

Photovoltaik: Strategien für Altanlagen und zukünftige Potenziale in Weinbaubetrieben

Lukas Schmitz

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science

im Rahmen des Studiums Weinbau, Önologie und Weinwirtschaft

Eingereicht am 10.02.2021

Abteilung Wein- und Obstbau (WOB | H95800)
Department für Nutzpflanzenwissenschaften

Betreuer: Prof. Dr. Hans-Peter Schwarz
Institut für Technik
Hochschule Geisenheim University

Mitbetreuer: Prof. Dr. Andreas Gronauer
Institut für Landtechnik
Department für Nachhaltige Agrarsysteme



Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt, keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt und alle aus ungedruckten Quellen, gedruckter Literatur oder aus dem Internet im Wortlaut oder im wesentlichen Inhalt übernommenen Formulierungen und Konzepte gemäß den Richtlinien wissenschaftlicher Arbeiten zitiert, durch Fußnoten gekennzeichnet bzw. mit genauer Quellenangabe kenntlich gemacht habe.

10.02.2021

Datum

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich beim Team des Instituts für Technik der Hochschule Geisenheim, namentlich Herrn Prof. Dr. Hans-Peter Schwarz, Herrn Dr. Rainer Keicher, Herrn Johannes Wendel und Herrn Hans Störtländer, für die Betreuung während der Erstellung dieser Masterarbeit recht herzlich bedanken. Ich danke besonders für die Geduld gegenüber Corona bedingten Erschwernissen und Verzögerungen sowie das mir entgegengebrachte Vertrauen.

Abstract

The expansion of photovoltaics in Germany was promoted from 2000 onwards with a feed-in tariff guaranteed for 20 years under the Renewable-Energy-Sources Act (EEG). Since then, photovoltaics has developed from a niche to a mass technology and a mainstay of the energy transition. For the first EEG plants of the year 2000, the period of guaranteed compensation expired with the cut-off date of December 31, 2020. The primary objective of the present work was to focus on the prospects for a possible continued operation of these plants on a winery and to compare them with the alternative of a new PV investment. For this purpose, a representative model winery was designed and the energy flows of the areas of vineyard management, cellar operations and building energy were determined. Furthermore, the performance potential at the model site was measured using data from a reference plant and the PVGIS geoinformation system. The analyses of the economic efficiency further differentiated between two system scalings of 30 kWp and 92.4 kWp in order to simulate the effects of deviating legal framework conditions for self-consumption. It was shown that, in principle, both post-subsidized existing plants and new PV plants can be operated economically, taking into account low self-consumption quantities in relation to the total energy consumption. The existing plants recorded shorter payback periods and a higher net present value in comparison. Assuming the same self-consumption conditions, new plants with a nominal capacity of more than 30 kWp are at a legal disadvantage and offer the lowest potential return on investment. An increase in self-consumption has a positive effect on the profitability of all plants. With regard to a maximum exploitation of the self-consumption potential, the study could not name an ideal solution from which a direct economic benefit for a winery results.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung großer Anbieter und erneuerbarer Energien (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2018).	- 4 -
Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh (Umweltbundesamt, 2020).	- 12 -
Abbildung 3: Reduziertes Schema von Energie- und Informationsströmen eines intelligenten Energiemanagementsystems in einem Weingut. Eigene Darstellung nach Boulton (2019).	- 53 -
Abbildung 4: Ansicht des Modellbetriebsstandortes in der Stadtrandlage Geisenheim. Bildgrundlage: © 2020 Google Earth Pro, © 2020 GeoBasis DE/BKG, Aufnahme datum: 7/8/2018, abgerufen am 3/9/2020.....	- 71 -
Abbildung 5: Auszug aus dem Vorhaben- und Erschließungsplan zum Neubau der Praktikumshalle, Eibinger Weg 4 (SRK Architekten und Ingenieure, 2013). .	- 73 -
Abbildung 6: Nordwest-Ansicht der Technikhalle mit PV-Aufdachanlage am Standort Eibinger Weg 4, 65366 Geisenheim. Eigene Aufnahme vom 08.09.2020.	- 74 -
Abbildung 7: Übersicht der Verschaltung aller 320 Einzelmodule zu 22 Strings. (Krüger, 2018)-	75 -
Abbildung 8: Ansicht der Wechselrichter des Herstellers SMA an der Halleninnenwand. Eigene Aufnahme vom 08.09.2020.....	- 76 -
Abbildung 9: Schaltplan zur Modul-/String-Anbindung an die Wechselrichter (Krüger, 2018).....	- 76 -
Abbildung 10: Zähleinrichtung des Netzbetreibers zur Erfassung der eingespeisten Strommenge am Netzanschlusspunkt. Eigene Aufnahme vom 08.09.2020.....	- 77 -
Abbildung 11: Ostansicht des Modellgebäudes mit Bemaßung in cm. Eigene Darstellung mit LibreCAD.....	- 79 -
Abbildung 12: Südansicht des Modellgebäudes. Eigene Darstellung mit LibreCAD.	- 79 -
Abbildung 13: Grundriss des Modellgebäudes mit Bemaßung der einzelnen Räume. Eigene Darstellung mit LibreCAD.....	- 80 -
Abbildung 14: Eingabemaske der PVGIS Anwendung zur Ermittlung der Strahlungsenergie am Modellstandort (Europäische Kommission, 2016).....	- 94 -

Abbildung 15: Übersicht Spezifikationen Rigitrac Electric SKE 50 (Rigitrac 2020).....	- 97 -
Abbildung 16: Gesamtstrahlungsertrag E_{absolut} pro m^2 von Nord- und Südseite mit einfacher Standardabweichung sowie Jahres- und Gesamtmittel.	- 114 -
Abbildung 17: Performance Ratio nach einzelnen Wechselrichtern sowie deren Mittelwert.	- 118 -
Abbildung 18: Verlauf der Kapitalwerte von V1 und V2 über die Nutzungsdauer.....	- 135 -
Abbildung 19: Verlauf der Kapitalwerte von V3 und V4 über die Nutzungsdauer.....	- 135 -
Abbildung 20: Strahlungsprofil am Modellstandort nach relevanten Monaten der Vegetationsperiode und Ladezeitfenster.	- 142 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland; mittlere Monatssummen 1981-2010 in kWh/m ² . Eigene Darstellung nach: (DWD, 2020).....	- 33 -
Tabelle 2: Basisdaten des Modellbetriebs zu Traubenertrag und Weinproduktion je Erntejahr	- 72 -
Tabelle 3: Übersicht zu den verbauten Modulen der PV-Anlage.	- 75 -
Tabelle 4: Gesamtgrundfläche brutto des Modell-Betriebsgebäudes sowie jeweilige Fläche der Einzelräume.	- 78 -
Tabelle 5: Zusammenfassung der Maße zur Ostansicht des Weinwirtschaftsgebäudes.	- 79 -
Tabelle 6: Verarbeitungsschema Weißwein für den Modellbetrieb.....	- 84 -
Tabelle 7: Verarbeitungsschema Rotwein für den Modellbetrieb.	- 85 -
Tabelle 8: Einteilung der Räume in funktionale Gruppen entsprechend des Heizniveaus.	- 87 -
Tabelle 9: Übersicht der Vor- und Nachteile verschiedener marktfähiger Power-to-Gas Systemlösungen im Kontext der angestrebten Nutzung in einem Weingut ...	- 100 -
Tabelle 10: Maschinelle Prozesse und deren Energieaufwand in chronologischer Abfolge im Bewirtschaftungsjahr.....	- 105 -
Tabelle 11: Manuelle und teilmechanisierte Prozesse und deren Energieaufwand in chronologischer Abfolge im Bewirtschaftungsjahr.....	- 106 -
Tabelle 12: Zusammenfassung von Kraftstoffverbrauch, -emissionen und Energieaufwand aller Prozesse in der Außenwirtschaft.	- 107 -
Tabelle 13: Stromverbrauch der kellerwirtschaftlichen Prozesse im Modellbetrieb nach verarbeiteter Teilmenge; W = weiß, R = rot, WW = Weißwein, RW = Rotwein. Eigene Ausarbeitung auf Basis einer Datensammlung des Institutes für Önologie der Hochschule Geisenheim University.	- 107 -
Tabelle 14: Berechnung von Kubatur, Jahresheizwärme- und -transmissionswärmebedarf des Weinwirtschaftsgebäudes.....	- 110 -
Tabelle 15: Zusammenfassung von Energieverbrauch und Emissionen nach Teilphasen.-	- 112 -
Tabelle 16: Strahlungserträge pro m ² am Modellstandort nach Anlagenausrichtung und Strahlungsanteil.	- 113 -

Tabelle 17: Erträge der PV-Referenzanlage am Modellstandort nach Wechselrichtern der unterschiedlichen Modularten und deren Volllaststunden sowie Performance Ratio.	- 116 -
Tabelle 18: Potenzielle Dynamik der PR bei Veränderung des Einstrahlungsertrags auf Basis der ermittelten Standardabweichung.	- 119 -
Tabelle 19: Grundlagenparameter zur Prognose der Leistungsfähigkeit der Modellvarianten V1 und V2.....	- 120 -
Tabelle 20: Prognose des Jahresenergieertrags der Varianten V1 und V2 über die Gesamtnutzungsdauer.	- 121 -
Tabelle 21: Parameter zur Bemessung der Wirtschaftlichkeit der Modellvarianten V1 und V2	- 121 -
Tabelle 22: Kosten und Energieerträge über die Nutzungsdauer sowie Energiegestehungskosten K_E der Varianten V1 und V2	- 122 -
Tabelle 23: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V1 in Jahren.....	- 123 -
Tabelle 24: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V2 in Jahren.....	- 124 -
Tabelle 25: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V1.....	- 125 -
Tabelle 26: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V2.....	- 126 -
Tabelle 27: Grundlagenparameter zur Prognose der Leistungsfähigkeit der Modellvarianten V3 und V4.....	- 126 -
Tabelle 28: Prognose des Jahresenergieertrags der Varianten V3 und V4 über die Gesamtnutzungsdauer.	- 127 -
Tabelle 29: Parameter zur Bemessung der Wirtschaftlichkeit der Modellvarianten V3 und V4	- 128 -
Tabelle 30: Kosten und Energieerträge über die Nutzungsdauer sowie Energiegestehungskosten K_E der Varianten V3 und V4.	- 129 -
Tabelle 31: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V3 in Jahren.....	- 130 -
Tabelle 32: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V4 in Jahren.....	- 131 -
Tabelle 33: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V3.....	- 132 -
Tabelle 34: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V4.....	- 133 -

Tabelle 35: Übersicht der Kennzahlen zur Wirtschaftlichkeit aller Varianten im Vergleich.	- 134 -
Tabelle 36: Tätigkeiten im elektrifizierten Außenbetrieb - Herleitung der benötigten elektrischen Energie anhand des Dieserverbrauchs.....	- 137 -
Tabelle 37: Arbeitsplanung der Tätigkeiten nach Energiebedarf und Akkukapazität.	- 138 -
Tabelle 38: Ermittlung der Schlagkraft elektrisch bewirtschafteter Tätigkeiten im Außenbetrieb.	- 139 -
Tabelle 39: Energiebedarf elektrisch und fossil nach Elektrifizierung mit einem E-Schlepper.	- 140 -
Tabelle 40: Vergleich von Energiebedarf und Emissionen im Außenbetrieb vor und nach der Elektrifizierung.....	- 141 -
Tabelle 41: Dynamik von Amortisationszeit und internem Zinsfuß auf Basis der Kapitalwertmethode nach Erhöhung des Eigenverbrauchs.	- 143 -
Tabelle 42: Kostenvergleich E- vs. Diesel-Schlepper pro Hektar bei identischem Arbeitsaufwand.	- 144 -

Abkürzungen

°C	Grad Celsius
AEL	Alkalische Elektrolyse
AM	Air Mass
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Erneuerbare-Energien-Richtlinie
eV	Elektronenvolt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
ha	Hektar
HCPV	High Concentration Photovoltaic
HTEL	Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW _p	Kilowatt Peak
LCPV	Low Concentration Photovoltaic
LID	Lichtinduzierte Degression
Nm ³	Normkubikmeter
NN.	Normal Null
p. a.	per annum
PCM	Phase-Change-Material
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

