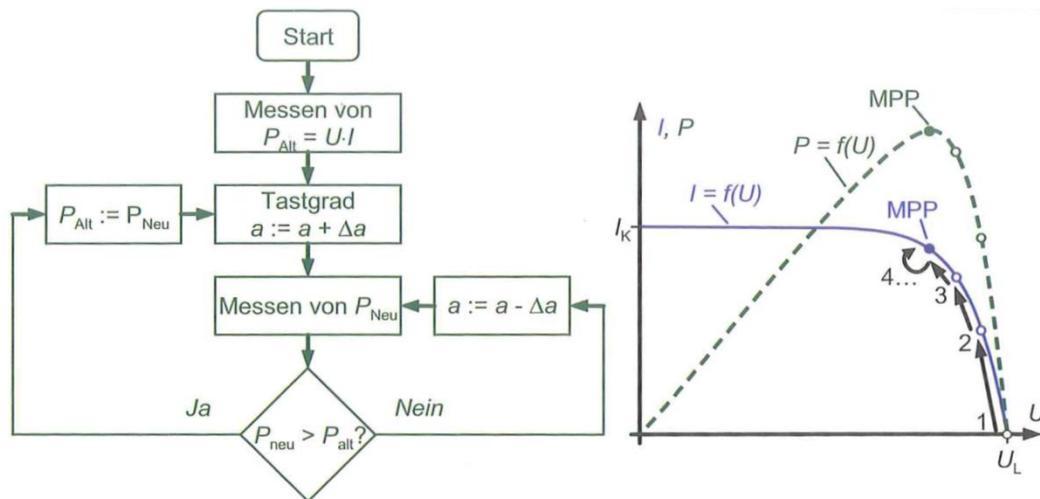


Abbildung 2-5 Suchschwingverfahren¹⁹

2.5 Netzgekoppelte Freiflächsolarparks

Um die Strahlungsenergie der Sonne direkt in elektrische Energie umwandeln zu können, werden großflächige netzgekoppelte Solarkraftwerke auf Freiflächen gebaut. Diese Kraftwerke werden oft auch als Solarparks bezeichnet und wandeln mithilfe von Photovoltaikmodulen und Wechselrichtern die Sonneneinstrahlung in elektrische Energie um, welche in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Neben den netzgekoppelten Solarparks, die ausschließlich für die Stromeinspeisung in das öffentliche Stromnetz gedacht sind, gibt es auch Inselanlagen, welche in Verbindung mit Speichern netzferne Bereiche versorgen. Für den elektrischen Aufbau eines Solarparks gibt es im Wesentlichen zwei Möglichkeiten, die derzeit am häufigsten verwendet werden. Es kann entweder eine zentrale Struktur mit Zentralwechselrichtern oder eine dezentrale mit Strangwechselrichtern verwendet werden.²⁰

In den Solarparks werden die Photovoltaikmodule zu sogenannten Strängen in Reihe zusammengeschlossen. Bei einem zentral ausgerichteten Aufbau werden mehrere PV-Stränge parallel an einen leistungsstarken Wechselrichter angeschlossen. Der schematische Aufbau eines Zentral-Wechselrichter Konzeptes ist in Abbildung 2-6 dargestellt.

¹⁹ Mertens 2018, S. 200.

²⁰ Mertens 2018, S. 201–203.

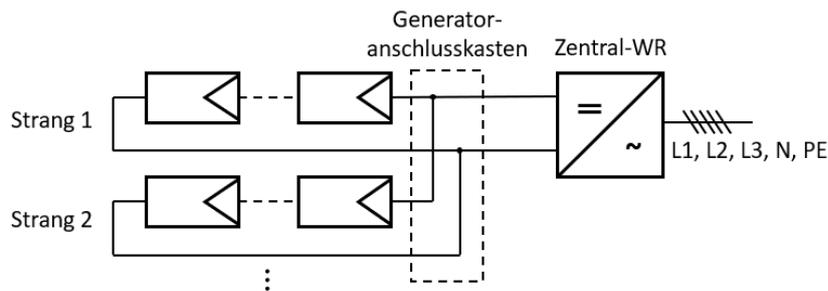


Abbildung 2-6 Schematischer Aufbau eines Solarparks mit Zentralwechselrichtern (eigene Darstellung)

Da PV-Module je nach Temperatur, Einstrahlung und Verschattung unterschiedlich viel Leistung generieren, führt dies unweigerlich zu sogenannten Mismatch-Verlusten.²¹ Werden Solarmodule in Strängen zusammen in Reihe geschaltet, kann jedes Modul nur so viel Leistung erbringen wie das schwächste Modul in dem ganzen Strang.²² Da bei einer zentralen Struktur viele Stränge an nur einem Wechselrichter angeschlossen sind, werden einige Stränge durch das MPP-Tracking in ihrer Leistung begrenzt. Um dies zu verhindern, werden Strang-Wechselrichter eingesetzt, dessen schematischer Aufbau in Abbildung 2-7 dargestellt ist. Diese können das MPP-Tracking für einzelne oder mehrere Stränge ausführen. Die Mismatch-Verluste können durch die Reduzierung der parallel angeschlossenen Stränge verringert werden. Dem gegenüber stehen jedoch höhere Materialkosten, da viele kleine effiziente Wechselrichter teurer sind als ein großer mit demselben Wirkungsgrad.²³

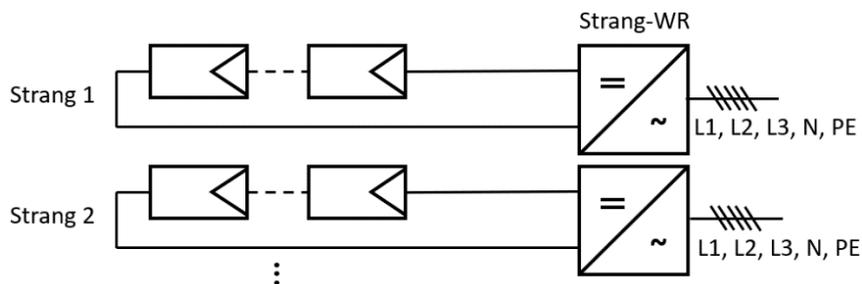


Abbildung 2-7 Schematischer Aufbau eines Solarparks mit Strangwechselrichtern (eigene Darstellung)

2.6 Wechselrichter Wirkungsgrad

Bei der Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom entstehen immer Verluste, welche in Form von Wärme an die Umwelt abgegeben werden. Die Verluste, beziehungsweise die Effizienz eines Wechselrichters, werden mithilfe des Wirkungsgrades angegeben. Der Wirkungsgrad ist dabei nicht statisch und verändert sich je nach Auslastung. Da die Auslastung

²¹ Energie Experten 2018.

²² Märtel 2016.

²³ Energie Experten 2018.

eines Wechselrichters von der Einstrahlung beeinflusst wird, ist der Wirkungsgrad standortabhängig. Der maximale Wirkungsgrad kann Werte bis über 99 % erreichen. Jedoch stellt sich dieser nur in einem bestimmten Lastbereich ein, beispielsweise bei 20 % Auslastung. In den restlichen Lastbereichen kann der Wirkungsgrad deutlich niedriger sein (siehe Abbildung 2-8). Damit die geografischen Unterschiede in der Bestrahlung in Bezug auf den erwarteten Ertrag besser bewertet werden können, wurden neben dem maximalen Wirkungsgrad der europäische und der kalifornische Wirkungsgrad eingeführt.

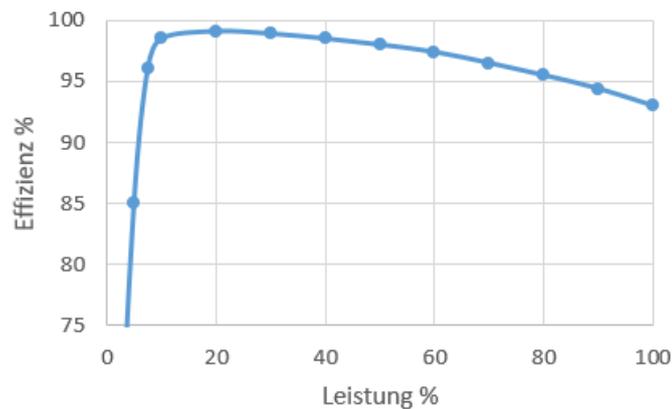


Abbildung 2-8 Beispielhafter Verlauf einer Wirkungsgradkurve (eigene Darstellung)

Der europäische Wirkungsgrad soll die Abschätzung des Ertrages eines Wechselrichters in Mitteleuropa erleichtern. Die Bestrahlungsstärke wird daher in sechs Teillastbereiche aufgeteilt, die anhand ihrer durchschnittlichen Häufigkeit gewichtet werden. Die Verteilung der Häufigkeiten ist in Tabelle 2-1 aufgetragen. Es ist beispielsweise zu erkennen, dass Wechselrichter in mitteleuropäischen Strahlungsverhältnissen nur zu einem Fünftel der Zeit 100 % ihrer Nennleistung erzeugen. Prinzipiell ist der kalifornische Wirkungsgrad gleich aufgebaut, allerdings ist er für sonnenreichere Regionen, wie zum Beispiel Südeuropa oder Kalifornien, besser geeignet. Die Häufigkeitsverteilung der Teillastbereiche weicht im Vergleich zu der des europäischen Wirkungsgrades ab.²⁴

Tabelle 2-1 Europäischer Wirkungsgrad - Häufigkeitsverteilung der Teillastbereiche

Teillastbereich	5 %	10 %	20 %	30 %	50 %	100 %
Häufigkeit	3 %	6 %	13 %	10 %	48 %	20 %

²⁴ Martin 2011.

2.7 Anlagenzertifikat & Konformitätserklärung

Jede Erzeugungsanlage mit einer Einspeiseleistung ab 135 Kilowatt peak (kWp) muss vor der Inbetriebnahme die Erfüllung der gültigen Netzanschlussregeln in einem Anlagenzertifikat nachweisen. Das Anlagenzertifikat Typ A zertifiziert dabei Erzeugungsanlagen, die nach dem 27.04.2019 genehmigt wurden und mindestens eine Nennleistung von 950 kWp besitzen. Die Basis des Zertifikates ist die Richtlinie VDE-AR-N 4110 (Mittelspannung).²⁵

Nachdem die Erzeugungsanlage in Betrieb genommen wurde, erfolgt die Erstellung der Konformitätserklärung. Die Konformitätserklärung bestätigt die richtlinienkonforme Erfüllung der gültigen Netzanschlussbedingungen aus dem Anlagenzertifikat. Die Erklärung konzentriert sich dabei auf die Wirk- und Blindleistungsregelung des Solarparks, welche durch den Netzbetreiber per Fernwirktechnik gesteuert wird. Ebenso ist die korrekte Einstellung sämtlicher Schutzeinrichtungen auf Mittel- und Niederspannungsebene von entscheidender Bedeutung. Erst durch das Anlagenzertifikat mit dazugehöriger Konformitätserklärung ist ein Nachweis für den sicheren Betrieb des Solarparks am Netz erbracht und damit einhergehend eine dauerhafte Vergütung durch den Netzbetreiber oder Direktvermarkter sichergestellt.²⁶

2.8 PVsyst Simulationstool

PVsyst ist eine leistungsfähige Simulationssoftware für PV-Anlagen, welche von der Firma PVsyst SA lizenziert und entwickelt wird. Die Entwicklung der PVsyst Simulation begann ursprünglich an der Universität Genf. Das Programm hat eine Vielzahl an Konfigurationsparametern und wird von vielen Universitäten und Hochschulen zu Lehrzwecken eingesetzt sowie von vielen Projektentwicklern zur Entwicklung und Auslegung von PV-Anlagen. Es ist wichtig zu beachten, dass das Programm nur eine Simulation ist und kein detailgetreues Abbild der Wirklichkeit schaffen kann. Die Ergebnisse der Simulation müssen daher hinterfragt werden und mit vergleichbaren Rechnungen und Annahmen verglichen werden und auf Plausibilität überprüft werden. Zur Simulation einiger Anlagenteile für die Konzepterstellung eines Wechselrichter-Repowerings wird die kostenlose PVsyst Testversion 7.0.5 verwendet.²⁷

²⁵ NETZ-ING 2020a.

²⁶ NETZ-ING 2020b.

²⁷ PVsyst 2020.

3 Anlagenbeschreibung des Solarparks

3.1 Anlagenübersicht

Der zu untersuchende Freiflächensolarpark, dessen Inbetriebnahme nach EEG im April 2012 erfolgte, befindet sich in Nordbayern und besitzt eine Nennleistung von 7.090,51 kWp. Die Modulreihen des Parks sind mit 180° exakt nach Süden ausgerichtet und betragen eine Tischneigung von 25°.

Der Park ist räumlich in vier Felder unterteilt. In jedem der Felder stehen ein bis zwei Transformatorstationen, welche die 400 V Wechselspannung der Strangwechselrichter auf 20 Kilovolt (kV) herauftransformieren und in das Netz einspeisen. Die Stations- und Feldzuteilung ist in Abbildung 3-1 zu erkennen. Die räumliche Abtrennung der vier PV-Felder zu anderen privaten und öffentlichen Grundstücken ist mithilfe eines Zaunes mit Übersteigschutz realisiert, welcher in Abbildung 3-1 blau dargestellt ist. Die Transformatorstationen eines jeden Teilbereiches sind mit gelben Zahlen nummeriert. Zudem sind die Modulbereiche, die ihre Leistung an die jeweilige Transformatorstation des Teilfeldes speisen, zur Veranschaulichung mit einem gelben Rand versehen.

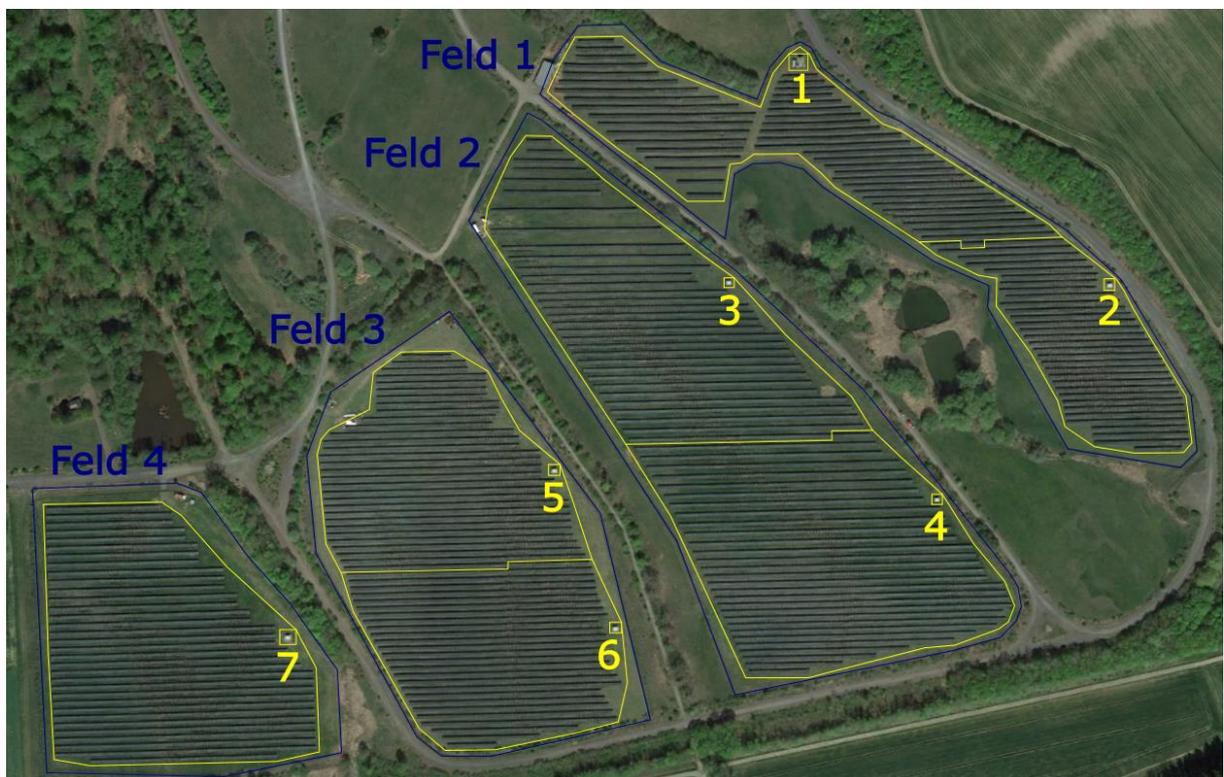


Abbildung 3-1 Anlagenübersicht mit Stations- und Feldnummerierung (Quelle: Google Earth, modifiziert)

In jedem einzelnen der sieben Teilbereiche sind jeweils die gleichen Wechselrichter- und Modultypen verbaut. Die Anzahl und Art der Komponenten variieren jedoch unter den vier Feldern. Die korrekte Zuordnung kann aus Tabelle 3-1 entnommen werden. Im ersten Feld sind ausschließlich PVM13 Wechselrichter und FS-382 Module verbaut. Im zweiten und dritten Feld befinden sich dahingegen PVM17 Wechselrichter und FS-377 Module. In dem vierten Feld sind PVM20 Wechselrichter und FS-377 Module verbaut. Die Module und Wechselrichter werden in den Kapiteln 3.2 und 3.3 näher beschrieben.

Tabelle 3-1 Anlagenübersicht - Stationszuordnung

Feld	Station	Transformator [kVA]	WR- Typ	WR- Anzahl	DC Nennleistung [kWp]	AC Nennleistung [kW]
1	1	800	PVM13	65	900,9	806,0
	2	630	PVM13	50	693,0	620,0
2	3	1.000	PVM17	59	1.024,2	973,5
	4	1.250	PVM17	74	1.284,6	1.221,0
3	5	1.000	PVM17	58	1.006,9	957,0
	6	1.000	PVM17	57	989,5	940,5
4	7	1.250	PVM20	61	1.191,3	1.171,2
	Summe	6.930	-	424	7.090,51	6.689,2

Die sieben Transformatoren speisen zunächst in das parkinterne 20 kV Mittelspannungsnetz ein, welches strahlenförmig in zwei Richtungen von Station 1 ausgeht (siehe Abbildung 3-2). Einer der strahlenförmigen Abgänge ist einzig mit der zweiten Station belegt, während an dem zweiten Strahl die Stationen 3, 4, 5, 6 und 7 angeschlossen sind. Der Anschluss an das öffentliche Stromnetz erfolgt in einem ungefähr 3,5 km entfernten Umspannwerk, welches per Mittelspannungskabel mit der ersten Station des Parks verbunden ist.



Abbildung 3-2 parkinterner Verlauf der Mittelspannungstrasse (Quelle: Google Earth, modifiziert)

3.2 Photovoltaikmodule

Bei den verbauten Photovoltaikmodulen handelt es sich um Dünnschicht Module der Firma First Solar. Es sind insgesamt 90.244 Module der Produktserie FS Series 3 verbaut. 70.924 von diesen Modulen sind FS-377 Module mit einer Nennleistung von jeweils 77,5 Wp. Die restlichen 19.320 Module sind FS-382 Module mit einer Nennleistung von 82,5 Wp pro Modul. Beide Modultypen haben dieselben Maße und dasselbe Gewicht. Sie unterscheiden sich lediglich in ihren elektrischen Eigenschaften. Die elektrischen Spezifikationen beider Modultypen sind in Tabelle 3-2 aufgetragen und stammen aus dem Datenblatt des Herstellers. Das Datenblatt befindet sich im Anhang 1 beiliegend zu der Arbeit.

Tabelle 3-2 elektrische Spezifikationen der verbauten FS-3 Module

Modul	FS-377	FS-382
P_{MPP}	77,5 Wp	82,5 Wp
U_{MPP}	48,3 V	48,3 V
I_{MPP}	1,61 A	1,71 A
U_{Oc}	60,7 V	60,8 V
I_{sc}	1,84 A	1,94 A

Modul	FS-377	FS-382
U_{MAX}	1000 V	
$T_K(P_{MPP})$	-0,25 % / °C	
$T_K(U_{OC, high temp})$	-0,27 % / °C	
$T_K(U_{OC, low temp})$	-0,20 % / °C	
$T_K(I_{sc})$	+0,04 % / °C	

Die Spannungen beider Module unterscheiden sich lediglich bei der Leerlaufspannung U_{OC} um 0,1 V. Die Spannungen im MPP sind identisch. Der Strom im MPP I_{MPP} und der Kurzschlussstrom I_{SC} sind jeweils beide bei dem FS-382 Modul um 0,1 A größer als bei dem FS-377. Die maximal auftretende Leerlaufspannung bei -15 °C beträgt 65,7 V und lässt sich anhand der Formel (3.1) berechnen.

$$U_{OC,-15^{\circ}C} = U_{OC} * \left(1 + T_{K,U_{OC} low temp} * (\theta - \theta_{25})\right) \quad (3.1)$$

$$U_{OC,-15^{\circ}C} = 60,8 V * \left(1 - 0,002 \frac{1}{^{\circ}C} * (-15^{\circ}C - 25^{\circ}C)\right)$$

$$U_{OC,-15^{\circ}C} \approx 65,7 V$$

3.3 Wechselrichter

Bei den verwendeten Wechselrichtern handelt es sich um Siemens SINVERT PVM Solar-Strangwechselrichter, welche in drei verschiedenen Leistungsklassen im Park verbaut sind. Der auf die Leistung bezogene kleinste Wechselrichter ist der PVM13 mit einer AC-seitigen Nennleistung von 12,4 kW. Im mittleren Leistungsbereich befindet sich der PVM17 mit einer Nennleistung von 16,5 kW. Der leistungsstärkste Wechselrichter ist mit 19,2 kW Nennleistung der PVM20. Die drei Typen unterscheiden sich nicht nur in ihrer Nennleistung, sondern auch in ihren elektrischen Eigenschaften. Hervorzuheben ist hier der maximale Strom auf der DC-Seite, da er sich mit 30 A bei dem PVM13, 37 A bei dem PVM17 und mit 41 A bei dem PVM20 signifikant unterscheidet. Die Maße und das Gewicht mit 40 kg, beziehungsweise 41 kg, sind bei allen Typen gleich. Zudem erfolgt die Einspeisung bei allen Modellen in ein 400 V Drehstrom Netz, wobei eine minimale Einspeiseleistung von 60 W erreicht werden muss. Der Stand-by-Verbrauch der Geräte liegt bei 0,5 W und stellt damit die Leistungsaufnahme der

Wechselrichter in dem Moment, in dem keine Leistung produziert wird, dar. Eine Bereitstellung von Blindleistung ist von einem $\cos(\varphi)$ 0,9 induktiv bis 0,9 kapazitiv möglich. Das $\cos(\varphi)$ gibt dabei das Verhältnis der Wirkleistung zur Scheinleistung an. Die wichtigsten elektrischen Eigenschaften sind noch einmal zusammen mit der Anzahl der im Park verbauten Wechselrichter in Tabelle 3-3 aufgeführt.

Alle drei Wechselrichter besitzen lediglich einen MPP-Tracker, welcher allerdings zwei PV-Eingänge besitzt. Jeder Eingang setzt sich aus einem negativen und einem positiven Gleichstromeingang zusammen, womit an jeden Wechselrichter zwei PV-Stränge angeschlossen werden können. Die Anschlussbuchsen sind kompatibel mit MC4 Steckern, welche das Verbindungsglied zwischen den PV-Strängen und dem Wechselrichter darstellen. Die Angaben zu den PVM13/17/20 stammen aus dem herstellerseitigen Datenblatt, welches als Anhang 2 beigefügt ist.

Tabelle 3-3 Kenndaten der Siemens SINVERT PVM Strangwechselrichter

	Bezeichnung	PVM13	PVM17	PVM20
DC	U_{MPP,min}	420 V	460 V	480 V
	U_{MPP,max}	850 V		
	U_{DC,max}	1.000 V		
	I_{DC,max}	30 A	37 A	41 A
AC	P_{Nenn}	12,4 kW	16,5 kW	19,2 kW
	I_{max}	18 A	29 A	29 A
	Netzanschluss	3AC 400 V; 50 / 60 Hz		
	cos(φ)	0,9 i bis 0,9 c		
	max. Wirkungsgrad	98,0 %	98,2 %	98,2 %
	EU-Wirkungsgrad	97,5 %	97,8 %	97,8 %
	Einspeisung ab	60 W		
	Eigenverbrauch	< 0,5 W		
	Anzahl im Park verbaut	115	248	61

3.4 Aufbau

Die Unterkonstruktion (UK) ist das Gestell, auf dem die Photovoltaikmodule in waagerechter Position montiert werden. Die Unterkonstruktion ist modular aufgebaut und besteht aus

mehreren Segmenten, die miteinander verbunden lange Reihen ergeben, welche umgangssprachlich als Tische bezeichnet werden. Auf jedem Segment der Unterkonstruktion können vier Module übereinander und zwei nebeneinander befestigt werden. Eine skizzenhafte Darstellung eines dieser Unterkonstruktionssegmente ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

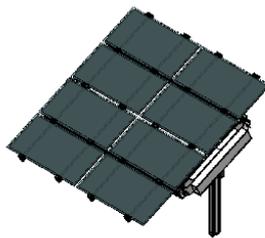


Abbildung 3-3 modulares Segment der Unterkonstruktion (Quelle: Anlagendokumentation)

An einigen der Reihenden befinden sich zwischen vier und sechs Wechselrichter mit jeweils einem DC- und AC-Koppelkasten (DC-KK / AC-KK). Die Gruppierung der Koppelkästen und der Wechselrichter wird im Folgenden auch weiter als Wechselrichter-Bank bezeichnet (siehe Abbildung 3-4). Die Koppelkästen einer Wechselrichter-Bank übernehmen die Aufgaben der Absicherung und des Zusammenführens der ankommenden DC- und AC-Leitungen.



Abbildung 3-4 Beispielhafte Aufnahme einer WR-Bank (Quelle: Anlagendokumentation)

Die Anzahl der Wechselrichter pro Bank und deren Häufigkeit ist in Tabelle 3-4 aufgeführt. Die Leistungs- sowie die Stromwerte sind hierbei besonders zu beachten, da diese maßgeblich die Auswahl eines Austauschgerätes beeinflussen, wenn mehrere PVM13/17/20 Geräte durch einen leistungsstärkeren Wechselrichter ausgetauscht werden sollen.

Tabelle 3-4 Wechselrichter-Bänke Übersicht

WR-Typ	WR-Anzahl	Häufigkeit	P _{DC}	I _{MPP}	I _{sc}
PVM13	4	2	55,44 kWp	82,1 A	93,1 A
PVM13	5	7	69,30 kWp	102,6 A	116,4 A
PVM13	6	12	83,16 kWp	123,1 A	139,7 A
PVM17	4	3	69,44 kWp	103,0 A	117,8 A
PVM17	5	4	86,80 kWp	128,8 A	147,2 A
PVM17	6	36	104,16 kWp	154,6 A	176,6 A
PVM20	4	1	78,12 kWp	115,9 A	132,5 A
PVM20	5	3	97,65 kWp	144,9 A	165,6 A
PVM20	6	7	117,18 kWp	173,9 A	198,7 A
Solarpark:	424	75	7.090,51 kWp	-	-

3.5 Verschaltung

Die Photovoltaikmodule des Solarparks sind, unabhängig von Modul- und Wechselrichtertyp, zu Strängen aus jeweils 14 Modulen als Reihenschaltung zusammengeschlossen. Ein Strang mit den FS-377 Modulen erreicht damit eine Nennleistung von 1.085 Wp, während die Nennleistung eines Stranges mit FS-382 Modulen 1.155 Wp beträgt. Die Spannung im MPP beträgt bei beiden Strängen 676,2 V. Lediglich die Leerlaufspannungen unterscheiden sich geringfügig mit 849,8 V für einen Strang mit FS-377 Modulen und 851,2 V für einen Strang mit FS-382 Modulen. Im Gegensatz zu den Spannungen sind die Stromwerte für den MPP und den Kurzschlussfall identisch zu denen der Einzelmodulwerte. Die Strangwerte sind in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-5 Spannungs- und Stromwerte, der Solarpark vorkommenden Stränge

Modultyp	Module in Reihe	P _{MPP}	U _{MPP}	I _{MPP}	U _{oc}	I _{sc}
FS-377	14	1.085 Wp	676,2 V	1,61 A	849,8 V	1,84 A
FS-382	14	1.155 Wp	676,2 V	1,71 A	851,2 V	1,94 A

Die Einzelstränge werden im PV-Feld zu Super-Strängen zusammengeführt, welche aus jeweils zwei oder acht Einzelsträngen bestehen. Die Super-Stränge führen anschließend zu den jeweiligen WR-Bänken, bei welchen sie an den dazugehörigen DC-Koppelkasten angeschlossen sind. In den DC-Koppelkästen sind Sicherungsautomaten eingebaut, die jeden ankommenden Super-Strang einzeln absichern, wobei ein Super-Strang aus zwei Strängen mit einem maximalen Strom von 5 A und die Super-Stränge aus acht Strängen mit einem maximalen Strom von 20 A abgesichert sind. Die Strom- und Spannungswerte sowie die Sicherungsgrößen der Super-Stränge sind in Tabelle 3-6 aufgelistet.

Tabelle 3-6 Zusammensetzung und Absicherung der Super-Stränge

Sammelstrang Modultyp	Anzahl Einzelstränge	Absicherung im DC-KK	P_{MPP} [kWp]	U_{MPP} [V]	I_{MPP} [A]	U_{oc} [V]	I_{sc} [A]
FS-377	2	5 A	2,17	676,2	3,22	849,8	3,68
FS-377	8	20 A	8,68	676,2	12,88	849,8	14,72
FS-382	2	5 A	2,31	676,2	3,42	851,2	3,88
FS-382	8	20 A	9,24	676,2	13,68	851,2	15,52

Nach der Absicherung im DC-Koppelkasten sind die Super-Stränge, welche zu einem Wechselrichter führen, über eine Sammelschiene kurzgeschlossen. Von dieser Sammelschiene aus führen zwei DC-Kabel zu dem entsprechenden Wechselrichter, wobei jeder der drei PVM Wechselrichter eine unterschiedliche Zusammensetzung aus den Super-Strängen aufweist. An einem PVM13 Gerät sind über die zwei von der Sammelschiene ausgehenden DC-Kabel ein Super-Strang mit acht Strängen und zwei Super-Stränge mit zwei Strängen angeschlossen. Bei dem PVM17 sind es zwei Achter, während es bei dem PVM20 zwei Achter und ein Zweier sind. Die Verschaltungen der Super-Stränge, sowie die daraus resultierenden Strom- und Spannungswerte, sind für jeden Wechselrichtertyp in Tabelle 3-7 dargestellt.