PID	Potenzialinduzierte Degression
PR	Performance Ratio
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
rSOC	reversible Solid Oxide Cells
SNG	Substitute Natural Gas
STC	Standard Test Conditions
TTW	Tank-to-Wheels (vom Tank bis zu den Rädern)
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
W	Watt
WTT	Well-to-Tank (vom Bohrloch bis zum Tank)
WTW	Well-to-Wheels (vom Bohrloch bis zu den Rädern)
µm	Mikrometer
η	Wirkungsgrad

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	- 1 -
2	Literaturüberblick.....	- 3 -
2.1	Gesetzliche Rahmenbedingungen	- 3 -
2.1.1	Historie des Strommarktes vor dem EEG	- 3 -
2.1.2	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG	- 4 -
2.1.3	Garantierte Einspeisevergütung	- 5 -
2.1.4	Wesentliche Anpassungen und Änderungen.....	- 7 -
2.1.5	Solarstrom im Jahr 2000 und heute.....	- 11 -
2.1.6	Förderende nach 20 Jahren – Stichtag 01.01.2021.....	- 14 -
2.1.7	Regelungen für den Eigenverbrauch	- 15 -
2.1.8	Das EEG im Kontext europäischen Rechts.....	- 17 -
2.2	Photovoltaische Zellen und Module.....	- 19 -
2.2.1	Grundlagen zur Photovoltaik	- 20 -
2.2.2	Aufbau von Solarzelle und PV-Modul.....	- 21 -
2.2.3	Funktion einer Solarzelle	- 22 -
2.2.4	Alternative Zelltypen und Materialien	- 23 -
2.2.4.1	Dünnschichtsolarzellen	- 24 -
2.2.4.2	Farbstoff- und Perowskitsolarzellen.....	- 25 -
2.2.4.3	Organische Solarzellen.....	- 26 -
2.2.4.4	Tandem-, Stapel- / Mehrfachsolarzellen (Multijunctioncells).....	- 27 -
2.2.4.5	Konzentrierende Photovoltaik.....	- 29 -
2.2.5	Wirkungsgrad von Silizium-Modulen.....	- 30 -
2.2.6	Leistungsbestimmende Parameter.....	- 31 -
2.2.7	Degradation, Lebensdauer und Entsorgung	- 34 -
2.3	Energieverbrauch und Emissionen in Weinbaubetrieben	- 38 -
2.3.1	Außenbetrieb	- 40 -
2.3.2	Kellerwirtschaft.....	- 43 -
2.3.3	Transport und Distribution	- 46 -
2.4	Direkte Potenziale zur Nutzung photovoltaischer Energie	- 48 -
2.4.1	Eigenversorgung.....	- 49 -
2.4.1.1	Verbrauchsanalyse und Verbraucheroptimierung.....	- 50 -

2.4.1.2	Optimierte Prozessplanung	- 51 -
2.4.1.3	Intelligentes Energiemanagement	- 52 -
2.4.2	Direktvermarktung	- 53 -
2.4.2.1	Erzeugergemeinschaften	- 55 -
2.4.2.2	Prosumer-Netzwerke	- 56 -
2.4.2.3	Blockchain-Technologie	- 58 -
2.5	Indirekte Potenziale zur Nutzung photovoltaischer Energie	- 59 -
2.5.1	Batteriespeicher	- 59 -
2.5.1.1	Zelltypen.....	- 60 -
2.5.1.2	Entwicklung von Markt und Preisen	- 62 -
2.5.2	Power-to-Gas.....	- 63 -
2.5.2.1	Wasserstoff.....	- 64 -
2.5.2.2	Methan.....	- 65 -
2.5.3	Thermische Speicher	- 67 -
2.5.3.1	Wärme- und Kältespeicher	- 67 -
3	Material und Methoden	- 70 -
3.1	Entwicklung eines Modellbetriebes	- 70 -
3.1.1	Standort	- 70 -
3.1.2	Betriebsstruktur	- 71 -
3.1.3	Betriebsgebäude und Einrichtungen; „Bestand vs. Modell“	- 72 -
3.1.3.1	Bestandsgebäude	- 73 -
3.1.3.2	PV-Referenzanlage auf Bestandsgebäude.....	- 74 -
3.1.3.3	Erfassung der Ertragsdaten am Standort	- 77 -
3.1.3.4	Modellgebäude	- 77 -
3.2	Betriebliche Abläufe und Energieflüsse.....	- 80 -
3.2.1	Prozesskette und Energieverbrauch im Außenbetrieb	- 81 -
3.2.2	Prozesskette, Energieverbrauch und Emissionen der Kellerwirtschaft.....	- 83 -
3.2.2.1	Prozesskette der Weißweinbereitung	- 83 -
3.2.2.2	Prozesskette der Rotweinbereitung	- 85 -
3.2.3	Energiebedarf und Emissionen des Gebäudes	- 86 -
3.3	Photovoltaikanlagen	- 88 -
3.3.1	Bestandsanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung	- 88 -
3.3.2	Neuanlage mit Eigenverbrauch und EEG-Vergütung.....	- 91 -

3.3.3	Ertragsbemessung der Modellanlagen	- 93 -
3.3.3.1	Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS	- 93 -
3.3.3.2	Ableitung von Strahlungsleistung und Ertrag	- 94 -
3.3.3.3	Perfomance Ratio der Varianten	- 95 -
3.4	Entwicklung einer Nutzungsstrategie der Eigenerzeugung.....	- 97 -
3.4.1	Elektrifizierung des Außenbetriebs	- 97 -
3.4.1.1	E-Schlepper Rigitrac SKE 50 Electric	- 97 -
3.4.1.2	Laden des Schleppers mit Solarstrom aus Eigenerzeugung.....	- 98 -
3.4.2	Power-to-Gas; marktreife Technologien.....	- 100 -
3.5	Wirtschaftlichkeit	- 102 -
3.5.1	Energiegestehungskosten	- 102 -
3.5.2	Amortisationszeit unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch.....	- 102 -
3.5.3	Kapitalwertmethode	- 103 -
4	Ergebnisse	- 105 -
4.1	Energieverbrauch und Emissionen.....	- 105 -
4.1.1	Energieverbrauch und Emissionen des Außenbetriebs.....	- 105 -
4.1.2	Energieverbrauch und Emissionen der Kellerwirtschaft.....	- 107 -
4.1.3	Energiebedarf und Emissionen des Gebäudes	- 109 -
4.1.4	Zusammenfassung von Energieverbrauch und Emissionen.....	- 111 -
4.2	Leistungsfähigkeit der PV-Anlagen	- 112 -
4.2.1	PVGIS Datenanalyse zum Ertragspotenzial am Standort	- 113 -
4.2.2	Transfer Referenzanlage – Modellbetrieb; Performance Ratio.....	- 115 -
4.2.3	Mögliche Fehler der Datenvereinigung.....	- 118 -
4.3	Leistung und Wirtschaftlichkeit der PV-Varianten.....	- 119 -
4.3.1	Leistung und Wirtschaftlichkeit Variante 1 (V1) und Variante 2 (V2)	- 119 -
4.3.2	Leistung und Wirtschaftlichkeit Variante 3 (V3) und Variante 4 (V4)	- 126 -
4.3.3	Wirtschaftlichkeit aller Varianten V1-V4 im Vergleich	- 133 -
4.4	Elektrifizierung als Nutzungsoption für PV-Energie	- 136 -
4.4.1	Leistung.....	- 136 -
4.4.2	Ökologische Effekte der Elektrifizierung	- 140 -
4.4.3	Wirtschaftliche Effekte der Elektrifizierung	- 142 -
5	Diskussion.....	- 146 -

6	Zusammenfassung	- 152 -
7	Literaturverzeichnis	- 154 -
8	Anhang	- 195 -

1 Einleitung

„In einer Welt, die immer stärker die natürlichen Ressourcen in Anspruch nehmen muß, werden wir unsere Position nur halten können, wenn wir umweltfreundliche Produkte und Prozesse entdecken und anwenden.“ (Klaus Töpfer)

Die Landwirtschaft insgesamt und der Weinbau im Speziellen sind vollends im Klimawandel angekommen. Die direkten Folgen wirken sich temporär, bisweilen dramatisch auf die Anbaupraxis aus. Allgegenwärtig erscheinen jedoch die indirekten Auswirkungen, die sich in Form von strengeren rechtlichen Rahmenbedingungen und steigendem öffentlichem Druck auf die Erzeuger auswirken. CO₂-Bilanzen sind in aller Munde und offenbaren insbesondere die ökologischen Defizite bewirtschaftungsintensiver Sonderkulturen.

Regenerative Energien bieten dem Weinbau eine Perspektive, das schlechte Image einer klimaschädlichen Branche abzulegen und einen aktiven Beitrag zur Emissionssenkung zu leisten. Hierzu bedarf es Konzepten, die praxistaugliche Lösungen für die Einbindung der Energien in den landwirtschaftlichen und kellerwirtschaftlichen Alltag aufzeigen. Solche Konzepte müssen sich weiterhin neben dem ökologischen Mehrwert auch gegen ökonomische Kriterien behaupten und eine hohe Anpassungsfähigkeit an die individuellen Betriebsstrukturen im Weinbau aufweisen.

Die vorliegende Arbeit soll einen Lösungsansatz für die mögliche Nutzung elektrischer Energie aus PV-Anlagen auf Weingütern aufzeigen. Dabei soll ein besonderer Fokus auf solche Anlagen gerichtet werden, die keine staatliche Garantievergütung mehr erhalten. Ein grundlegender Literaturüberblick zu Beginn bildet die Bandbreite möglicher Nutzungsoptionen und Kopplungstechnologien ab. Weiterhin werden die teils komplexen gesetzlichen Rahmenbedingungen erörtert und deren Auswirkungen auf die Lösungsoptionen angedeutet. Der umfassenden Recherche folgt die zielgerichtete Identifizierung innovativer und zugleich aussichtsreicher Technologien, auf deren Basis die weitere Untersuchung gründet. Anschließend wird ein Modellbetrieb entwickelt, dessen Betriebsabläufe detailliert analysiert und energetisch quantifiziert werden. Die Leistungsmerkmale einer betriebsintegrierten PV-Anlage werden ebenfalls abgeleitet. Diese Verbrauchs- und Erzeugungsbilanz sowie das definierte Nutzungskonzept bilden die Grundlage für ökologische und ökonomische Modellrechnungen. Die Untersuchung beleuchtet demnach sowohl das Potenzial zur Emissionssenkung als auch den monetären Rahmen. Die Erkenntnisse werden in einer anschließenden

Diskussion erörtert, und abschließend wird der Frage nachgegangen, inwieweit alte PV-Anlagen eine realistische Perspektive zum Weiterbetrieb in Weinbaubetrieben haben.

2 Literaturüberblick

2.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Nach einem kurzen Abriss der Situation auf dem Strommarkt vor und zu Beginn der Liberalisierung werden im folgenden Abschnitt die wesentlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen benannt und deren wichtigste Fakten mit Bezug zur vorliegenden Arbeit erläutert.

2.1.1 Historie des Strommarktes vor dem EEG

Der Strommarkt in Deutschland hat sich seit Mitte der 1990er-Jahre vollkommen gewandelt. Zu dieser Zeit war die Energiewirtschaft der Bundesrepublik von einer geringen Anzahl staatlich protegierter und regulierter Unternehmen geprägt. Regionale Monopole sicherten den Akteuren die Marktbereiche Stromerzeugung, -übertragung sowie -verteilung und verhinderten einen Wettbewerb in der Energieversorgungskette (Grashof et al., 2014). Die Energiepreisbildung bei den Beteiligten erfolgte nicht nach marktwirtschaftlichen Prinzipien, sondern basierte bei den regionalen Versorgern auf einer Kostenüberschuss-Kalkulation (Growitsch & Müsgens, 2005).

Die Liberalisierung des Strommarktes wurde durch die Richtlinie 96/92/EG des europäischen Parlamentes vom 19. Dezember 1996 eingeleitet und fand eine erste Umsetzung in die nationale Gesetzgebung in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 1998. Das Versorgungsnetz wurde in seiner Eigenschaft als natürliches Monopol von der Liberalisierung ausgenommen, der Marktzugang zur Erzeugung und des Vertriebs jedoch grundsätzlich für Dritte geöffnet (Diekmann, Leprich & Ziesing, 2007). In der unmittelbaren Folge fand jedoch eine Konzentration auf wenige, große Marktbeteiligten statt, zulasten vieler kleinerer Anbieter, deren Existenz zuvor durch das Monopol gesichert war (vgl. hierzu den Peak in Abb. 1). Als positive Effekte waren eine leichte Degression der Strompreise und ein Abbau zuvor vorhandener Überkapazitäten zu verzeichnen.