Tabelle 3-7 Anschlussverschaltung und -leistung pro Wechselrichter

	PVM13	PVM17	PVM20
Angeschlossener Modultyp	FS-382	FS-377	FS-377
Anzahl Stränge	12	16	18
Absicherung der Super-Stränge pro WR im KK	20 A (8 Stränge) 5 A (2 Stränge) 5 A (2 Stränge)	20 A (8 Stränge) 20 A (8 Stränge)	20 A (8 Stränge) 20 A (8 Stränge) 5 A (2 Stränge)
P_{DC}	13,86 kWp	17,36 kWp	19,53 kWp
U_{mpp}	676,2 V	676,2 V	676,2 V
I_{mpp}	20,52 A	25,76 A	28,98 A
U_{oc}	851,2 V	849,8 V	849,8 V
I_{sc}	23,28 A	29,44 A	33,12 A
U_{OC,-20°C}	919,3 V	917,8 V	917,8 V

Jeder Wechselrichter ist mit dem zur WR-Bank dazugehörigen AC-Koppelkasten per fünfadrigen Wechselstromkabel verbunden. Im AC-Koppelkasten ist jedes ankommende Kabel eines Wechselrichters, unabhängig vom Typ des Wechselrichters, durch einen Sicherungsautomaten mit einem maximalen Strom von 40 A abgesichert. Darauf folgend werden die AC-Kabel zu einem Kabel zusammengeführt und stellen die Verbindung zwischen AC-Koppelkasten und Transformator her.

Zur besseren Visualisierung ist in Abbildung 3-5 die schematische Darstellung der Verschaltung eines PVM20 Wechselrichters zu sehen. Es ist zu beachten, dass die gezeigte Verschaltung pro WR-Bank vier bis sechs Mal auftritt, wobei sich jedoch die Anzahl der angeschlossenen Stränge für jeden Wechselrichtertyp entsprechend der Zuteilung aus Tabelle 3-7 ändert.

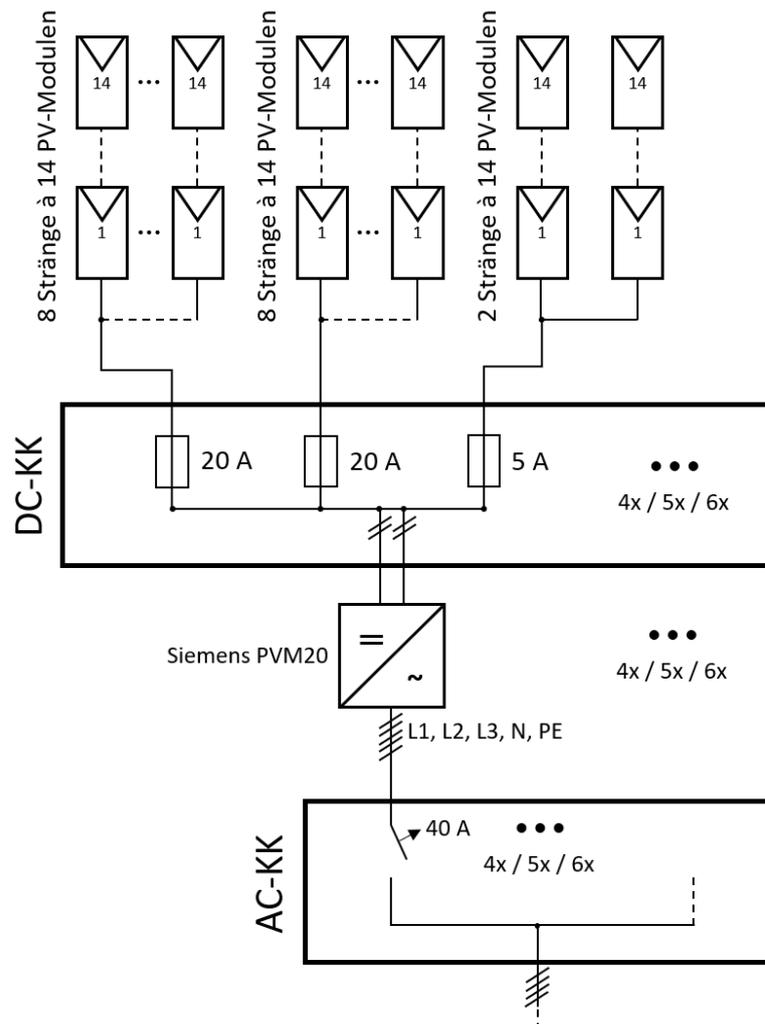


Abbildung 3-5 Schematische Darstellung der Verschaltung eines WR (eigene Darstellung)

3.6 Anlagenkommunikation

Die Kommunikation des Solarparks wurde im Jahr 2020 auf ein neues System umgestellt, da das alte System defekt war und die Parkregelung durch den Netzbetreiber nicht mehr funktionierte. Das neue Kommunikationssystem stammt von der Firma Gantner Instruments Environment Solutions GmbH und nutzt die im Park bestehenden Kabel. Als zentrale Kommunikationseinheit dient ein „Q.reader 602“ in der Station 1, welcher die Kommandos des Netzbetreibers über die serielle Schnittstelle RS485 erhält und an die Datenlogger der Trafostationen weiterleitet. Die Datenfernübertragung (DFÜ) zu den sieben Trafostationen geschieht per Lichtwellenleiter (LWL). Pro Trafostation sorgt eine „COM.bloxx 602“ für die Umsetzung der LWL Signale in ein RS-485 Signal, welches von den Wechselrichtern verarbeitet werden kann. Jeder Umsetzer hat zusammen mit der Erweiterung „COM.bloxx EX01“ vier RS-485 Schnittstellen, wobei jeder Anschluss über Busleitungen mehrere Wechselrichter miteinander verbindet. An jedem Umsetzer sind

zwischen 50 und 74 Wechselrichter angeschlossen. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

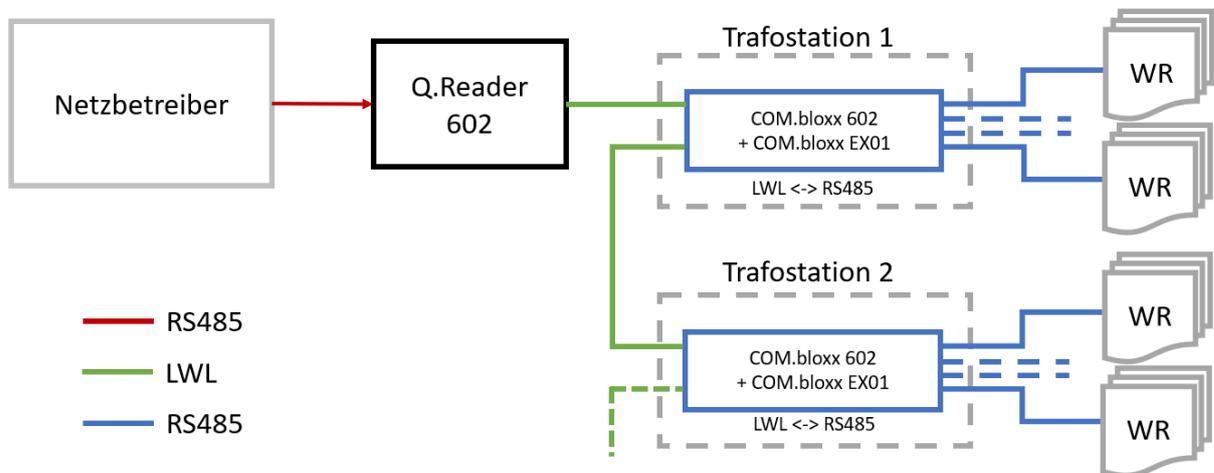


Abbildung 3-6 Schematischer Aufbau der Parkkommunikation (eigene Darstellung)

Die Gantner Kommunikationskomponenten senden die aktuellen Wechselrichterdaten regelmäßig in einem maschinenlesbaren Format (csv) an einen File Transfer Protocol (FTP)-Server. Das von der technischen Betriebsführung verwendete Monitoring Portal greift auf diesen FTP-Server zu und wertet die Daten aus, um sie anschließend visuell und tabellarisch darzustellen. Somit wird eine Überwachung durch einen Mitarbeiter ermöglicht sowie die automatische Alarmmeldung bei Ausfall eines oder mehrerer Wechselrichter.

3.7 Aktuelle Situation im Solarpark

Die im Park verbauten PVM Wechselrichter fallen überdurchschnittlich häufig aus und verursachen dadurch Ertragsverluste, Servicekosten und Reparaturkosten. Die Ausfallzeiten sowie die vermuteten Ursachen werden mithilfe der monatlichen Berichte des technischen Betriebsführers (TBF) im Zeitraum 2016 bis 2019 ermittelt. Die Ausfallgründe sind sehr verschieden und können nicht immer klar festgestellt werden. Häufig fallen die Wechselrichter, ohne dass eine Fehlermeldung oder Ursache festzustellen ist, aus. Dazu kommt, dass neben dem eigentlichen Defekt des Gerätes das Display zur Anzeige der Statusmeldungen ebenfalls häufig ausfällt. In den Fällen, in denen das Display funktioniert und einen Fehlercode anzeigt, wird oftmals der Fehler „PM Isolation LT“ festgestellt. Zur Behebung des Fehlers werden die betroffenen Wechselrichter häufig durch ein funktionierendes Gerät ausgetauscht.

Es ist wichtig zu beachten, dass ein Wechselrichter als ausgefallen gilt, wenn im Monitoring, welches der technische Betriebsführer zur Überwachung des Solarparks verwendet, keine produzierte Leistung oder eine große Abweichung zur durchschnittlichen spezifischen Leistung des Parks feststellbar ist. Die spezifische Leistung ist dabei die aktuell produzierte Leistung geteilt durch die Nennleistung des Wechselrichters (siehe Formel 3.2). So können alle Wechselrichter unabhängig von ihrer angeschlossenen Leistung miteinander verglichen werden.

$$P_{Spezif} = \frac{P}{P_{Nenn}} \quad (3.2)$$

Nach der Feststellung eines Ausfalls wird versucht, das defekte Gerät schnellstmöglich instand zu setzen. Dazu werden die Einsätze für die Reparatur so geplant, dass diese möglichst gesammelt mit anderen Reparaturen und Arbeiten auf der Anlage durchgeführt werden können. Bedingt durch diese Herangehensweise entstehen teilweise lange Ausfallzeiten einzelner Wechselrichter, da nur jede Woche oder jede zweite Woche Techniker vor Ort sind, um alle bis dahin angefallene Ausfälle instand zu setzen. So werden zwar Servicekosten eingespart, jedoch entstehen dadurch längere Stillstandszeiten, die zu Ertragsverlusten führen. In der Vergangenheit wurde dies jedoch vom technischen Betriebsführer im Einzelfall abgewogen, ob die eingesparten Kosten der Einsätze die Ertragsverluste übertreffen.

Eine Reparatur der defekten Wechselrichter vor Ort ist nicht immer möglich, wodurch ein Austausch des ausgefallenen Gerätes mit einem neuen unabdingbar ist. Dies verursacht zusätzliche Kosten, da die ausgebauten Geräte zu einer Partnerfirma des Herstellers geschickt werden müssen, damit diese repariert werden können. Ist eine Reparatur allerdings selbst durch den Service nicht möglich, muss ein baugleiches Ersatzgerät eingekauft werden.

Die Daten zu den Ausfällen der Wechselrichter sind aus den Berichten der technischen Betriebsführung 2016 bis 2019 in Tabelle 3-8 zusammengefasst. Pro Jahr fallen durchschnittlich 47 Wechselrichter aus, von welchen 26 (55 %) ausgetauscht und zur Reparatur eingeschickt werden müssen. Fünf (11 %) der 47 Ausfälle sind Kommunikationsausfälle, welche keinen Ertragsverlust realisieren. Die Ausfälle haben im Durchschnitt einen Ertragsverlust von ca. 75 MWh und damit ca. 16.000,- € pro Jahr verursacht.

Tabelle 3-8 Ausfallstatistik der Wechselrichter im Park

Jahr	Ausfälle	Kommunikationsausfälle	Ausgetauschte Wechselrichter	Ertragsverlust geschätzt [kWh]	Ertragsverlust geschätzt [€]
2016	71	2	25	145.716	32.153,00
2017	57	7	40	98.769	20.873,00
2018	35	3	20	23.690	5.211,60
2019	24	8	19	31.820	7.000,40
Gesamt	187	20	104	299.995	65.238,00
Mittelwert	47	5	26	74.999	16.310,00

Bei der Betrachtung der Ausfallstatistik in Tabelle 3-8 ist es wichtig zu beachten, dass es seit 2018 vermehrt zu großflächigen Kommunikationsausfällen gekommen ist, wodurch einige Ausfälle nicht erkannt wurden. Hinzu kommt, dass im Juli 2018 die Station 1 durch einen Brandschaden außer Betrieb genommen werden musste, woraufhin die Wechselrichter der Station nicht mehr überwacht wurden, da diese keine Leistung mehr einspeisen konnten. Im Februar 2019 wurde die Station 1, nach erfolgreicher Reparatur, wieder zugeschaltet. Allerdings ist die Kommunikation in vielen Anlagenteilen ausgefallen, weshalb sich der technische Betriebsführer mit der Parkgesellschaft auf ein Monitoring über die Zählerwerte geeinigt hat. Eine Überwachung einzelner Wechselrichter war dadurch nicht mehr gegeben. Die zuvor genannten Fakten sollten bei der weiteren Betrachtung der Ausfallzahlen beachtet werden.

4 Betrachtung möglicher Konzepte

4.1 Konzept 1: Fortlaufende Reparatur vorhandener Geräte

4.1.1 Konzeptidee

Die erste Konzeptidee beschäftigt sich mit dem Ansatz, die derzeitige Betriebsweise des Solarparks unverändert weiterzuführen. Es werden dementsprechend keine Wechselrichter neuester Technologie verbaut. Stattdessen werden die defekten Wechselrichter fortlaufend repariert und ausgetauscht. Die defekten Geräte, bei welchen die Reparatur nicht vor Ort möglich ist, werden demontiert und im Solarpark gesammelt, damit sie zwei bis drei Mal jährlich an den Hersteller-Service zur Reparatur geschickt werden können. Da nicht alle Wechselrichter repariert werden können, müssen neue oder gebrauchte baugleiche Geräte eingekauft werden. Diese werden im Solarpark vorgehalten, damit ein schneller Austausch bei einem Defekt gewährleistet ist. Außerdem finden die Einsätze zur Instandsetzung der defekten Geräte reaktiv auf Ausfallmeldungen statt oder werden mit regelmäßig wiederkehrenden Inspektionen vor Ort zusammen ausgeführt.

4.1.2 Folgen und Risiken

Durch die fortlaufende Reparatur der Wechselrichter entstehen weiterhin für den Betrieb notwendige Kosten. Bedingt durch die lediglich reaktiv stattfindenden Einsätze zur Instandsetzung der fehlerhaften Geräte, entstehen Servicekosten für die Anfahrt eines Technikers zum Solarpark und die anschließende Instandsetzung oder Auswechslung des Wechselrichters. Die ausgetauschten Geräte müssen im weiteren Verlauf an den Hersteller-Service geschickt werden, bei welchem sie instand gesetzt werden. Dies verursacht zusätzliche Versand- und Reparaturkosten. Im Falle der im Park verbauten Wechselrichter betragen die Reparaturkosten bei der Einsendung zu einem vom Hersteller ausgewiesenen Servicepartner 895 € exklusive 50 € Versandkosten pro Wechselrichter. Bei durchschnittlich 26 ausgetauschten Wechselrichtern pro Jahr (2016-2019) entstehen Kosten von bis zu 24.570 €, wenn für jedes eingeschickte Geräte die Versandkosten in Höhe von 50 € veranschlagt werden.

Es kann jedoch vorkommen, dass einige Wechselrichter nicht repariert werden können, sondern vollständig durch ein baugleiches neues oder gebrauchtes Gerät ersetzt werden müssen. Etwaige Austauschgeräte werden jedoch lediglich als generalüberholte Geräte

angeboten und kosten 1.200 € exklusive 50 € Versandkosten pro Stück. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Verfügbarkeit der Ersatzgeräte im Laufe der Zeit verringert, da die im Solarpark verbauten Wechselrichter nicht mehr als Neugeräte hergestellt werden. Ein weiterer Nachteil von generalüberholten Geräten ist, dass sie immer noch viele gebrauchte Komponenten beinhalten, welche das weitere Ausfallrisiko im Gegensatz zu Neugeräten steigert.

Da die Ausfälle unvorhergesehen auftreten, ist es nicht immer möglich einen Serviceeinsatz wenige Stunden nach einem Ausfall zu realisieren, wodurch ausfallbedingte Ertragsverluste entstehen. Zwischen den Jahren 2016 und 2019 sind durchschnittliche Ertragsausfälle in Höhe von ca. 75 MWh/a beziehungsweise ca. 16.000 €/a entstanden.

Durch die Weiterverwendung von Wechselrichtern alter Technologie ist es zudem nicht möglich, Mehrerträge durch eine Steigerung des Wirkungsgrades zu realisieren. Außerdem entsteht keine technische Verbesserung, die für einen möglichen Weiterbetrieb des Solarparks nach der EEG-Laufzeit vorteilhaft ist.

Bei einer fortlaufenden Reparatur, anstelle eines Repowerings, werden allerdings auch Kosten vermieden, welche bei einem Austausch der Wechselrichter entstanden wären. Es lässt sich beispielsweise vermeiden, dass ein neuer Wechselrichtertyp identifiziert, gekauft und verbaut werden muss, wodurch Engineering-, Material- und Baukosten vermieden werden.

4.1.3 Kurze wirtschaftliche Betrachtung

In Abbildung 4-1 sind die jährlichen Kosten für einen Weiterbetrieb des Solarparks, getrennt in Ertragsverlust und Instandhaltungskosten, dargestellt. Der betrachtete Zeitraum beginnt mit dem Jahr 2021 und endet im Jahr 2031. Es werden nur vollständige Jahre betrachtet, was die Kostenabschätzung vereinfacht. Der Betreiber der Anlage geht davon aus, dass die Ertragsverluste und Instandhaltungskosten in den nächsten fünf Jahren (2021-2025) um fünf Prozent jährlich steigen werden. In die Instandhaltungskosten ist zudem über den gesamten Zeitraum eine jährliche Inflationsrate von zwei Prozent mit einbezogen, was einer standardisierten Annahme des Betreibers entspricht.

Die Ertragsverluste summieren sich zu insgesamt 215.013 €, während die vollständigen Instandhaltungskosten 436.641 € betragen. Damit ergibt sich eine Gesamtsumme der

entstehenden Kosten, bei einer fortlaufenden Wechselrichter Reparatur im Zeitraum von 2021 bis 2031, von 651.655 €.

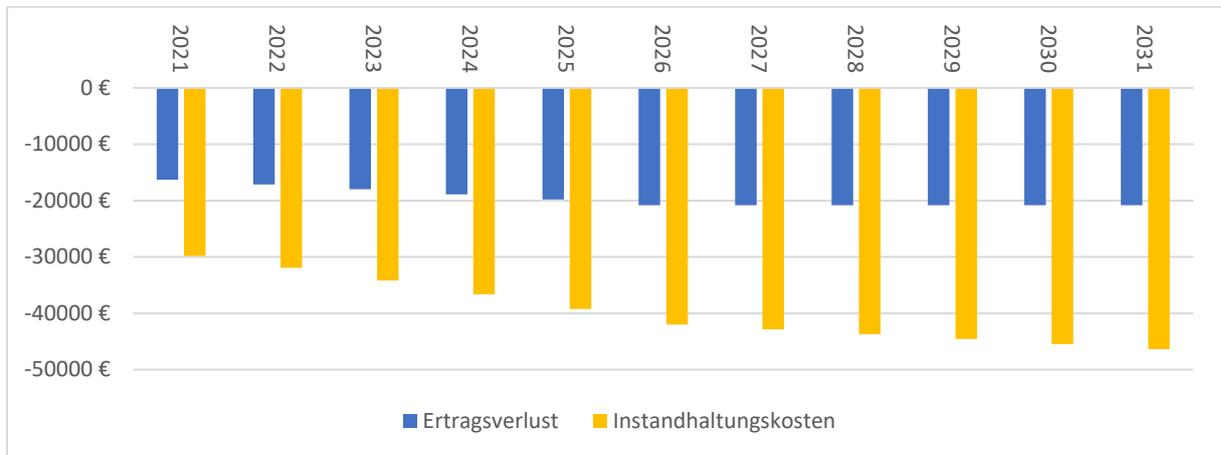


Abbildung 4-1 Entwicklung der jährlichen Kosten bei fortlaufender Reparatur (eigene Darstellung)

4.2 Konzept 2: 1:1 Ersatz durch technisch neuwertige Wechselrichter

4.2.1 Konzeptidee

Das zweite Konzept befasst sich mit dem Ansatz, einen sogenannten Eins-zu-eins-Austausch oder auch 1:1 Tausch durchzuführen. Bei diesem Austausch wird jeder Wechselrichter durch einen technisch neuwertigen ersetzt, ohne dabei die Gesamtmenge zu verändern. Es sollen also alle 424 derzeit im Park verbauten Wechselrichter demontiert werden und durch 424 Geräte neuester Technologie ersetzt werden. Die demontierten Wechselrichter werden entsorgt oder, wenn möglich, verkauft. Die Umbaumaßnahmen werden vollständig in einer einmaligen Maßnahme umgesetzt. Für den Eins-zu-eins-Austausch sollen möglichst elektrisch und mechanisch baugleiche Wechselrichter als Austauschgeräte verwendet werden, um Umbaumaßnahmen an den DC- und AC-Koppelkästen zu vermeiden. Dementsprechend wird weiterhin die gesamte PV-Leistung eines Wechselrichters über zwei PV-Stränge zugeführt. Damit die Auswahl der Wechselrichter bereits vor Überprüfung der elektrischen und mechanischen Eigenschaften eingegrenzt werden kann, werden vorwiegend nur Wechselrichter von Herstellern untersucht, die derzeit als marktüblich angesehen werden. Der Betreiber des Solarparks hat diesbezüglich bereits eine Vorauswahl der möglichen Hersteller getroffen, deren Produkte auf Kompatibilität untersucht werden sollen. Diese umfassen die Firmen SMA, REFUsoL, Huawei und Sungrow. Es bleibt zu beachten, dass bei einem Austausch der Erzeugungseinheiten (EZA) eine Erneuerung des Anlagenzertifikats mit dazugehöriger Konformitätserklärung notwendig wird.

4.2.2 Folgen und Risiken

Eine explizite Stärke des Eins-zu-eins-Tausches ist es, dass bei entsprechender Kompatibilität der Austauschgeräte die Umbaumaßnahmen in der elektrischen Verschaltung und an der Unterkonstruktion auf ein Minimum reduziert werden können. Dies ist jedoch keine unabänderliche Tatsache, sondern hängt eminent von den mechanischen und elektrischen Eigenschaften des potenziellen Austauschgerätes ab. Durch die Verwendung neuester Technologie soll zudem eine Effizienzsteigerung bewirkt werden, welche einen größeren Ertrag ermöglicht. Erwartungsgemäß ist die technische Verfügbarkeit bei Neugeräten im Vergleich zu Altgeräten höher. Die technische Anlagenverfügbarkeit kann somit gesteigert werden, wodurch es zu weniger ausfallbedingten Ertragsausfällen kommt. Ein Rückgang der Ausfallquote ist mit der Verwendung von Neugeräten jedoch nicht garantiert. Durch das Repowering erfährt der Solarpark zudem eine technische Weiterentwicklung und soll somit auf ein technisch höheres Niveau gehoben werden, um einen Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Laufzeit zu gewährleisten. Es ist allerdings wahrscheinlich, dass eine Erneuerung des Anlagenzertifikats und der Konformitätserklärung notwendig werden, da etwaige Neugeräte eines anderen Herstellers von den derzeitigen elektrischen Eigenschaften abweichen.

4.2.3 Ansatz mit Sungrow 15/20KTL-M

Im Rahmen des Eins-zu-eins-Tausches werden die Sungrow Strangwechselrichter „SG15KTL-M“ und „SG20KTL-M“ untersucht, welche sich im selben Leistungsbereich wie die PVM13/17/20 Geräte befinden. Dabei ist der 15KTL-M als Austauschgerät für den PVM13 und der 20KTL-M als Austauschgerät für den PVM17 und PVM20 geplant. Die wichtigsten Kenngrößen aus dem Datenblatt, welches als Anhang 3 beigefügt ist, sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Die DC-Eigenschaften, wie beispielsweise die DC-Nennspannung und der MPP-Spannungsbereich, weisen keine Unstimmigkeiten in Bezug auf die derzeitige Konfiguration auf. Ebenso sind mit zwei MPP-Trackern, die jeweils zwei PV Eingänge (2x Plus und 2x Minus) besitzen, ausreichend Eingänge vorhanden. Was die Sungrow 15/20KTL-M Geräte jedoch als Austauschgeräte disqualifiziert, sind die maximalen Eingangsgrößen bezüglich der Stromstärke. Der maximal zulässige Eingangsstrom liegt bei 44 A, welcher sich auf die beiden MPP-Tracker zu jeweils 22 A aufteilt. Die derzeitige Stromstärke an den PVM17 Geräten beträgt 25,76 A und an den PVM20 28,98 A, womit ein MPP-Tracker der Sungrow 15/20KTL-M Wechselrichter überlastet ist. Der maximale Strom pro DC-Anschluss mit 15 A wird dadurch nicht direkt überschritten, da die Anschlussleistung auf zwei PV-Stränge aufgeteilt ist. Sie wird

jedoch überschritten, wenn einer der beiden PV-Stränge ausfällt und die gesamte Leistung zu einem Wechselrichter nur noch über ein Kabel übertragen wird. Der maximal zulässige Kurzschlussstrom von 30 A pro MPP-Tracker wird mit dem Kurzschlussstrom des PVM20 von 33,12 A ebenfalls überschritten. Die inkompatiblen Stromwerte sind in Tabelle 4-1 gelb markiert.²⁸

Tabelle 4-1 Wichtigste Kenngrößen der Sungrow 15/20KTL-M Strangwechselrichter

	Bezeichnung	15KTL-M	20KTL-M
DC	Max. Eingangsspannung	1000 V	
	DC-Nennspannung	600 V	
	MPP-Spannungsbereich	380 V ... 850 V	480 V ... 850 V
	MPP-Tracker	2	
	PV-Stränge pro MPPT	2	
	Max. PV-Eingangsstrom	44 A (22 A / 22 A)	
	Max. Strom pro DC-Anschluss	15 A	
AC	Max. Kurzschlussstrom	60 A (30 A / 30 A)	60 A (30 A / 30 A)
	AC-Nennleistung	15 kW	20 kW
	Wirkungsgrad (Max. / Europäisch)	98,6 % / 98,3 %	

Die beiden Sungrow Strangwechselrichter „15KTL-M“ und „20KTL-M“ kommen auf Grund der zu geringen maximal zulässigen Stromstärken als Ersatzgeräte nicht in Frage und werden daher in der weiteren Betrachtung nicht weiter behandelt.

4.2.4 Ansatz mit Huawei SUN2000-15/17/20KTL-M0

Die Huawei SUN2000-15/17/20KTL-M0 Strangwechselrichter stellen weitere mögliche Austauschgeräte dar. Dabei ist der 15KTL ein Ersatz für den PVM13, der 17KTL für den PVM17 und der KTL20 für den PVM20. Die wichtigsten elektrischen Kenngrößen sind in Tabelle 4-2 dargestellt und wurden dem Datenblatt entnommen, welches als Anhang 4 beigefügt ist. Die angegebenen zulässigen Spannungen sind kompatibel zu den derzeitigen Werten im Solarpark und stellen somit kein Hindernis dar. Mit zwei MPP-Trackern, die jeweils zwei PV-Eingänge besitzen, existieren außerdem ausreichend Anschlüsse. Allerdings sind ebenso wie bei den

²⁸ Sungrow Power Supply Co., Ltd. 2019b.

vorgestellten „SG15/20KTL-M“ aus dem Unterpunkt 4.2.3 die maximal zulässigen Stromwerte mit 22 A pro MPP-Tracker und 30 A maximaler Kurzschlussstrom zu klein.²⁹ Die erwähnten kritischen Stromwerte sind in Tabelle 4-2 gelb markiert.

Tabelle 4-2 Wichtige Kenngrößen der Huawei SUN2000 Strangwechselrichter

	Bezeichnung	15KTL	17KTL	20KTL
DC	DC-Nennspannung	600 V		
	Max. Eingangsspannung	1.080 V		
	MPP-Bereich	380 V ... 850 V	400 V ... 850 V	480 V ... 850 V
	MPP-Tracker	2		
	PV-Stränge pro MPPT	2		
	Max. Eingangsstrom pro MPPT	22 A		
	Max. Kurzschlussstrom	30 A		
AC	AC-Nennleistung	15 kW	17 kW	20 kW
	Wirkungsgrad (Max. / Europäisch)	98,65 % / 98,30 %		

Aufgrund der Inkompatibilität der Huawei Strangwechselrichter bei den Stromstärken werden diese ebenfalls nicht weiter als mögliche Ersatzgeräte für einen Eins-zu-eins-Austausch betrachtet.

4.2.5 Ansatz mit REFUsol Strangwechselrichtern

Ein weiteres Austauschgerät für den Eins-zu-eins-Tausch sind die REFUsol Strangwechselrichter 13K, 17K und 20K. Sie sind beinahe identisch zu den vorhandenen Siemens SINVERT Wechselrichtern. Dies lässt sich dadurch begründen, dass die derzeit verbauten Siemens SINVERT Wechselrichter ursprünglich das Produkt des Originalausrüstungshersteller (OEM) REFUsol waren.³⁰ Die aktuellen REFUsol Wechselrichter stellen gewissermaßen das Nachfolgermodell dar und passen durch ihre Ähnlichkeit gut in die jetzige elektrische Konfiguration. In Tabelle 4-3 sind die wichtigsten elektrischen Eigenschaften der REFUsol Wechselrichter dargestellt. Die notwendigen Informationen

²⁹ Huawei Technologies Co., Ltd. 2020a.

³⁰ Gehler 2013.

wurden dem Datenblatt entnommen, welches als Anhang 5 beigefügt ist. Der MPP-Spannungsbereich passt mit 480-490 V bis 850 V bei den drei REFUsol Wechselrichtern gut zur vorhandenen Situation (MPP: 676,2 V). Der maximale Strom im MPP wird ebenfalls mit zugelassenen 31,1 A, 38,3 A und 41,8 A nicht überschritten (I_{MPP} PVM13: 20,52 A; PVM17: 25,76 A; PVM20: 28,98 A). Die maximal zugelassene DC-Spannung liegt mit 1.000 V über der größtmöglichen Leerlaufspannung der vorhandenen Konfiguration (919,8 V) und ist dadurch ebenfalls kompatibel. Der größtmögliche auftretende Strom in der derzeitigen Konfiguration ist der Kurzschlussstrom des PVM20 mit 33,12 A und überschreitet damit nicht den maximal zulässigen Kurzschlussstrom der REFUsol Geräte mit 50 A. Mit einem MPP-Tracker und sechs möglichen DC Anschlüssen sind zudem ausreichend Anschlüsse vorhanden. Die wechselstromseitigen Parameter weisen keine Konflikte auf. Die Einspeisung erfolgt dreiphasig mit 400 V und der Leistungsfaktor kann im Nennbereich von 0,8 induktiv bis 0,8 kapazitiv variiert werden. Der maximale sowie der europäische Wirkungsgrad sind identisch zu denen der Siemens PVM Wechselrichter. In diesem Fall entsteht keine Wirkungsgradsteigerung und der etwaige Mehrertrag entfällt.³¹

³¹ REFUsol Elektronik GmbH 2017.