Für regenerative Energiequellen boten die neuen Marktstrukturen, was den potenziellen Zugang neuer, innovativer Unternehmen betraf, zwar gute Voraussetzungen, in der Realität aber kam der Ausbau unter dem neu entstandenen Kostendruck der Stromerzeugung nicht richtig in Gang. Im Jahr 2001 betrug der Anteil erneuerbaren Stroms folglich nur 6,3 % gemessen an der Gesamtstromproduktion in Deutschland und wurde hauptsächlich von Wasserkraftwerken generiert (BMU, 2003). Diese Technologie war bereits von einem hohen

Grad der technologischen Reife gekennzeichnet, bot aber gleichermaßen nur noch relativ geringes Wachstumspotenzial (Ziesing, Enßlin & Langniß, 2001).

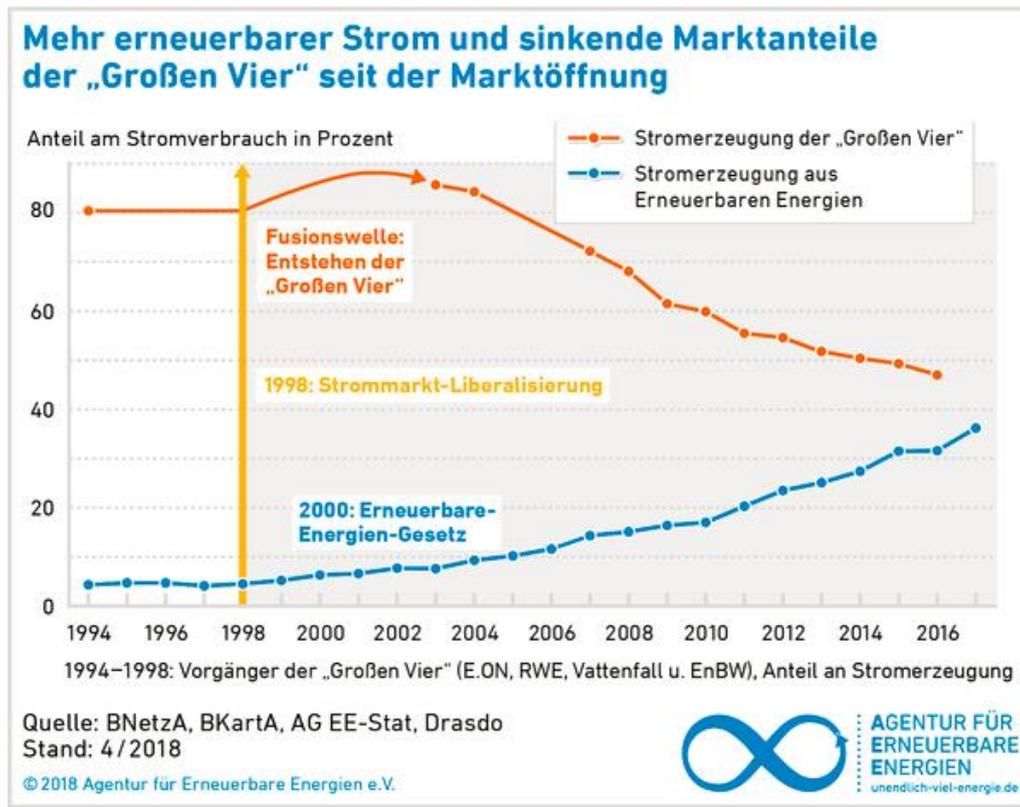


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung großer Anbieter und erneuerbarer Energien (Agentur für Erneuerbare Energien e. V., 2018)

Für das effektive Einleiten einer Energiewende bedurfte es deshalb wirksamer Instrumente, die den sauberen Energiequellen eine sichere Marktposition verschafften, gerade aufgrund der erfolgten Liberalisierungsschritte.

2.1.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG

Am 29. März 2000 wurde das „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes“ (Bundesgesetzblatt, 2000, S. 305) unterzeichnet. Es trat mit Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 01.04.2000 in Kraft.

Ziel dieses Gesetzes war laut §1, den Wandel im Energiesektor hin zu mehr Nachhaltigkeit zu ermöglichen. Die auf nationaler und europäischer Ebene formulierten Ziele zum Umwelt- und Klimaschutz sollten auf diese Weise gewährleistet und dementsprechend der Anteil von Strom aus regenerativen Quellen an der Gesamtversorgung bis zum Jahr 2010 verdoppelt werden (Bundesgesetzblatt, 2000). Das Kyoto-Protokoll von 1997 mit seinem verbindlichen

Rahmen für die unterzeichnenden Staaten fand mit dem EEG erstmals Umsetzung in der deutschen Legislative (United Nations, 1998).

Formal gesehen löste das EEG das „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz)“ aus dem Jahr 1990 ab. Dieser Vorgänger regelte bis dato die Abnahme und Vergütung von Strom aus den erneuerbaren Energiequellen „Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas, oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft“ (Bundesgesetzblatt, 1990, 2633). Das neue EEG erweiterte den Kreis der zu fördernden Energieträger für die Stromproduktion um die Bereiche Geothermie sowie Grubengas. Ehemals auf 5 MW gesetzte Maximalleistungen als Bemessungsgrenze förderfähiger Anlagen wurden gestrichen. Eine weitere grundlegende Neuerung war der nach Energiequelle und Leistung differenzierte Vergütungsansatz. Hiermit sollte dem unterschiedlichen technischen Reifestadium der einzelnen Technologien und deren Marktdurchdringung Rechnung getragen werden. Fortan orientierte sich die Vergütung außerdem nicht mehr am statistisch ermittelten, jährlich aktualisierten Durchschnittserlös der Energieversorger, sondern war an das Prinzip der Kostendeckung gekoppelt und mit einer festen zeitlichen Garantie ausgestattet. Um den Strom aus fossilen Quellen effektiv aus dem Markt zu verdrängen wurde weiterhin die vorrangige und vollständige Abnahme der erneuerbaren Energien im Gesetz verankert (Mayer, 2009).

Das EEG veränderte die Rollenverteilung der Marktakteure insgesamt. Der ehemals monopolistische Strommarkt wich einem absolut dezentralisierten Produktionsansatz, bei dem potenziell jedem Haushalt eine feste Marktteilhabe zugesichert wurde (Deissenroth et al., 2014). An dem für Deutschland relevanten Handelsplatz für Strom, „European Energy Exchange – EEX“ in Leipzig, zeigten die Instrumente des EEG Wirkung. Der überwiegend am Spotmarkt gehandelte Strom aus erneuerbaren Energien verschob die Merit-Order, welche die Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke abbildet und letztlich den nachfrageabhängigen Zuschlag für den Börsenpreis bestimmt. Ein gutes Angebot an regenerativem Strom verdrängte damit direkt solche Kraftwerke vom Markt, deren Grenzkosten nicht mehr gedeckt wurden (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2013).

2.1.3 Garantierte Einspeisevergütung

Das EEG legt eine fixe Vergütungsdauer von zwanzig Jahren für die förderfähigen Energiequellen fest. § 9 Absatz 4 regelt weiterhin, dass der Zeitraum beginnend ab dem auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahr festzusetzen ist. Neuanlagen, die zwischen 01.04.

und 31.12.2000 in Betrieb genommen wurden, wurden also bis zum 31.12.2020 vergütet. Ein gleicher Förderzeitraum wurde auch Anlagen gewährt, deren Inbetriebnahme bereits vor dem Inkrafttreten des Gesetzes erfolgte. Der Förderzeitraum wurde technologieübergreifend definiert, mit Ausnahme der Wasserkraft (Bundesgesetzblatt, 2000).

Der Vergütungssatz für zwanzig Jahre von Anlagen nach § 8 EEG „Solare Strahlungsenergie“ mit Inbetriebnahmedatum bis 31.12.2001 wurde auf den Wert von 99 Pfennigen pro kWh eingespeisten PV-Stroms – umgerechnet 50,62 ct – festgeschrieben (SFV, 2008). Danach griff eine Degressionskomponente von jährlich 5 %, um dem technologischen Fortschritt sowie der zu erwarteten positiven Kostenentwicklung für Investitionen in diesem Bereich Rechnung zu tragen (Deutscher Bundestag, 2000, 22). Die Photovoltaik wurde mit der mit Abstand höchsten Förderung im Vergleich aller regenerativen Energiequellen bedacht. Für andere Technologien lagen die Zahlungen je nach Leistung im Bereich von 12-20 Pfennig pro eingespeister kWh Strom.

Die Zahlung der Vergütung erfolgte von den Netzbetreibern direkt an die EEG-Anlagenbetreiber. Der Netzbetreiber wiederum wurde von dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entschädigt, an den er den Strom weiterleitete. Um einen Belastungsausgleich auf dieser Ebene herzustellen, wurde in § 11 EEG ein Ausgleichsmechanismus auf Bundesebene etabliert. Hiernach wurden die aufgenommen und vergüteten Strommengen anteilig untereinander abgeglichen. Die Abnahme, Vergütung und Verteilung des regenerativen Stroms erfolgte gemäß der Netzinfrastruktur von klein zu groß. Der „Rückweg“ zum Stromverbraucher erfolgte von den ÜNB an die einzelnen Energieversorgungsunternehmen (EVU). Diese mussten zwangsweise den EEG-Strom zu einem Durchschnittsvergütungssatz beziehen – und zwar entsprechend ihrer anteiligen Bezugsmenge vom deutschen Gesamtstrommarkt (Schwarz, 2014).

Alle Akteure sollten auf diesem Weg prozentual gleichermäÙig belastet und aktive Teilnehmer am Kreislauf der erneuerbaren Energien werden (Deutscher Bundestag, 2000, 24). Ob die EVU den Strom separat als Ökostrom oder im Portfolio des Normalstroms zu vermarkten hatten, wurde nicht vorgegeben. Von der Aufnahme- und Vergütungspflicht ausgenommen wurden Elektrizitätsunternehmen, deren an Letztverbraucher direkt vermarkteter Strom zu mehr als 50 % aus erneuerbaren Energien stammte. Durch dieses sogenannte Grünstromprivileg wurde ein Anreiz gesetzt, den Strom von Anlagenbetreibern ohne den Ausgleichsmechanismus direkt zu handeln (Umweltbundesamt, 2014).

Die ursprüngliche Finanzierung der EEG-Förderung gründete auf dem Differenzkostenansatz. EVU, die Ökostrom entsprechend dem Ausgleichsprinzip zum Durchschnittsvergütungssatz von den ÜNB erwerben mussten, hatten für diesen Bezug höhere Beschaffungskosten als für die gleiche Menge konventionellen Stroms. Aus der Differenz von tatsächlichen und den möglichen konventionellen Beschaffungskosten ergaben sich die Differenzkosten, die als Bestandteil des Strompreises an alle Letztverbraucher weitergereicht wurden (Deutscher Bundestag, 2003; Mayer & Burger, 2014).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht jährlich eine Übersicht aller in diesem Zusammenhang relevanten Zahlen wie Stromproduktion, Vergütungszahlungen, Marktwert und Differenzkosten (BMW, 2018b). Hieraus lässt sich ableiten, dass die Photovoltaik durch die vergleichsweise hohen Vergütungssätze auch maßgeblich zur Erhöhung der Differenzkosten beiträgt.

Während die Vergütungssätze mehrfach angepasst oder beispielsweise nach Anlagengröße gestaffelt wurden, blieb der grundsätzliche Zeitrahmen der Garantievergütung bislang immer unangetastet. Etwaige Änderungen waren grundsätzlich nur für Neuanlagen relevant und hatten keine finanziellen Auswirkungen auf Anlagen im Bestand (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014).

2.1.4 Wesentliche Anpassungen & Änderungen

Im nachfolgenden Kapitel sollen kurz die wesentlichen Anpassungen des EEG im Bereich der Photovoltaik im Verlauf der Jahre dargestellt werden. Das ursprüngliche EEG aus dem Jahr 2000 wurde in den Jahren 2004, 2009, 2012, 2014 und 2017 neu gefasst sowie zwischenzeitlich immer wieder durch Änderungsgesetze modifiziert (BMW, 2020a).