Betrachtung möglicher Konzepte

Tabelle 4-3 Wichtigste Kenngrößen der REFUsol 13K/17K/20K Wechselrichter

	Bezeichnung	REFUsol 13K	REFUsol 17K	REFUsol 20K
DC	MPPT-Bereich Nennleistung [V]	480 ... 850	460 ... 850	490 ... 850
	Max. DC-Spannung [V]	1.000		
	DC-Startspannung [V]	350		
	Max. DC-Betriebsstrom [A]	31,1	38,3	41,8
	Max. PV-Kurzschlussstrom [A]	50		
	MPP-Tracker	1		
	Anzahl DC-Anschlüsse	6 x Plus, 6 x Minus Phoenix Sunclix		
AC	AC-Bemessungsleistung [kW]	13	17	20
	AC-Netzanschluss	L1, L2, L3, N, PE		
	Nenn-Leistungsfaktor / Bereich	1 / 0,8i ... 0,8c		
	Nennspannung [V]	400		
	Max. AC-Strom [A]	3 x 21	3 x 29,2	3 x 29,2
	Max. Wirkungsgrad [%]	98,0	98,2	98,2
	Europ. Wirkungsgrad [%]	97,5	97,8	97,8

Aufgrund der elektrotechnischen Kompatibilität können die REFUsol Strangwechselrichter als Austauschgeräte verwendet werden. Die Besonderheit ist jedoch, dass die Wechselrichter nicht mehr als Neugeräte verfügbar sind. Sie werden lediglich als sogenannte refurbished Geräte angeboten, die vom Hersteller generalüberholt wurden. Dies ist zu beachten, da sie teilweise gebrauchte Bauteile beinhalten können, welche die Ausfallwahrscheinlichkeit steigern. Bei gleichzeitiger Einsendung der alten Siemens PVM Wechselrichter beträgt der Preis pro REFUsol Gerät 1.245,00 €, unabhängig von ihrer Nennleistung. Bei 424 auszutauschenden Wechselrichtern entstehen so Materialkosten von 527.880,00 €. Die spezifischen Preise der REFUsol Wechselrichter sind je nach Leistungsgröße unterschiedlich. Der 13K hat einen spezifischen Preis von 95,77 € / kWp, der 17K einen von 73,24 € / kWp und der 20K kostet 62,25 € / kWp.

4.2.6 Ansatz mit SMA Strangwechselrichtern

Die Strangwechselrichter „Sunny Tripower 15000TL“ und „Sunny Tripower 20000TL“ von der Firma SMA sind weitere potenzielle Austauschgeräte für einen Eins-zu-eins- Tausch. Dabei soll

der Tripower 15000TL, mit einer Nennleistung von 15 kW, den bisherigen PVM13 Wechselrichter ersetzen. Der Tripower 20000TL, mit einer Nennleistung von 20 kW, ersetzt sowohl den PVM17 als auch den PVM20 Wechselrichter. Die wichtigsten Kenngrößen der Tripower Geräte sind in Tabelle 4-4 dargestellt und wurden dem Datenblatt entnommen, welches als Anhang 6 beigefügt ist. Die zulässigen Spannungswerte der SMA Geräte weisen keine Inkompatibilitäten zu den aktuellen Spannungen auf. Die maximale Eingangsspannung von 1.000 V wird nicht überschritten und ebenso befinden sich die MPP-Spannungen des Solarparks innerhalb des MPP-Spannungsbereichs der Tripower Geräte mit 240 V / 320 V bis 800 V. Mit zwei MPP-Trackern, die jeweils drei PV Eingänge besitzen, existieren ausreichend Anschlüsse, um die Strangkabel jedes Wechselrichters aufzunehmen. Mit einem angegebenen maximalen Eingangsstrom für jeweils beide MPP-Tracker von 33 A wird lediglich der maximale Kurzschlussstrom der an den PVM20 Wechselrichter angeschlossenen Strängen mit 33,12 A leicht überschritten.³² Die leichte Überschreitung des maximalen Eingangsstromes wurde mit dem Hersteller SMA abgeklärt, welcher bestätigt hat, dass dies kein Problem darstellt.

Tabelle 4-4 Wichtigste Kenngrößen der SMA Tripower Strangwechselrichter

	Bezeichnung	15000TL	20000TL
DC	DC Nennspannung	600 V	
	Max. Eingangsspannung	1.000 V	
	MPP-Spannungsbereich	240 V ... 800 V	320 V ... 800 V
	MPP-Tracker	2	
	PV-Stränge pro MPPT	3	
	Max. Eingangsstrom Eingang A / Eingang B	33 A / 33 A	
AC	AC-Nennleistung	15 kW	20 kW
	Wirkungsgrad (Max. / Europäisch)	98,4 % / 98,0 %	

Die beiden „Sunny Tripower 15000TL/20000TL“ kosten 1.922,00 € beziehungsweise 2.109,00 €. Insgesamt werden 424 Wechselrichter eingekauft, welche sich in 115 „15000TL“

³² SMA Solar Technology AG.

und in 309 „20000TL“ Wechselrichter aufteilen. Somit entstehen Gesamtkosten für die Wechselrichter von 872.711,00 €.

4.3 Konzept 3: 1:X Tausch mit leistungsstärkeren neuwertigen Wechselrichtern

4.3.1 Konzeptidee

Das dritte Konzept befasst sich mit dem Austausch aller vorhandenen Siemens PVM Geräte durch eine geringere Anzahl an leistungsstärkeren Wechselrichtern. Dabei soll der Ausdruck „1:X Tausch“ darauf hindeuten, dass der neue Wechselrichter zwischen zwei bis sechs alte PVM Wechselrichter ersetzt, wodurch Umbaumaßnahmen und etwaige Erdarbeiten zur Verlegung neuer Leitungen vermieden werden. Dadurch kann der Austausch einer vollständigen WR-Bank als individuelle Maßnahme betrachtet werden, die keinen Einfluss auf das Repowering der restlichen WR-Bänke hat. So werden der Umfang und die Kosten des Projektes gering gehalten. Die Durchführung ist als einmalige Maßnahme geplant.

4.3.2 Folgen

Im Gegensatz zu einem 1:1 Tausch sind bei einem 1:X Tausch mehr elektrische und mechanische Umbaumaßnahmen notwendig, welche die Komplexität erhöhen. Auch bei diesem Konzeptansatz werden die Erzeugungsanlagen getauscht, wodurch ein neues Anlagenzertifikat mit dazugehöriger Konformitätserklärung erstellt werden muss. Vorteilhaft ist jedoch, dass Wechselrichter der neusten Technologie verwendet werden können, die im Vergleich zu den PVM Geräten einen höheren Wirkungsgrad besitzen, wodurch ein Mehrertrag ermöglicht wird. Hinzu kommt, dass die Ausfallraten deutlich sinken werden und in den ersten Monaten nach der vollständigen Inbetriebnahme gegebenenfalls bei null Prozent liegen werden. Die zu Beginn des Betriebes geringe Anzahl an notwendigen Serviceeinsätzen und Ertragsverlusten spart einen Großteil der Instandhaltungskosten ein. Durch den Austausch mit insgesamt weniger Wechselrichtern und mit eventuell nur einem Gerätetyp, wird die Komplexität der Anlage reduziert und die Überwachung und Wartung einfacher. Außerdem ist, im Vergleich zur vorherigen Situation, das Vorhalten von Ersatzgeräten in geringerem Umfang möglich, wodurch Kosten eingespart werden können. Mit Hinblick auf das Ende der EEG-Laufzeit ist noch unklar, ob und wie der Park weiterbetrieben wird. Dennoch kann das Erneuern der Wechselrichter als Anhebung des technischen Niveaus des Parks angesehen werden, was für eine Post-EEG-Laufzeit spricht.

4.3.3 Ansatz mit Huawei Strangwechselrichtern

Huawei bietet mit seinen beiden Strangwechselrichtern „SUN2000-36KTL“ (36 kW) und „SUN2000-60KTL-M0“ (60 kW) zwei passende Produkte an, die sich für den Austausch mehrerer aktuell im Park verbauten Siemens PVM Geräte eignen. Dabei ist es möglich, eine WR-Bank durch ein bis zwei der Huawei-Geräte zu ersetzen. Die wichtigsten elektrischen Kenngrößen sind in Tabelle 4-5 dargestellt und wurden dem Datenblatt entnommen, welches als Anhang 7 beigefügt ist. Der 36KTL besitzt vier MPP-Tracker mit jeweils zwei PV-Anschlüssen, womit dieser insgesamt acht Gleichstromeingänge besitzt. Der 60KTL hat hingegen sechs MPP-Tracker mit jeweils zwei PV-Anschlüssen und besitzt somit insgesamt 12 Gleichstromeingänge. Der maximale Wirkungsgrad beträgt 98,6 % beim 36KTL und 98,7 % beim 60KTL. Der zur Bewertung bessere europäische Wirkungsgrad beträgt beim 36KTL 98,4 % und beim 60KTL 98,5 %.^{33 34} Die Spannungs- sowie Stromwerte sind bei entsprechender Verschaltung alle kompatibel. Die Verschaltung wird weiter unten beschrieben.

Tabelle 4-5 Wichtigste Kenngrößen der Huawei SUN2000 36/60KTL

	Bezeichnung	36KTL	60KTL-M0
DC	Nenneingangsspannung	620 V	600 V
	Max. DC-Spannung	1.100 V	
	MPP-Spannungsbereich	200 V ... 1.000 V	
	Anzahl MPP-Tracker	4	6
	PV Anschlüsse pro MPPT	8	12
	Max. Strom pro Eingang (MPPT)	22 A	22 A
	Max. DC-Kurzschlussstrom pro Eingang (MPPT)	30 A	30 A
AC	Nennleistung	36 kW	60 kW
	Wirkungsgrad (Max. / Europäisch)	98,6 % / 98,4 %	98,7 % / 98,5 %

Zur besseren Verteilung der Leistung werden die Sammelschienen in den DC-Koppelkästen entfernt und die Super-Stränge direkt mit den neuen Wechselrichtern verbunden. Dadurch

³³ Huawei Technologies Co., Ltd. 2020b.

³⁴ Huawei Technologies Co., Ltd. 2020c.

können die MPP-Tracker mit den Strängen so belegt werden, dass der maximal zulässige Strom pro Eingang von 22 A nicht überschritten wird. In Tabelle 4-6 ist eine beispielhafte Zuteilung der Huawei-Wechselrichter auf die bestehenden WR-Bänke dargestellt. Der maximal entstehende Strom pro MPP-Tracker tritt mit 17,1 A bei dem Anschluss eines Achter und eines Zweier Super-Stranges der Module FS-382 auf. Die genaue Verteilung der Super-Stränge auf die einzelnen MPP-Tracker ist als Anhang 11 beigefügt. Es ist wichtig die Verschaltung der Huawei-Geräte zu kennen, da dadurch eine genaue Anzahl der benötigten Wechselrichter ermittelt werden kann, um somit die Materialkosten für die Wechselrichter zu bestimmen.

Tabelle 4-6 Anzahl der Huawei SUN2000 36/60KTL pro WR-Bank

Häufigkeit	WR-Bank	Anzahl 36KTL	Anzahl 60KTL-M0
2	4x PVM13	-	1x
7	5x PVM13	2x	-
12	6x PVM13	2x	-
3	4x PVM17	2x	-
4	5x PVM17	1x	1x
36	6x PVM17	-	2x
1	4x PVM20	2x	-
3	5x PVM20	1x	1x
7	6x PVM20	-	2x

Aus Tabelle 4-6 ergibt sich, dass insgesamt 54 36KTL und 95 60KTL Wechselrichter benötigt werden. Die Kosten für einen 36KTL betragen 1.985,00 € pro Stück und für den 60KTL 2.609,00 € pro Stück. Somit entstehen Materialkosten für die Wechselrichter von 353.060,00 €.

4.3.4 Ansatz mit Sungrow Strangwechselrichtern

Die Firma Sungrow bietet seit dem Jahr 2017 den Wechselrichter SG110CX und seit 2018 die Wechselrichter SG33/40/50CX an. Der Sungrow 110CX kann mit einer maximalen Scheinleistung von 110 kVA eine komplette Wechselrichter-Bank ersetzen. Die SG33/40/50CX Geräte können mit jeweils zwei Geräten eine entsprechend leistungsmäßig große Wechselrichter-Bank komplett ersetzen. Die wesentlichen Kenngrößen der Sungrow CX Serie

Betrachtung möglicher Konzepte

sind in Tabelle 4-7 tabellarisch dargestellt und wurden den, als Anhang 9 & 10 beigefügten, Datenblättern entnommen. Der MPP-Spannungsbereich sowie die maximal zulässige DC-Spannung sind kompatibel zu dem aktuellen Aufbau des Parks. Der größte der Wechselrichter besitzt neun MPP-Tracker mit jeweils zwei PV-Eingängen. Pro MPP-Tracker sind maximal 30 A im MPP zugelassen, während der maximale Kurzschlussstrom pro MPP-Tracker bei maximal 40 A liegt. Auch die DC-seitigen Stromwerte liegen in einem akzeptablen Rahmen. Die AC-seitigen Eigenschaften stimmen zudem überein. Der Wechselrichter speist in ein 50 Hz Drehstromnetz mit 400 V ein.^{35 36}

Tabelle 4-7 Wichtigste Kenngrößen der Sungrow 33/40/50/110CX Strangwechselrichter

	Bezeichnung	SG33CX	SG40CX	SG50CX	SG110CX
DC	Nenn-Eingangsspannung	585 V			
	Max. DC-Spannung	1.100 V			
	MPP-Spannungsbereich	550 V ... 850 V			
	Anzahl MPP-Tracker	3	4	5	9
	PV Anschlüsse pro MPPT	2	2	2	2
	Max. Strom pro Eingang (MPPT)	30 A			
	Max. DC-Kurzschlussstrom pro Eingang (MPPT)	40 A			
AC	Max. AC-Leistung (@ 45°C)	33 kVA	40 kVA	50 kVA	110 kVA
	Wirkungsgrad (Max. / Europäisch)	98,6 % / 98,3 %		98,7 % / 98,4 %	98,7 % / 98,5 %

Der SG33CX kostet 1.690,00 €, der SG40CX 1.900,00 €, der SG50CX 2.260,00 € und der SG110CX 3.780,00 €. Für jede WR-Bank im Solarpark müssen entweder zwei der SG33/40/50CX Wechselrichter eingesetzt werden oder ein SG110CX. Da jedoch ausschließlich die Kombination aus zwei SG33CX Wechselrichtern günstiger ist als ein einzelner SG110CX, ist es sinnvoll, alle 75 WR-Bänke im Solarpark mit nur einem SG110CX auszutauschen. Dadurch entstehen lediglich geringe Mehrkosten und der Betrieb für den technischen Betriebsführer

³⁵ Sungrow Power Supply Co., Ltd. 2020b.

³⁶ Sungrow Power Supply Co., Ltd. 2020a.

wird deutlich vereinfacht. Es müssen beispielsweise weniger Ersatzgeräte vorgehalten werden, da ausschließlich ein Wechselrichtertyp verbaut ist.

Mit den Abmessungen 1051 x 660 x 362,5 mm (B x H x T) ist der Sungrow 110CX lediglich um 516 mm breiter, 59 mm höher und 85,5 mm tiefer als einer der Siemens PVM Wechselrichter. Das Gewicht ist mit 89 kg um 50,6 kg schwerer. Da die Sungrow 110CX eine vollständige WR-Bank ersetzen können, verringert sich sowohl das Gesamtgewicht als auch die Abmessungen einer WR-Bank und entspricht somit den mechanischen Gegebenheiten.

4.4 Vergleich der Konzepte und Auswahl eines Wechselrichters

Die in Kapitel 4.1, 4.2 und 4.3 vorgestellten Wechselrichter, die technisch kompatibel zu den elektrischen Eigenschaften des Solarparks sind, werden zusätzlich auf ihre Kosten untersucht. Die Wirtschaftlichkeit des Repowerings ist maßgeblich davon abhängig, wie hoch die Materialkosten für die Wechselrichter sind, da diese den größten Kostenpunkt darstellen. Die technisch möglichen Wechselrichter sind zusammen mit ihren Preisen und dem Gesamtpreis für alle benötigten Wechselrichter in Tabelle 4-8 dargestellt. Der Gesamtpreis ergibt sich hierbei durch die Multiplikation der Anzahl der benötigten Wechselrichter-Typen mit deren jeweiligen Einzelpreisen.

Tabelle 4-8 Preisübersicht der technisch kompatiblen Wechselrichtern

Hersteller	WR-Typ	Anzahl WR	Preis pro WR	Gesamtkosten	%-Abweichung zum günstigsten Angebot
REFUsoI	13K	115	1.245,00 €	527.880,00 €	86,2 %
	17K	248	1.245,00 €		
	20K	61	1.245,00 €		
SMA	15000TL	115	1.922,00 €	872.711,00 €	207,8 %
	20000TL	309	2.109,00 €		
Huawei	36KTL	53	1.985,00 €	353.060,00 €	24,5 %
	60KTL-M0	95	2.609,00 €		
Sungrow	33CX	0	1.690,00 €	283.500,00 €	0 %
	40CX	0	1.900,00 €		
	50CX	0	2.260,00 €		
	110CX	75	3.780,00 €		

Die günstigste Variante stellen die Sungrow 110CX Wechselrichter mit einem Gesamtpreis von 283.500,00 € dar. Mit 25 % höheren Gesamtkosten, welche sich zu 353.060,00 € summieren, sind die Huawei 36/60KTL die zweitgünstige Variante. Die Gesamtkosten für die REFU Sol Geräte sind mit 86 % und die der SMA Wechselrichter mit 208 % größer als die Kosten der Sungrow Variante.

Neben den niedrigsten Gesamtkosten der Sungrow Lösung spricht außerdem die Einfachheit der Betriebsführung mit nur einem Wechselrichtertyp für die Sungrow Geräte. Es muss lediglich ein Wechselrichtertyp als Ersatzgerät vor Ort gehalten werden, damit bei einem Ausfall ein schneller Austausch ermöglicht wird. Aufgrund der niedrigsten Gesamtkosten und der Einfachheit wird im Folgenden das technische Konzept für die Sungrow 110CX Wechselrichter beschrieben.

5 Technische Konzepterstellung

5.1 Stranganschlussplanung

Der vollständige Austausch aller Wechselrichter mit dem Sungrow 110CX hat sich als kostengünstigste und technisch durchführbare Möglichkeit für das Repowering dargestellt. Daher wird im Folgenden das technische Konzept für das Repowering unter Verwendung der Sungrow 110CX Wechselrichter betrachtet. Vor dem Umbau ist die Planung der Strangverschaltung für die neun MPP-Tracker des SG110CX jedoch unerlässlich. Jeder der neun MPP-Tracker hat zwei PV-Eingänge, was zwei positiven und zwei negativen DC Eingängen entspricht. Es können somit bis zu 18 Stränge an den SG110CX angeschlossen werden. Bei Verwendung eines Y-Adapters ist es möglich zwei Kabel an einen Anschluss zusammenzuführen, womit sich insgesamt bis zu 36 Stränge an dem SG110CX anschließen lassen. Um eine Überbelastung einzelner Eingänge zu verhindern, die für einen maximalen Strom von 26 A zugelassen sind, werden die Sammelschienen in den DC-Koppelkästen entfernt. Mit Fehlen der Sammelschienen können die Super-Stränge mit acht beziehungsweise zwei Strängen direkt an den SG110CX angeschlossen werden, ohne vorher wechselrichterweise kurzgeschlossen zu werden. Da die DC-Sicherungen der Super-Stränge in den DC-Koppelkästen vor den Sammelschienen liegen, können diese weiterverwendet werden. Für die Planung der Verschaltung müssen neun verschiedene Konfigurationen berücksichtigt werden. In der aktuellen Verschaltung gibt es drei verschiedene Wechselrichter, welche jeweils zu viert, fünft oder sechst pro WR-Bank an die Koppelkästen angeschlossen sind. Dementsprechend gibt es neun unterschiedliche Verschaltungsweisen, welche für den Sungrow 110CX zu berücksichtigen sind. Zur besseren Übersichtlichkeit ist die Strangaufteilung in drei Tabellen aufgeteilt. In Tabelle 5-1, Tabelle 5-2 und Tabelle 5-3 sind die Super-Stränge anhand ihrer Sicherungsgrößen im DC-Koppelkasten zu den MPP-Trackern zugeteilt. Da es pro MPP-Tracker lediglich zwei Gleichstromeingänge gibt, werden beim Anschluss von vier Super-Strängen Y-Adapter verwendet, die zwei Kabel auf einen Eingang führen können. Eine genauere Übersicht der Strangauflegung, zusammen mit den Strom- und Spannungswerten, ist als Anhang 11 beigefügt.

Technische Konzepterstellung

Tabelle 5-1 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM13 WR-Bänken

WR-Bank	4x PVM13	5x PVM13	6x PVM13
MPPT1	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT2	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT3	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT4	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT5	4x 5 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT6	4x 5 A	4x 5 A	1x 20 A
MPPT7		4x 5 A	4x 5 A
MPPT8		2x 5 A	4x 5 A
MPPT9			4x 5 A

Tabelle 5-2 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM17 WR-Bänken

WR-Bank	4x PVM17	5x PVM17	6x PVM17
MPPT1	1x 20 A	2x 20 A	2x 20 A
MPPT2	1x 20 A	1x 20 A	2x 20 A
MPPT3	1x 20 A	1x 20 A	2x 20 A
MPPT4	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT5	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT6	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT7	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT8	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A
MPPT9		1x 20 A	1x 20 A

Tabelle 5-3 SG110CX Strangauflegung bei den ehemaligen PVM20 WR-Bänken

WR-Bank	4x PVM20	5x PVM20	6x PVM20
MPPT1	1x 20 A	2x 20 A	2x 20 A
MPPT2	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A	2x 20 A
MPPT3	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A	2x 20 A
MPPT4	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A	1x 20 A; 1x 5A
MPPT5	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A	1x 20 A; 1x 5A
MPPT6	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A	1x 20 A; 1x 5A
MPPT7	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A
MPPT8	1x 20 A	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A
MPPT9	4x 5 A	1x 20 A	1x 20 A; 1x 5A

Bei der Verteilung der Super-Stränge auf die MPP-Tracker wurde darauf geachtet, dass alle MPP-Tracker eines Sungrow 110CX mit der gleichen PV-Leistung belastet werden. Aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an Super-Strängen pro WR-Bank ist die gleichmäßige Belastung nicht immer möglich. Jedoch stellt dies kein Problem dar, vorausgesetzt die maximal zulässigen Strom- und Spannungswerte werden eingehalten. Bei den WR-Bänken, die mehr als neun der mit 20 A abgesicherten Super-Stränge besitzen, sind einige Tracker mit zwei Achter Super-Strängen belegt. Die Super-Stränge, welche mit einer 5 A Sicherung abgesichert sind, werden bei freien MPP-Trackern zu viert an einen Tracker angeschlossen, um die gleiche Anschlussleistung wie ein 20 A Strang zu erreichen. Wenn kein MPP-Tracker mehr frei ist, werden die übrigen 5 A Super-Stränge auf die MPP-Tracker aufgeteilt.

Hervorzuheben ist, dass die MPP-Tracker keine einzelnen Wechselrichter darstellen, sondern lediglich dauerhaft den MPP, an den angeschlossenen PV-Strängen, einstellen. Dazu ist in Abbildung 5-1 der Schaltplan des Sungrow 110CX dargestellt. Es ist zu erkennen, dass hinter den MPP-Trackern ein sogenannter Gleichstrombus verschaltet ist, dieser verbindet alle Ausgänge der MPP-Tracker zu jeweils einem positiven und einem negativen Ausgang. Die abgehenden Gleichstromkabel sind an dem eigentlichen Wechselrichter angeschlossen.

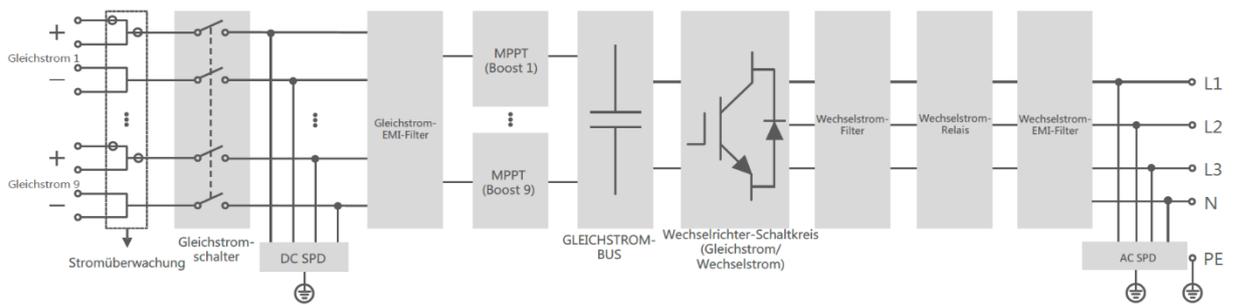


Abbildung 5-1 SunGrow 110CX Schaltplan³⁷

Mit der zuvor beschriebenen Verschaltung werden die SunGrow 110CX weitestgehend unterbelastet. Üblicher sind allerdings leichte Überbelastungsraten der Wechselrichter, um so die verfügbare Nennleistung eines Wechselrichters besser auszunutzen. Aus Gründen der Simplizität und der Wirtschaftlichkeit werden die teilweisen Unterdimensionierungen der SunGrow 110CX jedoch hingenommen. In Tabelle 5-4 sind die neun Verschaltungsweisen mit ihrem dazugehörigen DC/AC-Leistungsverhältnis dargestellt.

Tabelle 5-4 Leistungsübersicht der WR-Bänke mit SunGrow 110CX Wechselrichtern

WR-Bank	20 A Stränge	5 A Stränge	P _{DC}	P _{DC} / P _{AC}
4x PVM13	4x	8x	55,4 kWp	50,4 %
5x PVM13	5x	10x	69,3 kWp	63,0 %
6x PVM13	6x	12x	83,2 kWp	75,6 %
4x PVM17	8x	0x	69,4 kWp	63,1 %
5x PVM17	10x	0x	86,8 kWp	78,9 %
6x PVM17	12x	0x	104,2 kWp	94,7 %
4x PVM20	8x	4x	78,1 kWp	71,0 %
5x PVM20	10x	5x	97,7 kWp	88,8 %
6x PVM20	12x	6x	117,2 kWp	106,5 %

5.2 PVsyst Simulation Vergleich SunGrow 110CX & Siemens SINVERT PVM

Zur besseren Abschätzung eines möglichen Mehrertrags aufgrund des besseren Wirkungsgrades wird der aktuelle Zustand des Solarparks mit PVM13/17/20 Wechselrichtern und einer möglichen Konfiguration mit SunGrow 110CX Geräten simuliert. Dazu wird die Simulationssoftware PVsyst verwendet, welche bereits in Kapitel 2.8 beschrieben ist. Die

³⁷ SunGrow Power Supply Co., Ltd. 2019a.

Simulation soll dabei keine genaue Ertragsprognose liefern, sondern lediglich die Differenz beider Konfigurationen aufzeigen, um so einen möglichen Mehrertrag beurteilen zu können. Um beide Wechselrichtertypen miteinander vergleichen zu können, wird nicht der gesamte Solarpark simuliert, sondern lediglich einmal jede der neun vorkommenden WR-Bank Konfigurationen aus Tabelle 3-4.

In der Simulation mit den Siemens SINVERT PVM Strangwechselrichtern werden neun sogenannte Unterfelder angelegt, welche jeweils die Verschaltung einer WR-Bank im Solarpark repräsentieren. Die Tischneigung sowie die Ausrichtung des PV Feldes nach Süden werden ebenfalls in die Simulation als Parameter hinzugefügt. Der Standort des Solarparks wird mithilfe der Koordinaten in der Simulation hinterlegt, welche automatisch die entsprechenden Wetterdaten an diesem Standort auf Basis von Meteonorm zur Verfügung stellt. Meteonorm ist eine Software, welche meteorologische Parameter und Einstrahlungsdaten bereitstellt.³⁸ In den von Meteonorm erzeugten Wetterdaten werden lediglich die Soll-Einstrahlungswerte in horizontaler Ebene in der monatweisen Aufteilung verändert und der real entsprechenden Soll-Einstrahlung in horizontaler Ebene angepasst. Die realen monatlichen Soll-Einstrahlungswerte stammen aus den Angaben des Solarparkbetreibers. Jedoch sind die Jahressummen der Globalstrahlung in beiden Fällen gleich. Mit den entsprechenden Einstellungen errechnet die Simulation eine spezifische Leistung von 1.029 kWh / kWp.

Für die Simulation mit den Sungrow 110CX Strangwechselrichtern werden dieselben neun Unterfelder wie bei den Siemens PVM Geräten verwendet, jedoch sind sie mit einem Sungrow 1110CX Wechselrichter ausgestattet. Die Anzahl der Stränge sowie die PV-Nennleistung pro Unterfeld bleiben ebenfalls identisch. Die Simulation mit Sungrow Wechselrichtern ergibt eine spezifische Leistung von 1.039 kWh / kWp. Die Ergebnisse der Simulation sind dem Anhang 12 & 13 beigelegt.

Wenn die spezifischen Leistungen beider Konstellationen voneinander subtrahiert werden, entsteht eine Differenz von 10 kWh / kWp. Diese spezifische Differenz kann mit der Anlagennennleistung von 7.090,51 kWp multipliziert werden und es entsteht ein Differenzertrag von 70.905 kWh. Der mithilfe von PVsyst errechnete Differenzertrag beider

³⁸ Meteonorm 2020.

Wechselrichtertypen ergibt in Bezug auf den Soll-Ertrag im Jahr 2020 (7.201.131 kWh) eine Ertragssteigerung von 0,98 %.

Ein Vergleichswert für die Simulationsergebnisse kann über die Abschätzung der Wirkungsgrade erlangt werden. Dazu wird anhand der Anzahl der Wechselrichter und der dazugehörigen europäischen Wirkungsgrade ein gewichteter Wirkungsgrad für den Solarpark erstellt. In Tabelle 5-5 sind die Anzahlen sowie die resultierenden Wirkungsgrade für die PVM und die Sungrow Wechselrichter dargestellt. Für den derzeitigen Aufbau mit den PVM Geräten ergibt sich ein Wirkungsgrad von 97,72 %, während der Wirkungsgrad bei vollständigem Umbau auf den Sungrow 110CX 98,50 % beträgt. Damit entsteht eine Differenz von 0,78 %, welche, in Bezug auf den erwarteten Anlagenenertrag in 2020 (7.201.131 kWh), einen etwaigen Mehrertrag von 56.267 kWh ermöglicht.