Im Dezember 2003 wurde vom Deutschen Bundestag das zweite Änderungsgesetz des EEG beschlossen (Bundesgesetzblatt, 2003), das unter dem Namen „Photovoltaik-Vorschaltgesetz“ bekannt wurde. Ab dem 01.01.2004 wurden hierin die Förderkonditionen nach Gebäudeintegrierten- und Freiflächenanlagen differenziert sowie ein nach Anlagengröße gestaffelter Bonus eingeführt (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2003a). Insgesamt stieg die Förderung für den Bereich der solaren Strahlungsenergie durch das Änderungsgesetz. Auf diese Weise sollten das Wachstum der Solarbranche gesichert und ein zusätzlicher Impuls für Neuinvestitionen in Solaranlagen gesetzt werden. Die Politik wollte insbesondere einem Einbruch des Zubaus durch das Auslaufen des seit 1999 bestehenden „100.000-Dächer-Programms“ zuvorkommen (Bundesministerium für Umwelt,

Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2003b), in dem der Bau von PV-Anlagen mit zinsgünstigen Krediten der KfW unterstützt wurde.

Das EEG 2009, das Ende 2008 beschlossen wurde, verankerte höhere Degressionskomponenten für die Garantievergütungen von PV-Strom. Statt bis dato 5 % pro Kalenderjahr wurde für die Jahre 2010 und 2011 je nach Anlagenform und Leistung ein Absinken um 8-10 % festgeschrieben (BSW e.V., 2008). Weiterhin wurde für Anlagen mit einer Leistung bis 30 kW eine verringerte Einspeisevergütung für selbst genutzten Strom fixiert und weitere Differenzierungen zwischen Gebäudeintegrierten- und Freiflächenanlagen vorgenommen (Bundesgesetzblatt, 2008). Für die Vermarktung eröffnete das EEG verschiedene Wahlmöglichkeiten, wonach Anlagenbetreiber den Strom voll oder teilweise einspeisen und/oder an Dritte direktvermarkten konnten, sofern eine entsprechende Anzeige beim Netzbetreiber erfolgte (Schwarz, 2014). Der Ausgleichsmechanismus zur gleichmäßigen Lastenverteilung EEG-bedingter Kosten wurde im Juli 2009 mit der „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ neu geregelt (Bundesgesetzblatt, 2009). Fortan war es für die ÜNB Pflicht, den Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt der Börse zu handeln. Außerdem fällt der heute noch angewandte Mechanismus der EEG-Umlage unter diese Verordnung.

Bereits im August 2010 wurde die „PV-Novelle-2010“ aufgelegt. Sie trat rückwirkend zum 01.07.2010 in Kraft und koppelte die Degression der Solarförderung an konkrete Entwicklungen im Anlagenzubau (Bundesgesetzblatt, 2010): je größer der Zubau innerhalb eines Jahres mit Stichtag 30.09., desto höher die prozentualen Einschnitte der zukünftigen Einspeisevergütung für Neuanlagen (Thau, 2010). Die weiteren Einschnitte wurden damit begründet, dass die technologischen Fortschritte bei PV-Anlagen sowie eine deutliche Steigerung aufseiten der Produktionskapazitäten eine Überförderung der Branche zur Folge gehabt haben könnten (BMWi, 2020b).

Das Grünstromprivileg für EVU als Anreiz für die Direktvermarktung entfiel ab April 2011 im Rahmen einer Anpassung des EEG an europäisches Recht größtenteils, um mögliche Effekte auf die EEG-Umlage zu vermeiden (Bundesgesetzblatt, 2011a, 620). Gleich mehrere Änderungen für erneuerbaren Strom aus PV-Anlagen wurden im darauffolgenden Jahr mit einer neuen Fassung des EEG 2012 (Bundesgesetzblatt, 2011b) sowie einer Photovoltaik-Novelle wirksam (Bundesgesetzblatt, 2012). In § 33g wurde das Marktprämienmodell eingeführt, das Anlagenbetreiber stärker an das tatsächliche Marktgeschehen binden und Anreize für eine bedarfsgerechte Stromproduktion setzen sollte (Gawel & Purkus, 2013). Auch

für Anlagen solarer Strahlungsenergie bestand unter bestimmten technischen Voraussetzungen künftig die Option, ohne finanzielles Risiko von der Garantievergütung auf ein Direktvermarktungsmodell umzusteigen. Hierfür mussten sich die Betreiber vertraglich an einen Vermarkter binden, der den Strom am Börsenplatz handelte und dafür eine Pauschale einstrich. Die Marktprämie errechnete sich aus der Differenz zwischen einem monatlich ermittelten Referenzwert für den Börsenerlös und der Garantievergütung. Sie glich de facto das Risiko fluktuierender Marktpreise im Vergleich zur festen Einspeisevergütung aus. Als zusätzlicher Anreiz wurde außerdem eine sogenannte Managementprämie pro kWh zusätzlich gezahlt (BSW, 2016).

Die explizit dem Bereich Photovoltaik gewidmete gleichnamige Novelle hatte weitreichende Auswirkungen auf Zielsetzung und Förderung. Hierin wurde unter anderem das Ausbauziel der zu fördernden photovoltaischen Gesamtleistung in Deutschland auf 52 GW festgesetzt. In § 20b Abs. 9a heißt es hierzu: „Wenn die (...) Summe der installierten Leistung aller geförderten Anlagen (...) erstmals den Wert von 52 000 Megawatt überschreitet, verringern sich die Vergütungen (...) auf null.“ (Bundesgesetzblatt, 2011b, S. 1757) Die Vergütung wurde außerdem für gebäudeintegrierte Anlagen wie folgt nach Leistungsgrößen gestaffelt: bis 10 kW, bis 40 kW, bis 1 MW, bis 10 MW, statt bisher bis 30 kW, bis 100 kW, bis 1 MW, ab 1 MW. Für Freiflächenanlagen wurde nunmehr ein einheitlicher Vergütungssatz bis zu einer maximalen Anlagenleistungsgrenze von 10 MW eingeführt. Die Kennzahl 10 MW wurde generell als maximale Leistungsgrenze für den Förderanspruch photovoltaischer Anlagen festgesetzt. Es wurde eine Einmalabsenkung der Einspeisevergütung sowie ein monatliches Degressionsintervall fixiert, dessen prozentuale Einschnitte unmittelbar an definierte Zubauraten geknüpft wurden. Der Bonus für den Eigenverbrauch von Strom entfiel ersatzlos (Bundesumweltministerium, 2012). Alle Anlagen mit einer Leistung von über 10 kW bis 1 MW, die nach dem 01. April 2012 in Betrieb genommen wurden, erhielten nur noch für 90 % der Jahresproduktion eine Vergütung. Die übrigen 10 % des Stroms wurden nur noch zu einem Monatsmittelwert des tatsächlichen Börsenpreises berücksichtigt oder konnten alternativ der Direktvermarktung zugeführt bzw. selbst genutzt werden (BSW, 2012). Dieses neue Markintegrationsmodell sollte zu einer Stabilisierung der EEG-Umlage beitragen. Allgemein bleibt zur Photovoltaik-Novelle 2012 zu konstatieren, dass sie das bis dato umfangreichste und bedeutendste Änderungspaket in der Förderung solarer Strahlungsenergie war.

Am 01.08.2014 trat das EEG 2014, in Politik und Medien gerne auch als „EEG 2.0“ bezeichnet, in Kraft (AGORA Energiewende, 2014). Es wurde deshalb als neues Gesetz bezeichnet,

da es die „Rolle der erneuerbaren Energien als Hauptpfeiler der deutschen Stromversorgung und dominierende Energiequelle der Zukunft“ (BMWi, 2014b, S. 1) postulierte. Der Name des Gesetzes selbst, greift diesen Veränderungsanspruch gleichermaßen auf (Bundesgesetzblatt, 2014). Daran anknüpfend wurde eine Agenda entwickelt, um auf Basis des neuen EEG weitere Schritte zu einer überarbeiteten Energiewende einzuleiten (BMWi, 2014a). Im Detail wurde die Photovoltaik von folgenden Hauptänderungen tangiert (DStGB, 2015):

- ⇒ Direktvermarktungspflicht nach dem Marktprämienmodell für Neuanlagen ab 500 kW (Stichtag 01.08.2014) bzw. ab 100 kW (Stichtag 01.01.2016)
- ⇒ Umstellung bei Freiflächenanlagen von festen Förderungen hin zu einem Ausschreibungsverfahren als Pilotprojekt, bei dem die Förderhöhe ein Wettbewerbscharakteristikum unter den Teilnehmern ist
- ⇒ Abschaffung der Umlagebefreiung für Eigenverbrauch bis auf eine Bagatellgrenze von 10.000 kWh/Jahr und stufenweise Anhebung auf 40 % der vollen Umlage

Für die solare Strahlungsenergie lässt sich zusammenfassen, dass das EEG 2014 an die PV-Novelle 2012 anknüpfte und den gesetzlichen Rahmen von einem Förderungskonzept hin zu einem komplexen, marktorientierten Steuerungsregelwerk transformierte.

Im 2016 verabschiedeten EEG 2017 wurde der 2014 festgelegte Ausbaupfad bis zum Leistungsdeckel von 52 GW weiter beschritten (EnergieAgentur.NRW GmbH, 2017). Das als Pilotprojekt eingeführte Ausschreibungsverfahren wurde für sämtliche Anlagentypen solarer Strahlungsenergie ab einer Leistung von 750 kW verpflichtend. Hierin bestand die wesentliche Neuerung des Gesetzes, das den umfangreichen Anforderungskatalog dieses Verfahrens gesetzlich aufarbeitete und manifestierte. Für Anlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze wurden Intervall und Prozentsatz der an den Zubau geknüpften Degressionskomponente überarbeitet (Bundesgesetzblatt, 2016a).

Stand Januar 2021 ist das EEG 2021 vom 21.12.2020 (Bundesgesetzblatt, 2020) auf Bundstagsbeschluss vom 17.12.2020 die rechtsverbindliche Grundlage zur Förderung der Photovoltaik in Deutschland. Hierin wurde ein Gesamtausbauziel von 100 GW für die Photovoltaik bis zum Jahr 2030 ausgelobt und der jährliche Ausbaupfad mit 4,6 GW Leistungszubau definiert. Der bisherige 52-GW-Deckel wurde bereits im Juli 2020 abgeschafft, nachdem die nahende Ausschöpfung dieser Leistungsgrenze den weiteren PV-Zubau gänzlich zu

blockieren drohte (Enkhardt, 2020c). Weitere Änderungen des aktuellen EEG werden in den nachfolgenden Kapiteln kurz angerissen.

2.1.5 Solarstrom im Jahr 2000 und heute

Die Photovoltaik verzeichnete eine in allen Bereichen dynamische Entwicklung seit der ersten Auflage des EEG. Dies betrifft den Leistungszubau, den Verlauf der Förderung durch staatliche Eingriffe sowie die Preisentwicklung für die Technologie als solches. Nachfolgender Abschnitt soll das Zusammenwirken genannter Faktoren abbilden und die Brücke von damals nach heute schlagen, wie es auch durch die ökonomisch/ökologischen Betrachtungen an späterer Stelle geschieht.

Als das EEG im Jahr 2000 in Kraft trat, war die solare Strahlungsenergie eine Nischenanwendung. Im Vergleich aller erneuerbarer Energiequellen war sie diejenige mit der geringsten Bedeutung (Lauf, Memmler & Schneider, 2019). Laut einer eigenen Abfrage des Marktstammdatenregisters waren bis zum 31.12.2000 ca. 24.600 PV-Anlagen in Deutschland in Betrieb. Insgesamt verzeichneten diese eine Nennleistung von 111 MW_p und lieferten einen Jahresertrag von 71 Mio. kWh \cong 71 GWh Strom (BMU, 2003). Umgerechnet auf die Einzelanlagen ergibt sich daraus eine Nennleistung von ca. 4,5 kW_p sowie ein mittlerer Ertrag von rund 2.890 kWh pro Jahr.

Die gesamte Stromerzeugung lag in dem betrachteten Jahr bei bundesweit 572 Mrd. kWh \cong 572 TWh. Anteilig stellten PV-Anlagen also lediglich 0,012 % des insgesamt in Deutschland produzierten Stroms bereit. Alle erneuerbaren Energien insgesamt stellten im gleichen Zeitraum bereits 6,6 % zur Verfügung, wovon 91 % auf die Bereiche Wasser- und Windkraft entfielen (BDEW, 2020a).

Abbildung 2 zeigt den Nischenstatus der solaren Erzeugung im Jahr 2000, die de facto keine nennenswerten Strommengen lieferte. Sie verleiht aber genauso der mit Inkrafttreten des EEG einsetzenden dynamischen Entwicklung Ausdruck.

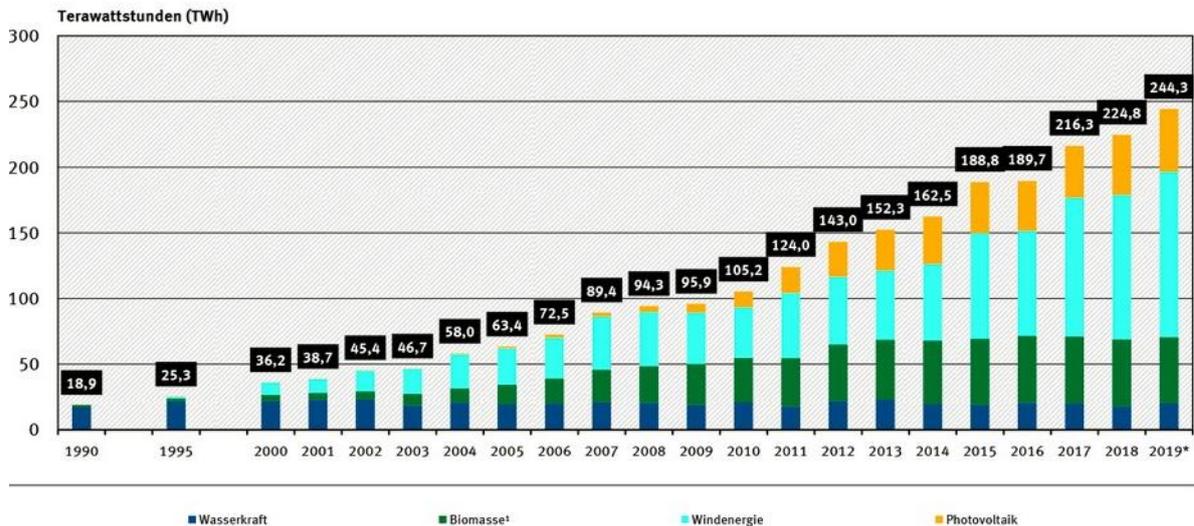


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh (Umweltbundesamt, 2020)

Weiterhin bildet die Abbildung nicht adäquat ab, dass dem geringsten Beitrag an der Gesamtstromproduktion die höchsten prozentualen Wachstumsraten unter den erneuerbaren Energien gegenüberstanden (BMU, 2002). Die Technologie war zu diesem Zeitpunkt schlichtweg zu neu, um eine größere Relevanz zu besitzen. Hohe zweistellige Zuwachsraten waren jedoch ein starkes Indiz für das enorme Zukunftspotenzial der Technologie. Diesen Rückschluss lässt auch die Entwicklung der Technologiepreise zu. Während zu Beginn der 1990er-Jahre noch ca. 15.000 € (netto) pro kW_p Nennleistung für die Errichtung einer Anlage zu Buche schlugen, hatten sich die Kosten bis Ende 1999 schon mehr als halbiert (Morris, 2004). Diese Tendenz setzte sich auch nach dem Start des EEG fort, sodass sich der durchschnittliche Anlagenpreis im Jahr 2000 auf ca. 6.000 € pro kW_p reduzierte (BMU, 2002). Die bereits unter 2.1.3 erwähnte ursprüngliche Einspeisevergütung von umgerechnet 51,62 ct pro kWh galt im Jahr 2000 einheitlich für jede Anlage solarer Strahlungsenergie, ungeachtet ihrer Dimensionierung.

Bis zum Jahr 2021 hat sich die Photovoltaik von einer Nischen- zu einer Massentechnologie entwickelt. Von 2006 bis Ende des Jahres 2018 sanken die Investitionskosten für PV-Anlagen um 75 % auf ca. 1.000-1.500 € pro installiertem kW_p Nennleistung, abhängig von der Anlagengröße (Fraunhofer ISE, 2020d). Verglichen mit den im Jahr 2000 genannten Investitionskosten von 6.000 € ergibt sich hieraus ein Preisverfall von ca. 80 %. Betrachtet man analog hierzu die Degression der festen Einspeisevergütung über den gleichen Zeitraum von ehemals 51,62 ct auf aktuell – Stand Januar 2021 – 8,16 (bis 10 kW), 7,93 (bis 40 kW) bzw. 6,22 ct/kWh (bis 100 kW), so verzeichnet diese einen noch stärkeren Abfall mit ca. 85 % (Bundesnetzagentur, 2020a). Für Betreiber, die auf den Sicherheitsfaktor einer festen

Einspeisevergütung setzen, gilt derzeit die genannte Förderstaffelung sowie ein Leistungsmaximum der Anlage von 100 kW. Oberhalb dieser Grenze wird keine Festvergütung mehr gewährt, sondern es erfolgt ausschließlich eine Förderung nach dem Marktprämienmodell bei verpflichtender Direktvermarktung. Die Zahlung der Garantievergütung errechnet sich generell gemäß § 23 anteilig nach der Anlagenleistung im Verhältnis zu den Schwellenwerten (Bundesgesetzblatt, 2014). Das bedeutet, dass ein Anlagenbetreiber für eine im Juli 2020 in Betrieb genommene Anlage mit 100 kW_p Nennleistung folgende Vergütung bis zum 31.12.2040 erhält: für 10 % des eingespeisten Stroms 9,03 ct/kWh, für 30 % des Stroms 8,78 ct/kWh sowie für die restlichen 60 % Strom 6,89 ct/kWh. Somit wird das Einspeisen von Strom aus solarer Strahlungsenergie im Jahr 2021 deutlich weniger stark gefördert als im Jahr 2000.

Ende des Jahres 2019 waren in Deutschland ca. 1,8 Mio. Anlagen mit einer kumulierten Nennleistung von 49,2 GW_p installiert (BSW, 2020). Sie generierten im abgelaufenen Kalenderjahr insgesamt 47,5 Mrd. kWh $\hat{=}$ 47,5 TWh Strom und waren damit zweitwichtigste erneuerbare Energiequelle nach der Windkraft (AGEB, 2020). Im 1. Quartal 2020 überschritten die erneuerbaren Energien erstmals die 50%-Marke des anteilig gedeckten Bruttostromverbrauchs und waren damit bedeutender als die konventionellen Energien (BDEW, 2020b). Gemessen an der Nettostromerzeugung lag der Anteil laut Angaben des Fraunhofer ISE (2020f) zwischen 01.01. und 31.05.2020 sogar bei 56,2 %. Allein auf die solare Strahlungsenergie entfielen 9,8 % des insgesamt erzeugten Nettostroms. Da diese positiven Zahlen teilweise auf Sondereffekte der Corona-Krise zurückzuführen sind, erscheint der für das abgelaufene Kalenderjahr 2019 verzeichnete Wert von 9,0 % realistischer hinsichtlich der Fixierung eines aktuellen Status quo der Bedeutung von Photovoltaik für die deutsche Stromerzeugung (Fraunhofer ISE, 2020e).

Ein direkter Vergleich der absoluten Förderungszahlungen der Jahre 2000 und 2019 verdeutlicht ebenfalls die Dynamik in der Entwicklung erneuerbarer Energien sowie die wirtschaftliche Größenordnung der EEG-Maßnahmen. 2000 wurden gemäß der Statistik des BMWi (BMWi, 2020d) 29 GWh Strom aus Photovoltaik im Rahmen des EEG eingespeist und vergütet. Hierfür flossen Zahlungen in Höhe von 15 Mio. € über die Einspeisevergütung an die Anlagenbetreiber. In der vorläufigen Prognose für das Jahr 2019 ist diese Summe auf 10,637 Mrd. € angewachsen. Das meiste Geld der gesamten Vergütungszahlungen für erneuerbare Energien wird de facto für den Bereich der Photovoltaik gezahlt. Damit wirkt sich diese Technologie auch in besonderem Maße auf den EEG-Umlagemechanismus aus, wel-

cher den Strompreis aller Letztverbraucher, im Falle von begünstigten stromintensiven Unternehmen, Eigenversorgern und Schienenbahnen teilweise, verteuert. Von den 6,756 ct/kWh EEG-Umlage im Jahr 2020 lassen sich 2,53 ct direkt auf den Förderbereich PV-Strom rückrechnen (50Hertz Transmission GmbH et al., 2019).

Dieser finanziellen Tragweite mag auch geschuldet sein, dass das EEG im Laufe der Jahre immer weiter aufgebläht wurde und für den Durchschnittsbürger nur noch schwer zu überblicken ist. Waren es im Jahr 2000 noch vier Seiten Gesetzestext und zwölf Paragraphen, so ist das EEG 2021 nach aktuellem Stand ein hochkomplexes Gesetzeswerk mit mehr als 100 Paragraphen. Die Überschrift zum Themenbereich erneuerbare Energien auf der Internetpräsenz der Bundesregierung bringt das politische Leitbild auf den Punkt, welches die heutige Ausrichtung des EEG bestimmt. Sie lautet: „Förderung steuern, Kosten senken“ (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2020).

2.1.6 Förderende nach 20 Jahren – Stichtag 01.01.2021

Die große Dynamik von zwei Jahrzehnten holte die einstmaligen Photovoltaik-Pioniere am Stichtag 01.01.2021 ein. Während die Konditionen bis zu diesem Tag lukrativ und garantiert waren, weil sie den Markt- und Technologiezustand des Jahres 2000 abbildeten, begann mit diesem Datum eine neue Zeitrechnung zu geänderten Bedingungen (Spangenberg, 2020).

Zwar behielten die Altanlagen auch nach Förderende weiterhin den Status einer EEG-Anlage und die damit verbundenen Privilegien für ein Recht auf Netzanschluss, vorrangige Abnahme und Verteilung, aber die wirtschaftliche und vertragsrechtliche Sicherheit war lange Zeit ungewiss (Müller, 2017).

Knackpunkt in dieser Hinsicht war bis zur Verabschiedung des neuen EEG 2021 der obligatorische bzw. alternativlose Wechsel der Veräußerungsform von der Volleinspeisung mit Garantievergütung in die Kategorie „Sonstige Direktvermarktung“ nach § 21a EEG, woraus sich weitreichende Verpflichtungen für den Betreiber ergaben. Grundvoraussetzung für einen ordnungsgemäßen Wechsel war demnach, dass die formellen Vorgaben erfüllt und der Netzbetreiber fristgemäß über den Veräußerungswechsel informiert wird. Weiterhin zeichneten sich die Anlagenbetreiber in dieser Kategorie für die ordentliche kaufmännische Abnahme ihres Stroms verantwortlich und mussten dafür Sorge tragen, dass dieser nach messtechnischen Vorgaben erfasst und einem Bilanzkreis zugeordnet wird (Metzger et al., 2020).

Im Falle einer Pflichtversäumnis drohten dem Betreiber rechtliche Konsequenzen, sofern er dann ohne vertragliche Grundlage seinen Strom weiter in die Netzinfrastruktur eingespeist und damit eine sogenannte „wilde Einspeisung“ getätigt hätte (Enkhardt, 2019).

Diese massiven bürokratischen und vertragsrechtlichen Hindernisse hat das neue Gesetz kurz vor dem Stichtag, zumindest übergangsweise, ausgeräumt. Bis die Voraussetzungen zu einer vollständigen Marktintegration aller Teilnehmer geschaffen sind, hat der Gesetzgeber den Rahmen für eine Folgevergütung bis einschließlich 2027 geschaffen (Conrads & Klamka, 2020). Diese fängt grundsätzlich alle Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kW auf, die keinen aktiven Wechsel in eine andere Veräußerungsform vollzogen haben. Die Energie dieser Anlagen kann in der Folge weiter legal ins Netz eingespeist werden (Jung, 2021). Hierfür erhalten die Betreiber eine Vergütung, die sich am Jahresmarktpreis orientiert, abzüglich einer Vermarktungspauschale. Für das Jahr 2021 fixiert das Gesetz einen Abschlag von 0,4 ct/kWh auf die marktpreisorientierte Folgevergütung als Entschädigung für die Vermarktung. Ab 2022 wird dieser Wert von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelt und veröffentlicht. Sofern Anlagenbetreiber nicht von der neuen Einspeisevergütung Gebrauch machen möchten, obliegt ihnen die Wahlmöglichkeit zum Wechsel in die Kategorie „Sonstige Direktvermarktung“ mit den entsprechenden Rechten und Pflichten (Bundesgesetzblatt, 2020).