Tabelle 5-5 Gewichteter europäischer Wirkungsgrad bei PVM13/17/20 und SG110CX

WR	Europäischer Wirkungsgrad	Anzahl im Solarpark verbaut	Wirkungsgrad gewichtetes Mittel
PVM13	97,50 %	115	97,72 %
PVM17	97,80 %	248	
PVM20	97,80 %	61	
SG110CX	98,50 %	75	98,50 %

Das Ergebnis der PVsyst Simulation ist um 14.638 kWh (26 %) höher als das der Vergleichsmethode. Ein möglicher Grund ist, dass die Betrachtung des europäischen Wirkungsgrades lediglich ein Durchschnittswert für die Bestrahlungsintensität in Mitteleuropa darstellt. Die standortspezifischen meteorologischen Daten der Simulation hingegen stellen ein realistischeres Bild dar.

5.3 Neuauslegung der Sicherungen und Kabelquerschnitte

Da bei einem Austausch mit dem Sungrow 110CX alle bisherigen PVM Wechselrichter demontiert und durch nur ein Gerät ersetzt werden, ist es notwendig, die DC- sowie die AC-Kabel mit den dazugehörigen Sicherungen auszutauschen. Auf der Gleichstrom Seite wird die Sammelschiene jedes Wechselrichters in den DC-Koppelkästen entfernt. Die Super-Stränge werden ohne vorherigen Kurzschluss direkt auf den Sungrow 110CX aufgelegt. Die

vorhandenen DC-Sicherungen können bestehen bleiben und sichern somit die einzelnen Super-Stränge weiterhin ab. Jedoch müssen neue Gleichstromkabel ausgehend von den DC-Sicherungen zu den Wechselrichtern verlegt werden. Dafür können dieselben Kabelquerschnitte wie für die ankommenden Super-Stränge verwendet werden. Im Falle der Achter Super-Stränge sind es NYY-O 1x10mm² und bei den Zweier Super-Stränge NYY-O 1x4mm². Auf der Wechselstromseite werden die Leistungsschutzschalter im AC-Koppelkasten aller Wechselrichter einer WR-Bank entfernt und durch einen Schutzschalter mit größerem Bemessungsstrom ausgetauscht. Der Sungrow 110CX hat einen maximalen Ausgangsstrom von 158,8 A und sollte mit einer Stromstärke von 200 A abgesichert werden. Dieser Wert ist im Handbuch des Wechselrichters vorgegeben und empfohlen.³⁹ Der benötigte Kabelquerschnitt zwischen Wechselrichter und AC-Koppelkasten wird dem Tabellenbuch Elektrotechnik entnommen.⁴⁰ Anhand der Angaben zur Strombelastbarkeit für Kabel und Leitungen bei einer Umgebungstemperatur von 30 °C kann festgestellt werden, dass für ein Kabel mit drei stromführenden Leitern, welche in einer Kabelwanne verlegt werden und eine maximale Stromstärke über 200 A besitzen, ein Querschnitt von 95 mm² verlegt werden muss. Die Kabel von den AC-Koppelkästen zu den Transformatorstationen sowie die NH-Sicherungen in den Transformatorstationen können weiterhin verwendet werden.

5.4 Kostenübersicht

Neben den technischen Begebenheiten des Repowerings ist der kaufmännische Aspekt mit den Kosten von entscheidender Bedeutung. Aus diesem Grund ist in Tabelle 5-6 eine Kostenübersicht aller anfallenden Kosten dargestellt. Die Annahmen basieren auf Angaben des Solarparkbetreibers und einiger verschiedener Dienstleistungsunternehmen. Der Betreiber des Solarparks bietet das Repowering als vollständige Maßnahme der Parkgesellschaft an, welche letztendlich die Entscheidung über die Durchführung des Repowerings trifft. Der Betreiber des Solarparks berechnet für jede Position in der Kostenübersicht ein Handling, welches bei Materialkosten 15 % beträgt und bei Arbeitsleistungen 30 %.

³⁹ Sungrow Power Supply Co., Ltd. 2019a.

⁴⁰ Häberle et al. 2018.

Tabelle 5-6 Kostenübersicht Repowering mit SG110CX

Position	Anzahl	Einkaufs- preis Stk.	Einkaufs- preis gesamt	Handling	Handling gesamt
SG110CX	75	3.780 €	283.500 €	15 %	42.525 €
Erneuerung Anlagenzertifikat & Konformitätserklärung	1	8.500 €	8.500 €	30 %	2.550 €
Kabel und Kleinteile pro WR-Bank pauschal	75	50 €	3.750 €	15 %	562 €
Umbau Pauschalangebot	1	75.000 €	75.000 €	30 %	22.500 €
Statikprüfung	1	500 €	500 €	0 %	0 €
Technische Überprüfung	1	850 €	850 €	0 %	0 €
Koordinierung [h]	30	80 €	-	-	2.400 €
Baubegleitung [h]	180	60 €	-	-	10.800 €
Fahrzeit [h]	90	60 €	-	-	5.400 €
Fahrtkosten [km]	7.800	0,50 €	-	-	3.900 €
Übernachtung [Stk.]	6	100 €	-	-	600 €
Summe	-	372.100 €	-	-	91.237,50 €

Um die gesamten Kosten für die Repowering-Maßnahme zu bestimmen, werden sämtliche Positionen aus Tabelle 5-6 addiert, inklusive der Handling Beträge. Somit ergibt sich eine Gesamtsumme von 463.337,50 €.

5.5 Sensitivitätsanalyse

Mithilfe der Sensitivitätsanalyse soll überprüft werden, inwiefern sich verschiedene Parameter auf die Wirtschaftlichkeit beziehungsweise die Rendite des Repowering-Projektes auswirken. Dazu stellt der Betreiber des Solarparks ein Tool zur Verfügung, welches mithilfe der entstehenden Kosten, den Mehrerträgen und den vermiedenen Kosten die Rendite der einzelnen Maßnahmen berechnet. Die absolute Renditezahl in Prozent ist für diese Arbeit nicht weiter von Bedeutung, lediglich ihre Veränderung bei unterschiedlichen Eingabeparametern soll untersucht werden. Es werden dementsprechend die Eingangsparameter in dem Kalkulationstool in jeweils 10 % Schritten, bis zu einer maximalen

Änderung von +/- 50 %, verändert. Dabei wird die Veränderung des möglichen Mehrertrages, die Anzahl der erwarteten WR-Ausfälle und die Anzahl der erwarteten WR-Ausfälle untersucht. Die Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Auf der y-Achse ist die absolute Veränderung der Rendite in Prozent angegeben. Auf der x-Achse ist die relative Veränderung der Eingangsparameter in Prozent angegeben.

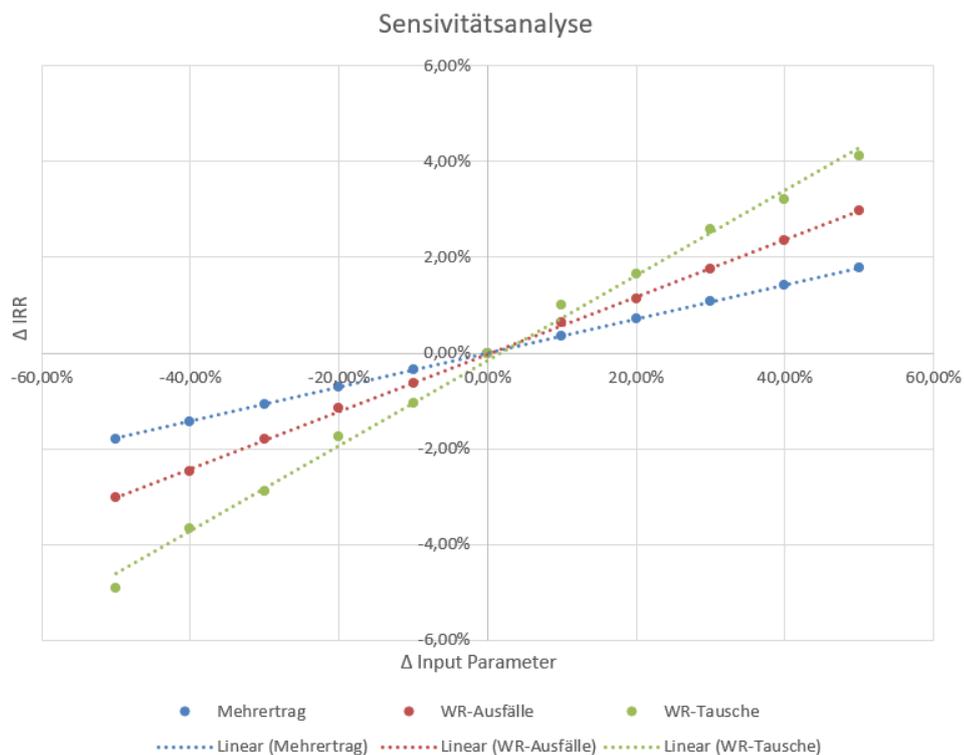


Abbildung 5-2 Sensitivitätsanalyse (eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass eine Veränderung des angenommenen Mehrertrages die geringste Auswirkung auf die Rendite hat. Beispielsweise verringert sich die Rendite um 1,8 %, wenn der kalkulierte Mehrertrag um 50 % geringer ausfällt als ursprünglich angenommen. Die Anzahl der WR-Ausfälle wirken sich am zweitstärksten auf die Rendite aus. Bei einer Reduzierung der entstehenden Ausfälle um 50 % sinkt die Rendite um ca. 3 % Prozent. Am stärksten wirkt sich jedoch die Anzahl der WR-Tausche pro Jahr aus. Bei einer Abnahme um 50 % der erwarteten WR-Tausche sinkt die Rendite um ca. 4,9 %.

Daraus wird ersichtlich, dass sich die Anzahl der zu tauschenden Wechselrichter am stärksten auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes auswirkt.

5.6 Integration in die Anlagenkommunikation

Die Integration in die bestehende Anlagenkommunikation weist keine Inkompatibilitäten auf. Die Sungrow 110CX unterstützen den RS-485 Standard und können somit an die bestehenden Busleitungen angeschlossen werden. Bei dem Einbau stellt ein Netzwerktechniker sicher, dass die Sungrow 110CX ordnungsgemäß an die Busleitungen angeschlossen sind und die Datenlogger in den Transformatorstationen die Wechselrichter korrekt erkennen. Anschließend muss jedoch eine exakte Zuordnung der Wechselrichter im Monitoring Portal erfolgen. Hierbei werden die entsprechenden Namen der Wechselrichter an die ehemaligen WR-Bank Bezeichnungen angepasst und anhand der Seriennummern der Sungrow Geräte zugeordnet. Anschließend ist eine Überwachung der Wechselrichter über das verwendete Monitoring Portal des Betreibers möglich.

5.7 Netzanschlussbedingungen

Für elektrische Erzeugungseinheiten gelten bestimmte Anforderungen, damit diese in das öffentliche Stromnetz einspeisen dürfen. Dazu gehören neben der Qualität des Stromes (geringer Oberschwingungsanteil) vor allem die Maßnahmen, einen Inselbetrieb zu vermeiden, die Einspeiseleistung reduzieren zu können, sowie die Bereitstellung von Blindleistung. Zur Vermeidung eines Inselbetriebes gibt es Spannungs- und Frequenzgrenzen, bei denen die Wechselrichter innerhalb eines gegebenen Zeitraums abschalten müssen. Alternativ dazu kann die Netzimpedanzmessung verwendet werden. Unabhängig von der Methode zur Erkennung eines Inselbetriebes ist es jedoch relevant, dass die Wechselrichter nicht weiterhin einspeisen, wenn beispielsweise das Netz hinter dem Einspeisepunkt zur Wartung abgeschaltet wird. Würden die Erzeugungseinheiten in diesem Fall nicht abschalten, wäre das Wartungspersonal gefährdet. Inzwischen existieren zahlreiche Solarparks, die ihre Energie in das Netz einspeisen, wodurch es an sehr sonnenreichen Tagen zu einem Überangebot an elektrischer Leistung kommt. Aufgrund dessen ist seit dem Jahr 2012 die Fernsteuerbarkeit der Erzeugungseinheiten vorgeschrieben. Damit die Netze nicht überlastet werden, müssen alle Solarparks durch den Netzbetreiber abgeregelt werden können, was als Einspeisemanagement bezeichnet wird. Außerdem ist es für einen sicheren Netzbetrieb ebenso wichtig, dass die Wechselrichter Blindleistung bereitstellen können, damit

Spannungsanhebungen, bedingt durch die Einspeisung eines Solarparks, ausgeglichen werden können.⁴¹

Für den betreffenden Solarpark kommen die Regelungen der VDE-AR-N 4110 zu tragen. Diese wurde vom Forum für Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik (VDE) definiert. Sie legen die Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen und Speicher an das Mittelspannungsnetz fest. Damit die Stabilität des Stromnetzes gewährleistet und die Bildung eines Inselnetzes verhindert wird, gibt es klare Spannungs- und Frequenzgrenzen, die eingehalten werden müssen. In Abbildung 5-3 sind die Grenzwerte und die Mindestzeit dargestellt, welche eine Erzeugungseinheit bei Einspeisung einhalten muss, wenn bestimmte Spannungs- und Frequenzwerte unter- oder überschritten werden. Beispielsweise muss die Erzeugungsanlage noch mindestens 60 Sekunden in Betrieb bleiben, wenn sich die Netzspannung zwischen 10 % und 15 % erhöht oder absenkt. Zwischen den Frequenzen 49 Hz und 51 Hz muss der Wechselrichter am Netz bleiben und weiterhin einspeisen. Erst zwischen 47,5 Hz und 49 Hz und 51 Hz und 51,5 Hz darf der Wechselrichter nach mindestens 30 Minuten abschalten.

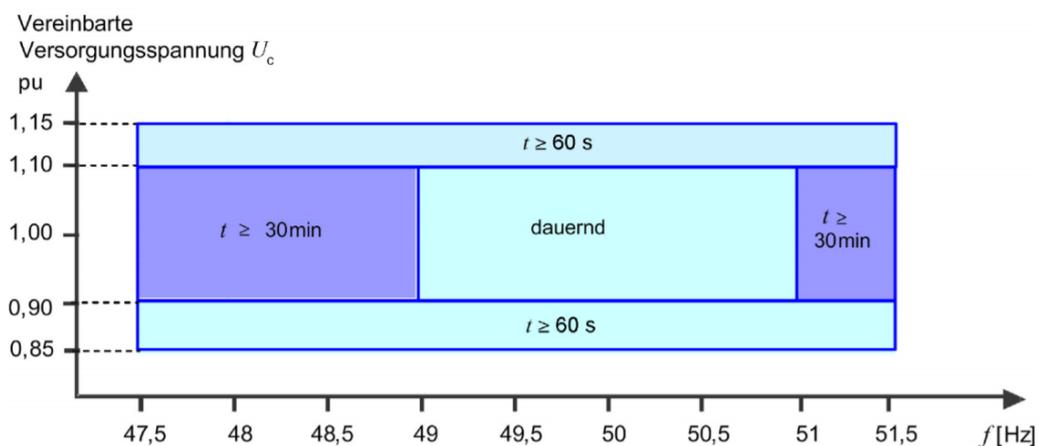


Abbildung 5-3 Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen⁴²

Für den Betrieb der Sungrow 110CX als Erzeugungsanlagen ist es dementsprechend notwendig, dass sie eine Zertifizierung nach der VDE-AR-N 4110 besitzen. Der Sungrow 110CX besitzt seit dem 14.08.2020 die Zertifizierung für die VDE-AR-N 4110/4120 und ist somit für den Betrieb am Mittelspannungsnetz zugelassen.⁴³ Das Zertifikat ist als Anhang 14 beigelegt.

⁴¹ Mertens 2018, S. 217–223.

⁴² VDE 2017.