2.1.7 Regelungen für den Eigenverbrauch

Für die vorliegende Arbeit ist eine nähere Beleuchtung der gesetzlichen Regelungen zum Eigenverbrauch von besonderem Interesse, weil sich der Eigenverbrauch von PV-Strom für neu installierte Anlagen zu einem wichtigen Faktor in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entwickelt hat und sich als mögliche Nutzungsoption für den Weiterbetrieb einer ausgeführten Bestandsanlage anbietet. Im nachfolgenden Abschnitt wird daher nicht die gesamte Historie zu diesem komplexen Thema beleuchtet, sondern nur der die Arbeit tangierende aktuelle Stand betrachtet.

In § 3 des EEG 2017 heißt es: „Im Sinne des Gesetzes ist (...) ‚Eigenversorgung‘ der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ (Bundesgesetzblatt, 2016a, 2260-2261). Diese Definition wurde aus dem EEG 2014 übernommen, das den Bereich der Eigenversorgung bereits ausführlich reguliert. Im Kern

wird dabei die Frage geklärt, ob und in welchem Umfang Anlagenbetreiber für ihren Eigenverbrauch von Strom die EEG-Umlage zahlen müssen. Die grundsätzliche Antwort, die das Gesetz hierzu liefert, lautet: Prinzipiell fällt für jede kWh verbrauchtem Strom, egal ob vom Energieversorger bezogen oder aus der eigenen PV-Anlage gewonnen, die volle Umlage an. Energieerzeugungsanlagen erneuerbarer Quellen können jedoch unter bestimmten Voraussetzungen von dieser grundsätzlichen Verpflichtung ganz oder zum Teil ausgenommen werden (Bundesnetzagentur, 2016).

Nach § 61a des EEG 2017 greift die Sonderregelung für einen Entfall der Umlage nur bei Anlagen mit einer maximalen Leistung von 10 kW für 10.000 kWh selbst verbrauchten Strom pro Jahr sowie für elektrische Energie, die dem Kraftwerkseigenverbrauch zuzuordnen ist, für Anlagen zur reinen Eigenversorgung sowie solche ohne jegliche Netzanbindung (Bundesgesetzblatt, 2016b).

Die theoretischen Optionen der reinen Eigenversorgung oder einer Inselanlage zur vollständigen Befreiung von der EEG-Umlagepflicht scheinen für ein Weingut in Kombination mit einer photovoltaischen Bestandsanlage nicht realistisch darstellbar zu sein. Im Zusammenhang mit einer Inselanlage weist die Bundesnetzagentur explizit darauf hin „dass der Eigenversorger weder zusätzlichen Strom aus dem Netz beziehen oder überschüssigen Strom in das Netz einspeisen kann.“ (Bundesnetzagentur, 2016, S. 56). Für die reine Eigenversorgung kann zwar ein Netzanschluss bestehen, dieser darf jedoch ausschließlich zur Einspeisung etwaiger Überschüsse genutzt werden und nicht zum Netzbezug in Zeiten der Unterdeckung.

Da ein besonderes Augenmerk dieser Arbeit auf möglichen Perspektiven für Altanlagen liegt, von denen die Mehrzahl während der Förderperiode ausschließlich in das Netz einspeiste und demnach der Betreiber seinen Verbrauch durch Netzbezug deckte, wäre die technische Umrüstung für diese Sonderfälle zwar theoretisch möglich, jedoch hoch komplex. Hinsichtlich der befreienden Leistungsgrenze ist außerdem von entscheidender Bedeutung, dass es sich hierbei um ein Ausschlusskriterium handelt und keine anteilige Befreiung für größere Anlagen anzuwenden ist. Jede Anlage mit einer höheren Leistung muss folglich für die gesamte Eigenversorgung eine Umlage entrichten (Maslaton, 2015).

Definitiv praktikabel ist für ausgeführte Bestandsanlagen wie auch für Neuanlagen unabhängig von ihrer Nennleistung allerdings die Regelung nach § 61b, wonach nur ein verringerter Umlagebetrag von 40 % anfällt, weil eine PV-Anlage das hier definierte Kriterium eines ausschließlichen Einsatzes erneuerbarer Energien unabänderlich erfüllt (BMJV, 2020).

Die Verringerung ist jedoch an die Bedingung geknüpft, dass der Anlagenbetreiber seinen Mitteilungspflichten gemäß § 74a nachkommt (Bundesnetzagentur, 2016). Hierzu muss er im Wesentlichen zwei Bedingungen erfüllen. Zum einen muss er die Strommenge gesetzeskonform messen und zum anderen den umlagepflichtigen jährlichen Eigenverbrauch dem Netzbetreiber bis zum 28. Februar des Folgejahres melden, um eine Abrechnung zu ermöglichen (Bundesnetzagentur, 2019).

Die Gesetzeslage des neuen EEG 2021 führt die bestehenden Regelungen zum Eigenverbrauch weitestgehend fort. Eine entscheidende Veränderung besteht jedoch in einer Anhebung der umlagebefreiten Leistungsgrenze von den genannten 10 auf 30 kW_p für Neu- und Bestandsanlagen (Conrads & Klamka, 2020).

Für die vorliegende Arbeit lässt sich aus dem gesetzlichen Rahmen folgender Parameter ableiten, der in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu späterem Zeitpunkt von Bedeutung ist. Der mögliche Eigenverbrauch ist in den Berechnungen mit einer verringerten EEG-Umlage von 2,702 ct/kWh (6,756 ct $\hat{=}$ 100 %) zu kalkulieren, sofern die zugrundeliegende Anlage eine Nennleistung von mehr als 30 kW_p aufweist.

2.1.8 Das EEG im Kontext europäischen Rechts

Die deutsche Gesetzgebung ist generell in hohem Maße von Vorgaben geprägt, die auf europäischer Ebene getroffen und anschließend in nationales Recht überführt werden. Die erste Auflage des EEG bildet hier jedoch eine Ausnahme. Es gab zum Zeitpunkt des Inkrafttretens im Jahr 2000 noch keine europäische Richtlinie, die konkrete Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien definierte. Das deutsche EEG war mit seinem Maßnahmenpaket sozusagen Vorreiter bezüglich fixierter Zubauziele, Netzprivilegierung, Einspeisevergütung usw. Ein sogenanntes Weißbuch (Europäische Kommission, 1997) war bereits 1997 nahezu zeitgleich mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls von der Kommission veröffentlicht worden und lieferte ein detailliertes Leitbild für die Zukunft der erneuerbaren Energien im Energiesektor.

Hinsichtlich einer gemeinsamen Vorgehensweise in rechtsverbindlicher Form zur Bewältigung einer Energiewende herrschte jedoch noch Uneinigkeit zwischen den Mitgliedsstaaten (Weigt, 2009). Der primäre Fokus europäischer Bemühungen lag zu bis dato auf der bereits unter Punkt 2.1.1 kurz thematisierten Liberalisierung des Energiemarktes. Zudem stand das deutsche EEG vor dem Europäischen Gerichtshof wegen des Verdachts einer rechtswidrigen

Beihilfe auf dem Prüfstand (Staiß, 2001). Erst nach Beseitigung dieser juristischen Bedenken wurden mit Erlass der Richtlinie 2001/77/EG vom 27.09.2001 die Zielsetzungen offiziell manifestiert, wenngleich den Mitgliedsstaaten weiterhin ein großer Handlungsspielraum für deren Umsetzung eingeräumt wurde (Staiß, 2003).

Die darauffolgende Richtlinie 2009/28/EG vollzog einen Richtungswechsel und definierte verpflichtende Maßgaben für die einzelnen Länder, um die gesamteuropäischen Ziele überwachen und steuern zu können (BMWi, 2020c). Dieser Prozess stützte sich auf nationalen Aktionspläne, die individuell entwickelt und zu deren Fortschritten die Regierungen nach Artikel 22 regelmäßig berichten mussten (Europäische Gemeinschaft, 2009). In der deutschen Gesetzgebung wurde die europäische Richtlinie durch das „Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien – EAG EE“ eingebettet (Bundesgesetzblatt, 2011a). Die Änderungen für das EEG bestanden im Wesentlichen in der Schaffung eines Herkunftsnachweisregisters für erneuerbaren Strom sowie der Herausstellung einer Vorbildfunktion für öffentliche Gebäude bei der Nutzung regenerativer Energien (BMU, 2010).

Unter dem Namen „Saubere Energie für alle Europäer – Paket“ schnürten die europäischen Gremien in den Jahren 2018 und 2019 ein Maßnahmenbündel für das Fortschreiten der Energiewende und das Umsetzen der Klimaschutzziele bis zum Jahr 2030 (Europäische Union, 2019). Das jeweils vier Richtlinien und Verordnungen umfassende Paket tangiert das EEG maßbeglich mit der neu gefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 vom 11.12.2018. Hieraus leitete sich unmittelbarer Handlungsbedarf für die nationale Legislative ab, der mit einer Frist bis zum 30.06.2021 umgesetzt sein muss (PWC, 2019).

Im Gegensatz zum EEG 2017 gewährt die Richtlinie 2018/2001 Prosumern (Marktteilnehmer, die erneuerbare Energie produzieren und konsumieren) mehr Rechte und Sicherheit. Sie selbst oder sogenannte Aggregatoren sollen in der Ausübung von Stromerzeugung, -verbrauch, -speicherung und -verkauf unterstützt werden (Lange, 2018). Hierdurch wird deren Position beim Aufbau dezentraler Versorgungsstrukturen gestärkt und ein strategischer Wandel vollzogen. Während die Eigenversorgung im deutschen EEG prinzipiell einen mit juristischen Barrieren abgeschirmten Sonderfall darstellt, wird sie in der EE-RL zu einer wichtigen Stütze der Energiewende aufgewertet (Rödl & Partner, 2019). Hierzu weicht die EE-RL den Begriff Eigenversorger auf und grenzt sich deutlich von der Personenidentität aus Anlagenbetreiber und Letztverbraucher ab, wie sie im EEG nach wie vor existiert. Statt einer strikten Eingrenzung wird die Teilhabe Dritter zum Beispiel in Form einer Eigentums-

beteiligung oder eines Dienstleistungsvertrages ermöglicht, sofern die alleinige Weisungsbefugnis beim Eigenversorger verbleibt. In diesem Zusammenhang wird den Mitgliedsstaaten unter Artikel 2 außerdem die Möglichkeit eingeräumt, von der Verpflichtung des unmittelbaren örtlichen Zusammenhangs bei Erzeugung und Verbrauch im Rahmen der Eigenversorgung nach eigenem Ermessen abzusehen (Europäische Union, 2018). Der neue europäische Rechtsrahmen führt weiterhin die Kategorie der „gemeinschaftlichen Eigenversorgung“ ein, welche sich per Definition gemäß EEG eigentlich selbst widerspricht. (Papke & Kahles, 2018).

Intensiver juristischer Anpassungsbedarf ergab sich ferner aus den Einschränkungen, mit denen die EU-Richtlinie etwaige Belastungen des im Rahmen der Eigenversorgung verbrauchten Stroms versah. Demnach durften laut europäischer Vorgabe Umlagen, Abgaben oder Gebühren nur noch in Ausnahmen und in nichtdiskriminierender, verhältnismäßiger Form verlangt werden (Müller, 2019). Dieser Grundsatz eines Regel-Ausnahme-Verhältnisses markierte bis dato einen fundamentalen Unterschied zum EEG 2017, das auf einem Verständnis der Vollbelastung mit Einzelausnahmen basierte (Deutscher Bundestag, 2018).

Ein relevanter Konflikt bestand weiterhin in der Betrachtung von PV-Anlagen, die nach dem Ende der 20 jährigen Einspeisevergütung nicht mehr gefördert werden. Die Richtlinie deklarierte die Förderung nämlich zum Ausnahmefall, der eine nichtdiskriminierende, verhältnismäßige Belastung der Eigenversorgung rechtfertigt. Ohne diesen Ausnahmetatbestand wäre demnach eine finanzielle Beteiligung am Umlagemechanismus nicht vertretbar. Um das finanzielle Gerüst der Förderung durch diesen Eingriff in die Umlage jedoch nicht zu destabilisieren, wurde den Ländern die Möglichkeit eingeräumt, den Prosumer-Anreiz auf eine maximale Anlagennennleistung von 30 kW_p zu beschränken.

Mit der Implementierung der EE-RL 2018/2001 in nationales Recht in Form des EEG 2021 wurde zumindest dieser Vorgabe 1:1 entsprochen, d.h. die Umlagebefreiung für Anlagen bis 30 kW_p trägt dem europarechtlichen Gedanken einer Prosumer-Stärkung Rechnung. Generell ist der prägende Einfluss der europäischen Richtlinie auf das kürzlich beschlossene EEG immanent, weshalb eine Erörterung an dieser Stelle erfolgte.

2.2 Photovoltaische Zellen und Module

Während die vorangegangenen Punkte eine Analyse der solaren Strahlungsenergie im Kontext der Gesetzeslage anstrebten, sollen im Folgenden die technologischen Hintergründe von Photovoltaik in Grundzügen erläutert und differenziert werden.

2.2.1 Grundlagen zur Photovoltaik

Unter Photovoltaik wird die direkte Umwandlung von elektromagnetischer Strahlungsenergie des Sonnenlichts zu elektrischer Energie in Form von Strom verstanden (Schabbach & Wesselak, 2012). Die Etymologie des Begriffes leitet sich aus dem griechischen Wort (φῶς) „phos“ für Licht sowie „Volt“ als Einheit der elektrischen Spannung nach dem italienischen Physiker und Erfinder der Batterie Alessandro Volta (1745-1827) ab. Photovoltaik kann demnach mit „Licht-Elektrizität“ übersetzt werden (DELFT, 2014).

Das von der Sonne auf die Erde ausgesendete elektromagnetische Strahlungsspektrum liefert hierzu die benötigte Photonenenergie. An der oberen Atmosphärenengrenze beträgt die solare Strahlungsstärke bei senkrechtem Auftritt ca. 1.370 W/m^2 . Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre unterliegt diese verschiedenen Reflexions- und Streuungsprozessen, sodass im Endeffekt nur maximal 50 % der abgestrahlten Sonnenenergie als Globalstrahlung an der Oberfläche auftrifft und energetisch wirksam wird (Hersch & Zweibel, 1982).

Solarzellen können Photonen im Wellenlängenbereich zwischen ca. 300 bis 1.100 nm technologisch erschließen. Trifft Strahlung dieses spezifischen Spektrums auf eine Solarzelle, werden die Photonen in modifizierten Halbleiterfeststoffen absorbiert, auf Ladungsträger verschiedener Polarität übertragen, aufgetrennt und schließlich in eine Spannung umgesetzt (Wesselak & Schabbach, 2009).

Die theoretischen Grundlagen für die physikalischen Prozesse und die technologische Nutzung dieser Energieform in heutiger Zeit gehen auf die Entdeckung des Photoeffekts durch Edmond Becquerel im Jahr 1839 zurück. Er beobachtete bei seinen Arbeiten, dass durch die Belichtung leitfähigen Materials in Elektrolyten eine elektrische Spannung hervorgerufen wurde. Willoughby Smith wies den Effekt 1873 an einem Platin-Selen-Festkörper nach, der unter Belichtung seinen Energiezustand veränderte. Ebenfalls auf Basis von Selen entwickelte der Amerikaner Charles Fritts schließlich 1883 den ersten Solargenerator mit einem Wirkungsgrad von ca. 1-2 %. In den 1950er-Jahren bekam die Technologie einen Schub durch die Erkenntnisse der Halbleiterforschung in den USA, die unter anderem Silizium als geeignetes Material identifizierten und damit Wirkungsgrade von ca. 6 % in Solarzellen erzielen konnten. Als das Potenzial von der prestigeträchtigen Raumfahrt erkannt wurde und Solarzellen auf Satelliten zum Einsatz kamen, wurde der Technologie ein noch größeres wissenschaftliches Netzwerk zuteil sowie umfangreiche finanzielle Mittel (Wesselak & Voswinckel, 2016). Im Zuge der Debatte um den hauptsächlich auf die CO₂-Freisetzung

durch Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführenden Klimawandel wurde die saubere solare Strahlungsenergie zu einer Schlüsseltechnologie höchster Priorität aufgewertet.

2.2.2 Aufbau von Solarzelle und PV-Modul

Der derzeit gebräuchlichste Rohstoff für Solarzellen ist der Halbleiter Silizium. Dieses Element zeichnet sich durch hohe Vorkommen in der Erdkruste aus und geht in seiner kristallinen Form aus einem energieintensiven Aufbereitungsprozess von Quarzsand hervor (Wagemann & Eschrich, 2007).

Erstes Produkt einer reduktiven Schmelze mit Kohlenstoff ist hierbei sogenanntes Rohsilizium mit einem Reinheitsgrad von $> 98\%$. Um den für die Solarzellenherstellung angestrebten Zielreinheitsgrad von $99,999\%$ zu erlangen, wird zermahlene Rohsilizium mit Chlorwasserstoff zu dem Gas Trichlorsilan überführt. Im gasförmigen Zustand wird dieser Stoff einem reinigenden Destillationsprozess unterzogen, danach in einem Hochtemperaturreaktor reduziert und schließlich als solarreines Silizium abgeschieden (Wesselak & Voswinkel, 2016).

Zur Herstellung von monokristallinem Silizium mit einer absolut homogenen Atomgitterstruktur wird der solarreine Werkstoff erneut geschmolzen. Durch das Eintauchen und das darauffolgende sehr langsame Herausziehen eines Impfkristalls wird ein sogenanntes Einkristall mit bis zu 2 m Länge und 300 mm Durchmesser erzeugt. Eine Alternative zu diesem als Czochralski-Verfahren bekannten Prozess stellt das Zonenziehverfahren dar. Bei dieser Variante wird ein solarreiner Siliziumstab in einem Tiegel nicht vollkommen geschmolzen, sondern nur partiell mittels Induktion erhitzt und verflüssigt. Ein in diese Schmelzzone eingeführtes Impfkristall induziert den Aufbau eines Einkristalls im Verlauf des Erstarrens. Der Prozess läuft kontinuierlich von oben nach unten an einer rotierenden Siliziumstange unter Schutzgasatmosphäre ab (Jüstel, 2004; Mertens, 2020).

Für die Herstellung von polykristallinem Silizium wird das solarreine Ausgangsmaterial nach einer Schmelze in Blöcke gegossen und unter geregelter Temperaturführung abgekühlt, wodurch eine gerichtete Kristallisation erfolgt (Lewerenz & Jungblut, 1995).

Das mono- oder polykristalline Silizium wird mittels Sägen zu Wafern weiterverarbeitet. Hierbei handelt es sich um meist quadratische Scheiben mit einer Stärke zwischen 180 und 350 μm (Weller et al., 2009).

Von entscheidender Bedeutung für die physikalische Energiewandlung ist die Dotierung des Halbleitermaterials mit Fremdatomen anderer Valenz, welche in der Gitterstruktur des Siliziums eine Funktion als Elektronendonator bzw. -akzeptor übernehmen. Die negativ(n)-Dotierung der Siliziumscheiben erfolgt üblicherweise mit Phosphor (alternativ Arsen) in einem Diffusionsprozess bei hoher Temperatur. Meist kommt für eine positiv(p)-Dotierung das Element c (alternativ zum Beispiel Gallium, Aluminium, Indium) zum Einsatz und wird bereits während der Kristallisation des Einkristalls zugesetzt (Quaschnig, 2019).

Nach der Dotierung werden die Wafer oberseitig mit einer Beschichtung versehen, um die Reflexion zu minimieren und danach im Siebdruckverfahren mit der charakteristischen Kontaktierung in Fingerstruktur mit Sammelkontakten auf der Vorderseite sowie einem vollflächigen Rückseitenkontakt ausgestattet (Powalla, Lemmer & Farag, 2008).

Mehrere Solarzellen werden in Reihe zu einem String verschaltet und innerhalb eines Moduls verkapselt. Die äußere Einfassung eines solchen Moduls besteht meist aus einem Aluminium- oder Stahlrahmen. Auf der Oberseite schützt eine möglichst reflexionsarme Glasplatte vor Witterungseinflüssen und gewährleistet zugleich die maximale Transmission der energetischen Strahlung. Als Schutzebene auf der Rückseite kommt entweder der Werkstoff Glas oder eine preiswertere Kunststoffverbundplatte zum Einsatz. Die Solarzellen als Herzstück der Module werden bei der Fertigung zwischen zwei Kunststofffolien eingebettet und anschließend bei hoher Temperatur laminiert. Eine Anschlussdose auf der Modulrückseite ermöglicht die Verkabelung mehrerer Module zu einem Solargenerator (BINE, 2020).

2.2.3 Funktion einer Solarzelle

Solarzellen sind durch die zweischichtige Dotierung des Siliziums als sogenannte p-n-Übergänge konzipiert. Diese Bezeichnung entspricht dem unbelichteten Grundzustand einer Solarzelle und beschreibt die Diffusion freier Elektronen zwischen den Schichten aufgrund der gezielten Manipulation des Atomgitters. Negativ geladene Elektronen und funktionell positive Löcher rekombinieren zwangsläufig, sodass eine Verarmung an freien Elektronen in diesem Übergangsbereich vorherrscht. Entsprechend der Bewegung von Ladungsträgern bildet sich ein elektrisches Feld mit unterschiedlicher Polarität aus, das auch als Raumladungszone bezeichnet wird (Deltau, 1992).

Trifft nun Strahlung des Zielspektrums auf die Solarzelle, wird die Energie von Photonen im Halbleitermaterial absorbiert und setzt gebundene Ladungsträger in Form von Elektro-

nen-Loch-Paaren frei. Diese werden durch das elektrische Feld getrennt und in entgegengesetzte Richtung, zu den Oberflächen, beschleunigt. Ein Teil der Ladungsträger fällt hierbei wiederum Rekombinations- und Diffusionsprozessen im Festkörper zum Opfer, während der andere Teil energetischer Bewegung die Kontakte erreicht und dort eine elektrische Spannung generiert. Der monodirektionale Stromfluss wird über die Herstellung einer leitenden Verbindung beider Kontaktflächen bzw. den Anschluss eines Verbrauchers ermöglicht (Wöhrle, Tausch & Stohrer, 2012).

Die anfallende Spannung, welche in unbelastetem Zustand nahezu konstant ist, wird als Leerlaufspannung bezeichnet und beträgt nach Schabbach & Wesselak (2012) ca. 0,5-0,6 V für eine einzelne Solarzelle. Sie wird durch Verschaltung mehrerer Module zu einer Anlage auf üblicherweise 400-900 V erhöht. Veränderte Einstrahlungsbedingungen zeigen auf die Spannung nur sehr geringfügige Auswirkungen, während ein Temperaturanstieg einen unmittelbaren Spannungsabfall zur Folge hat (Schabbach & Wesselak, 2020).

Eine bessere Einstrahlungsqualität führt jedoch zu einer größeren Anzahl von Elektronen und demzufolge zu einer höheren Stromstärke in den elektrischen Leitern. Vor diesem Hintergrund eines temperaturabhängigen Spannungs- bzw. strahlungsabhängigen Stromstärkeoptimums sowie der Kenntnis, dass sich die elektrische Leistung aus dem Produkt beider Parameter errechnet, ergibt sich für jeden Betriebszustand ein individuelles, absolutes Leistungsoptimum, genannt Maximum Power Point (MPP). Die Anlage trotz unterschiedlicher Bedingungen beständig auf diesem Punkt zu betreiben, ist die steuerungstechnische Anforderung an weitere Komponenten, die an anderer Stelle betrachtet werden (Quaschnig, 2019).

2.2.4 Alternative Zelltypen und Materialien

Bisher beschränkten sich die Ausführungen des Literaturüberblicks auf den Zelltyp der kristallinen Solarzellen, im Speziellen auf mono- und polykristalline Dickschicht-Siliziumzellen. Diese Fokussierung erfolgte aufgrund des gegenwärtig dominierenden Marktanteils dieser Zelltypen von über 90 % in der Praxis. So basierten im Jahr 2017 60,8 % der weltweit produzierten Solarzellen auf polykristallinen Wafern und weitere 32,2 % auf monokristallinem Silizium (Fraunhofer ISE, 2019). Der nachfolgende Abschnitt soll die Bandbreite der gegenwärtigen Technologie ausleuchten und zukünftige Potenziale benennen.