⁴³ SGS Belgium NV 2020.

5.8 Kurze rechtliche Betrachtung im Rahmen des EEG

Für den Solarpark ist es vor allem wichtig, nicht die Zahlungsberechtigung für die zur Inbetriebnahme festgelegte EEG-Vergütung zu verlieren. In § 3 Abs. 30 EEG 2017 ist festgelegt, dass „[...] der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme [...] nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme [führt].“⁴⁴ Darin inbegriffen ist gemäß des § 38 b Abs. 2 EEG2017 jedoch nur der Austausch von Solaranlagen, die aufgrund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls, welche bis zur Höhe der vor der Ersetzung an demselben Standort installierten Leistung ausgetauscht werden.⁴⁵ Dabei ist zu beachten, dass nach §3 Abs. 1 und Abs. 41 EEG2017 die Bezeichnung Anlage die Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bezeichnet und im speziellen Fall der Solaranlage jedes Modul eine eigenständige Anlage darstellt.⁴⁶ Es ist zu erkennen, dass nur die Erhöhung der Parknennleistung durch Zubau von Leistung in Form von Photovoltaikmodulen zu einer Aberkennung des zugesicherten EEG-Vergütungstarifs führen kann. Der Austausch der Wechselrichter führt zwar zu Veränderungen in den elektrischen Eigenschaften des Solarparks, allerdings führt dies nicht zu einer Erhöhung der installierten Nennleistung, womit das ursprüngliche Inbetriebnahmedatum und damit einhergehend der EEG-Vergütungstarif unverändert bleiben.

⁴⁴ EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2014, §3 Abs. 30.

⁴⁵ EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2014, §38 b Abs. 2.

⁴⁶ EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 2014, §3 Abs. 1 & 41.

6 Fazit

Die Analysen der drei unterschiedlichen Konzepte für ein Wechselrichter-Repowering im Solarpark haben gezeigt, dass alle Ansätze technisch durchführbar sind.

Das erste Konzept umfasst die unveränderte fortlaufende Reparatur der bestehenden Wechselrichter und verursacht, bis zum Ende der EEG-Laufzeit im Jahr 2031, Kosten in Höhe von ca. 650.000 €. Es würde sich keine technische Verbesserung ergeben und es müssen weiterhin Ausfallzeiten mit einhergehenden Ertragsverlust hingenommen werden.

Im Gegensatz dazu befasst sich das zweite Konzept mit dem Einzelaustausch der Wechselrichter, wobei sich die Geräte der untersuchten Hersteller REFUsoL und SMA als technisch kompatibel erwiesen haben. Während bei den REFUsoL 13K/17K/20K keine Ertragssteigerung durch eine Wirkungsgradsteigerung erzielt werden kann, ist dies bei den SMA Tripower 15000/20000 hingegen möglich. Jedoch sind die Kosten für die gesamte Anzahl an Wechselrichtern hoch, da sehr viele Einzelgeräte benötigt werden. Im Falle der REFUsoL belaufen sich die Materialkosten der Wechselrichter auf 527.880 €, während sie bei den SMA Geräten bei 872.711 € liegen.

Demgegenüber steht das dritte Konzept, welches sich mit dem Austausch mehrerer Bestandsgeräte durch einen leistungsstärkeren Wechselrichter befasst. Hierbei haben sich die Huawei Strangwechselrichter SUN2000 36KTL/60KTL und die Sungrow 110CX als mögliche Austauschgeräte herausgestellt. Im Vergleich zu dem Einzeltausch der Wechselrichter, sind die Kosten der Huawei SUN2000 36KTL/60KTL mit insgesamt 353.060 € und die der Sungrow 110CX mit 283.500 € geringer. Daraus hat sich ergeben, dass die Sungrow 110CX Strangwechselrichter mit insgesamt 75 Geräten die geringsten Materialkosten haben. Zudem wird durch die geringe Anzahl der neuen Wechselrichter die Betriebsführung des Solarparks vereinfacht.

Aufgrund der niedrigen Kosten und der Schlichtheit der Sungrow 110CX sind sie die geeignetsten Austauschgeräte. Durch eine effektive Zuteilung der vorhandenen Super-Stränge der DC-Koppelkästen mit den MPP-Trackern der Sungrow 110CX kann jede WR-Bank durch nur einen Wechselrichter ersetzt werden. Zwar müssen in diesem Zuge die DC- und AC-Verkabelung sowie die AC-Sicherungen neu ausgelegt werden, jedoch bewegen sich diese Arbeiten in einem vertretbaren Rahmen. Zudem ist durch den gestiegenen Wirkungsgrad die Erwirtschaftung eines Mehrertrags von ca. 1 % möglich.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Vollaustausch aller sich im Solarpark befindenden PVM Wechselrichter durch den Sungrow 110CX als rentable und technisch durchführbare Maßnahme zu betrachten ist. Abschließend entscheidet jedoch die Parkgesellschaft auf Basis kaufmännischer Aspekte und der in dieser Arbeit ausgearbeiteten technischen Empfehlung, ob das Repowering durchgeführt werden soll. In einer Zeit starker klimatischer Veränderungen ist es nicht nur wirtschaftlich sinnvoll Solarparks auf dem neusten Stand der Technik zu halten, sondern auch ökologisch von enormer Bedeutung erneuerbare Energien Anlagen auch nach ihrer EEG-Laufzeit weiterzutreiben, um weiterhin klimafreundlich elektrische Energie zu erzeugen.

IV. Literaturverzeichnis

Bretz, Linda (2017): Die Leistung einer Solarzelle. Online verfügbar unter <https://slideplayer.org/slide/11290537/>, zuletzt aktualisiert am 2017, zuletzt geprüft am 17.05.2020.

EEG 2017 - Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (2014). Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html#BJNR106610014BJNG000100000, zuletzt aktualisiert am 08.08.2020, zuletzt geprüft am 15.08.2020.

Energie Experten (2018): Einsatz und Vorteile eines String-Wechselrichter. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/stringwechselrichter.html>, zuletzt aktualisiert am 13.01.2018, zuletzt geprüft am 25.07.2020.

energie-experten.org (2018): Solarkonstante einfach erklärt: Definition, Herleitung und Berechnung. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarstrahlung/solarkonstante.html>, zuletzt aktualisiert am 29.05.2018, zuletzt geprüft am 16.04.2020.

Gehler, Jeannine (2013): REFUсол übernimmt Kundenservice von Siemens Wechselrichtern. Online verfügbar unter <https://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/refusol-uebernimmt-kundenservice-von-siemens-wechselrichtern>, zuletzt aktualisiert am 20.11.2013, zuletzt geprüft am 31.08.2020.

Gschwind, Manuela (2015): Repowering von Wechselrichtern. pv-magazine.de. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2015/09/02/repowering-von-wechselrichtern/>, zuletzt geprüft am 24.03.2020.

Häberle, Gregor D.; Häberle, Heinz O.; Isele, Dieter; Jöckel, Hans-Walter; Krall, Rudolf; Schiemann, Bernd et al. (2018): Tabellenbuch Elektrotechnik. Tabellen, Formeln, Normenanwendungen. 28., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Haan-Gruiten: Verlag Europa-Lehrmittel Nourney Vollmer GmbH & Co. KG (Europa-Lehrmittel).

Huawei Technologies Co., Ltd. (2020a): Huawei SUN2000-12/15/17/20KTL-M0 Datenblatt DE. Online verfügbar unter <https://solar.huawei.com/de-DE/download?p=%2F>

%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fde%2Fdatasheet%2FSUN2000-12-20KTL-M0.pdf, zuletzt aktualisiert am 28.05.2020, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

Huawei Technologies Co., Ltd. (2020b): SUN2000-36KTL Datenblatt DE. Online verfügbar unter <https://solar.huawei.com/de-DE/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fde%2Fdatasheet%2FSUN2000-36KTL.pdf>, zuletzt aktualisiert am 28.05.2020, zuletzt geprüft am 04.08.2020.

Huawei Technologies Co., Ltd. (2020c): SUN2000-60KTL-M0 Datenblatt DE. Online verfügbar unter <https://solar.huawei.com/de-DE/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fde%2Fdatasheet%2FSUN2000-60KTL-M0.pdf>, zuletzt aktualisiert am 28.05.2020, zuletzt geprüft am 04.08.2020.

Märtel, Christian (2016): Mismatch. In: *DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH*, 25.05.2016. Online verfügbar unter <https://www.photovoltaiik-web.de/photovoltaik-lexikon/buchstabe-m/mismatch>, zuletzt geprüft am 25.07.2020.

Martin, James (2011): Types of Solar Inverter Efficiency. Hg. v. Solar Selections. Online verfügbar unter <http://www.solarselections.co.uk/blog/types-of-solar-inverter-efficiency-peak-vs-euro>, zuletzt aktualisiert am 17.10.2011, zuletzt geprüft am 26.08.2020.

Mertens, Konrad (2018): Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. 4., aktualisierte Auflage. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag.

Meteonorm (2020). Online verfügbar unter <https://meteonorm.com/>, zuletzt aktualisiert am 06.09.2020, zuletzt geprüft am 06.09.2020.

NETZ-ING (2020a): Anlagenzertifikat. Online verfügbar unter <https://www.netz-ing.de/anlagenzertifikat/>, zuletzt aktualisiert am 26.08.2020, zuletzt geprüft am 26.08.2020.

NETZ-ING (2020b): Konformitätserklärung. Online verfügbar unter <http://www.netz-ing.de/konformitaetserklaerung/>, zuletzt aktualisiert am 26.08.2020, zuletzt geprüft am 26.08.2020.

Pfeiffer, Carsten; Remmers, Karl-Heinz (2020): Gewaltiger Erfolg bei der Photovoltaik durch 20 Jahre EEG. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2020/04/02/gewaltiger-erfolg-bei-der-photovoltaik-durch-20-jahre-eeg/>, zuletzt aktualisiert am 02.04.2020, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Photovoltaik.org (2020): Kennlinie. Online verfügbar unter <https://www.photovoltaik.org/wissen/kennlinie>, zuletzt aktualisiert am 2020, zuletzt geprüft am 17.05.2020.

PVsystem (2020): PVsystem. Online verfügbar unter <https://www.pvsystem.com/>, zuletzt aktualisiert am 26.08.2020, zuletzt geprüft am 26.08.2020.

Quaschnig, Volker (2015): Regenerative Energiesysteme. Technologie ; Berechnung ; Simulation ; mit 119 Tabellen. 9., aktualisierte und erw. Aufl. München: Hanser. Online verfügbar unter http://sub-hh.ciando.com/book/?bok_id=1914994.

REFUsoL Elektronik GmbH (2017): REFUsoL 8-23K Datenblatt DE. Online verfügbar unter <https://solar.huawei.com/de-DE/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fde%2Fdatasheet%2FSUN2000-12-20KTL-M0.pdf>, zuletzt aktualisiert am 16.05.2017, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

SGS Belgium NV (2020): SG110CX VDE 4110&4120 TR8 Certificate. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.sungrowpower.com/sites/default/files/SG110CX%20VDE%204110%264120%20TR8%20Certificate%2020200814_0.pdf, zuletzt aktualisiert am 14.08.2020, zuletzt geprüft am 11.09.2020.

SMA Solar Technology AG: SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL Datenblatt DE. Online verfügbar unter <https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-de-40.pdf>, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

Solaranlage-Ratgeber (2019): Energiequelle Sonne. Online verfügbar unter <https://www.solaranlage-ratgeber.de/solarenergie/energiequelle-sonne>, zuletzt aktualisiert am 16.10.2019, zuletzt geprüft am 25.07.2020.

Solargis (2020): Global Solar Atlas. Online verfügbar unter <https://globalsolaratlas.info/map>, zuletzt geprüft am 16.04.2020.

Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2019a): Benutzerhandbuch SG110CX. Netzgekoppelter PV-Wechselrichter. Online verfügbar unter https://www.sungrowpower.com/sites/default/files/SG110CX_Manual_DE.pdf, zuletzt aktualisiert am 01.07.2019, zuletzt geprüft am 15.09.2020.

Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2019b): SG15/20KTL-M Datenblatt DE. Online verfügbar unter https://www.sungrowpower.com/sites/default/files/SG15KTL-M-SG20KTL-M_Datasheet_DE.pdf, zuletzt aktualisiert am 2019, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2020a): SG110CX Datenblatt DE. Online verfügbar unter https://www.sungrowpower.com/sites/default/files/DS_20200623_SG110CX%20Datasheet_V1.2_DE.pdf, zuletzt aktualisiert am 23.06.2020, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2020b): SG33-40-50CX Datenblatt DE. Online verfügbar unter https://www.sungrowpower.com/sites/default/files/DS_20200623_SG33-40-50CX%20Datasheet_V1.2_DE.pdf, zuletzt aktualisiert am 23.06.2020, zuletzt geprüft am 02.08.2020.

VDE (2017): Summary of the draft CDE-AR-N 4110:2017-02. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/1667892/47dedcd3571bc7fdbc29fd3704dce88a/tar-ms-summary-data.pdf>, zuletzt aktualisiert am 01.02.2020, zuletzt geprüft am 11.09.2020.

Wagner, Hermann-Friedrich (2017): Strahlungsenergie der Sonne. Online verfügbar unter <https://www.weltdrphysik.de/gebiet/technik/energie/solarenergie/sonnenenergie/>, zuletzt aktualisiert am 18.08.2020, zuletzt geprüft am 25.08.2020.

Wirth, Harry (2020): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, zuletzt aktualisiert am 26.03.2020, zuletzt geprüft am 30.05.2020.

V. Anhangsverzeichnis

Die folgenden Dateien sind auf der beiliegenden CD abgelegt.

Anhang 1: First Solar 377 und 382 Photovoltaikmodule Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_01_FirstSolar_FS3XX_Datasheet.pdf

Anhang 2: Siemens SINVERT PVM 13/17/20 Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_02_Siemens_SINVERT_PVM_Broschure.pdf

Anhang 3: Sungrow SG15/20KTL-M Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_03_Sungrow_SG15KTL-M-SG20KTL-M_Datasheet.pdf

Anhang 4: Huawei SUN2000 12-20KTL-M0 Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_04_Huawei_SUN2000-12-20KTL-M0.pdf

Anhang 5: REFUsoL 8-23K Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_05_REFUsoL_8-23K_Datasheet_DE.pdf

Anhang 6: SMA STP 15000TL/20000TL/25000TL Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_06_SMA_STP25000TL-30_Datenblatt.pdf

Anhang 7: Huawei SUN2000 36KTL Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_07_Huawei_SUN2000-36KTL.pdf

Anhang 8: Huawei SUN2000 60KTL Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_08_Huawei_SUN2000-60KTL-M0.pdf

Anhang 9: Sungrow 33CX/40CX/50CX Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_09_Sungrow_SG33CX-SG40CX-SG50CX_Datasheet.pdf

Anhang 10: Sungrow 110CX Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_10_Sungrow_SG110CX_Datasheet.pdf

Anhang 11: Strangauflegung bei SG110CX & Huawei SUN2000 36KTL/60KTL

Dateipfad: Anhang/Anhang_11_Strangauflegung.xlsx

Anhang 12: PVsyst Bericht Siemens SINVERT PVM

Dateipfad: Anhang/Anhang_12_PVsyst_Bericht_SiemensSINVERT.pdf

Anhang 13: PVsyst Bericht Sungrow 110CX

Dateipfad: Anhang/Anhang_13_PVsyst_Bericht_SG110CX.pdf

Anhang 14: Strangwechselrichter Datenblatt

Dateipfad: Anhang/Anhang_14_Zertifikat_SG110CX_VDE_4110&4120_TR8_Certificate.pdf

Selbstständigkeitserklärung

Erklärung zur selbständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel verwendet habe.

Hamburg, den _____