2.2.4.1 Dünnschichtsolarzellen

Dünnschichtsolarzellen sind mit einem Anteil von ca. 5 % der weltweiten Produktion der einzige alternative Zelltyp, der über eine gewisse Marktrelevanz und Fertigungen in industriellem Maßstab verfügt (Fraunhofer ISE, 2020d). Wie der Name besagt, fungieren bei dieser Technologie keine gesägten Schichten eines Guss- oder Einkristallwerkstoffes als Energieabsorber, sondern um den Faktor 50-100 dünnere photoaktive Schichten, die auf ein Glas-, Metall- oder Folienträgermaterial aufgedampft werden (Harr, Bonnet & Fischer, 2012). Aus der sehr niedrigen Gesamtaufbauhöhe resultiert unter anderem der Vorteil, dass sich mechanisch flexible Module realisieren lassen, die völlig neue Anlagenformen sowie eine große Gestaltungsfreiheit ermöglichen. Weiterhin ist die Herstellung deutlich günstiger, weil weniger Halbleitermaterial benötigt wird und während des Verarbeitungsprozesses keine Verluste auftreten (Wesselak & Voswinckel, 2016). Für die Herstellung von Dünnschichtzellen wird auf eine Vielzahl von organischen und anorganischen Halbleitern zurückgegriffen oder es werden Verbindungen aus chemischen Elementen hergestellt, um die spezifischen Halbleitereigenschaften zu generieren (Rau et al., 2017).

Namensgebende Bestandteile der direkten Halbleiter aus der Gruppe der CIS oder CIGS Module sind beispielsweise Kupfer, Indium, Gallium, Schwefel und Selen, die zu einer p-leitenden Schicht verbunden werden (Weller & Horn, 2016). Zur Ausbildung des p-n-Übergangs erfolgt der Auftrag einer Cadmiumsulfid-Schicht mittels eines chemischen Bads. Die vorder- und rückseitigen Kontakte werden ebenfalls über Beschichtungsverfahren mit leitenden Elementen hergestellt und gegebenenfalls mechanisch strukturiert. Einziger Feststoff bei einer Dünnschichtzelle ist demzufolge das Trägermaterial. Alle übrigen technischen Komponenten werden schichtweise über verfahrenstechnische Prozesse aufgebracht. Im Endeffekt entsteht durch Veredelung aus einem „passiven Baustoff ein stromerzeugendes Solarmodul“ (Meyer, 2012, S. 53).

Die Dünnschichttechnologie mit der größten Marktverbreitung basiert auf dem Halbleiter Kadmiumtellurid (CdTe) und wird zu Kosten von weniger als 1 USD pro Watt Peak produziert. Mit Modulwirkungsgraden von bis zu 18,6 % konnte diese Technologie in jüngster Vergangenheit die große Leistungslücke zu Solarzellen mit Siliziumwafern beinahe schließen (Rau et al., 2017). Beucker & Fichter (2007) bezifferten den Wirkungsgrad von CdTE-Modulen im Jahr 2007 noch mit 9,7 %. Die beinahe Verdoppelung innerhalb eines Jahrzehnts verdeutlicht das enorme Potenzial alternativer Werkstoffe bei Solarzellen. Vorteile des Halbleiters Kadmiumtellurid sind der geringe Temperaturkoeffizient, d. h. die Module

verzeichnen auch unter hohen Temperaturen kaum Leistungseinbußen, sowie die gute Energiewandlung unter Schwachlichtbedingungen wie Teilbeschattung oder Bewölkung (Wietschel et al., 2015). Aufgrund seiner Toxizität ist das Schwermetall Kadmium jedoch durchaus kritisch zu bewerten. Ungeachtet möglicher Einschränkungen in der Vermarktung, stellt eine Schwermetallbelastung von Bauteilen „grüner“ Technologien die Konsequenz der Nachhaltigkeit in Zweifel.

In diesem Zusammenhang vollkommen unbedenklich, aber durch einen vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad von maximal 12,7 % gekennzeichnet, sind Dünnschichtmodule mit amorphem oder mikrokristallinem Siliziumhalbleiter, bzw. die Kombination beider Arten innerhalb einer amorph/nanokristallinen Stapelsolarzelle. Neben ökologischen Vorteilen punktet dieser Zelltyp ebenfalls durch die gute Rohstoffverfügbarkeit sowie eine breite Forschungsbasis bezüglich Eigenschaften und Zuverlässigkeit des Ausgangsmaterials (Fuhs, Stiebig & Reber, 2003). Solarzellen dieser Art sind zum Beispiel im Bereich von Kleingeräteanwendungen am Markt vertreten, aber das Wachstumspotenzial gilt derzeit als begrenzt (Rau et al., 2017).

2.2.4.2 Farbstoff- und Perowskitesolarzellen

Nicht nur klassische Halbleitermaterialien besitzen die Fähigkeit, Lichtenergie in elektrischen Strom umzuwandeln, sondern auch organische oder polymere Moleküle. Die erste Solarzelle, die sich das Prinzip der Lichtabsorption von Farbstoffen zunutze machte, war die nach ihrem Erfinder benannte „Grätzel-Zelle“ (Wengenmayr, 2012). Diese, wie auch neuere Farbstoffsolarzellen, bestehen aus zwei mit Zinndioxid- oder Indium-Zinn-Oxid- bzw. Platin-Nanopartikeln beschichteten Glasplatten, die als Elektroden fungieren. Die photoelektrochemische Wirkungsweise beruht auf dem Zusammenspiel eines auf Ruthenium basierten Farbstoffes mit einem Titandioxid-Halbleiter sowie einem Iod/Iodid-Redox-Elektrolyten (Beucker & Fichter, 2007). Bei einfallender Sonnenstrahlung werden Lichtquanten vom Farbstoff absorbiert und die freiwerdenden Elektronen auf Nanopartikel des Halbleiters übertragen. Sie diffundieren zur Elektrode und generieren über eine äußere leitende Verbindung mit der Gegenelektrode einen Stromfluss. Mithilfe des elektrolytischen Redox-Systems mit seinen Reaktionen von Iod zu Iodid an der Gegenelektrode bzw. von Iodid zu Iod auf Farbstoffseite werden die Elektronen wieder relokalisiert (Wark & Oekermann, 2009).

Als Vorteile der Technologie führen Beucker et al. (2008) preiswerte Rohstoffe, einfache Produktionsverfahren und die große gestalterische Freiheit bei Gebäudeanwendungen an. Zudem weisen Farbstoffsolarzellen einen geringen Temperaturkoeffizienten sowie hohe

Sensitivität gegenüber diffuser Strahlung auf. Andererseits wecken der vergleichsweise niedrige Laborwirkungsgrad von ca. 12 % und die begrenzte Langzeitstabilität der eingesetzten Farbstoffe Zweifel an einem schnellen Durchbruch dieses Zelltyps (Wesselak & Voswinckel, 2016).

Perowskitesolarzellen stellen eine aussichtsreiche Abwandlung der farbstoffbasierten Energieabsorber dar. Es handelt sich hierbei um hybride Halbleiter aus organisch-anorganischen Verbindungen mit der Summenformel ABX_3 , welche eine sehr ähnliche Kristallgitterstruktur aufweisen wie das namensgebende Mineral Calciumtitanat ($CaTiO_3$) (Mundt, 2018). In der Solarzellenforschung wird als organisches Kation (A) meist Methylammonium mit einem zweiwertigen Metallion (B) Blei oder Zinn sowie einem der Halogene (X) Chlor, Brom oder Iod zu einer Perowskitgitterstruktur vernetzt (Krummer, 2020). Im Vergleich zu anderen Werkstoffen können Perowskite die Energie eines sehr breiten Lichtspektrums ohne große Wärmeverluste absorbieren. Innerhalb eines Jahrzehnts seit ihrer Entdeckung für die Photovoltaik konnten der Wirkungsgrad der Zellen vervielfacht und erhebliche Fortschritte in puncto Stabilität verzeichnet werden (Langner, 2015). Die benötigten Rohstoffe sind leicht und dauerhaft zugänglich sowie preiswert. Durch die Anwendung nasschemischer Verfahren im Niedertemperaturbereich ist die Produktion ebenfalls sehr kostengünstig und kann leicht auf industriellen Maßstab skaliert werden (Yang et al., 2019).

Forschungsbemühungen konzentrieren sich aktuell auf die Substitution der toxikologisch bedenklichen Komponente Blei, zum Beispiel durch Zinn, sehen sich hierbei jedoch mit hohen Wirkungsgradverlusten und einer reduzierten Langzeitstabilität durch Oxidation konfrontiert. Li et al. (2020) konnten diese negativen Effekte teilweise kompensieren, indem sie durch die Verbindung von Phenylethylammoniumchlorid (PEACl) mit Zinn sowie verfahrenstechnischen Veränderungen die Architektur der Perowskitkristalle optimierten.

Ungeachtet der Problematik bezüglich des Schwermetalls Blei wird den Perowskitesolarzellen ein großes Zukunftspotenzial in einer Vielzahl von Anwendungen prognostiziert, da das Wirkungsgradniveau konventioneller Dünnschichtmodule bereits überschritten werden konnte – bei zugleich rationelleren Produktionsverfahren für die Technologie (Schmidt-Mende, Olthof & Dyakonov, 2019).

2.2.4.3 Organische Solarzellen

Die Forschung mit organischen Solarzellen gründet ebenfalls auf dem Bestreben, eine preiswerte Massenfertigung mittels günstiger, unbedenklicher Rohstoffe für ein breites Anwen-

dungsspektrum zu realisieren. Eine Vielzahl konjugierter Polymere und organischer Moleküle in verschiedenen Strukturen eignen sich potenziell für die Synthese von Halbleitern und damit für den Einsatz in der Photovoltaik. (DELFT, 2014). Im Vergleich zu kristallinen oder hybriden Halbleitern verzeichnen organische Verbindungen eine extrem hohe Absorptionseffizienz in spezifischen Wellenlängenbereichen und eine schnelle Ladungstrennung nach der Photoanregung. Es besteht also theoretisch die Möglichkeit, mit minimalem Materialaufwand und mit geringen Rekombinationsverlusten Lichtenergie zu wandeln (Dyakonov & Pfeiffer, 2003). Dementgegen wirkt jedoch die geringe Ladungsträgerbeweglichkeit bei organischen Halbleitern und deren extrem kurze Lebensdauer. Es müssen daher außergewöhnlich dünne lichtaktive Schichten in Nanometerstärke ausgebildet werden, um die Absorptionsenergie effektiv auf die Elektroden übertragen zu können (Zepp, 2017). In der Fertigung lässt sich dies über den Auftrag sogenannter Tinten, d. h. lösungsmittel- oder wasserbasierter Substrate, bewerkstelligen, die ggf. mit einem Haftvermittler versetzt und auf das Trägermaterial aufgedruckt werden (Koppitz, 2018). Aus diesem erzwungenermaßen niedrigen Gesamtaufbau der Zellschichten, den Fertigungsverfahren sowie der Bandbreite möglicher Substanzen resultiert in positiver Hinsicht eine enorme Flexibilität der fertigen Module und eine sehr günstige Energierücklaufzeit (Rau et al., 2017).

Schwächen gegenüber etablierten Technologien zeigt die organische Photovoltaik, wie auch andere erläuterte Innovationen, noch hinsichtlich der Langzeitstabilität ihrer Komponenten sowie im Wirkungsgrad. Diesbezüglich präsentierten Meng et al. (2018) jedoch einen aussichtsreichen Ansatz, indem sie zwei lichtaktive organische Substanzen mit unterschiedlichen Absorptionsoptima zu einer sogenannten Tandemzelle kombinierten, die sich aufgrund der Verwendung von Trennschichten, Elektroden und Deckschicht aus insgesamt neun unterschiedlichen Lagen zusammensetzt. Sie konnten mit dieser organischen Solarzelle einen Laborwirkungsgrad von 16,89 % erzielen.

2.2.4.4 Tandem-, Stapel- / Mehrfachsolarzellen (Multijunctioncells)

Die Möglichkeit, mehrere Zellen übereinander anordnen zu können, resultiert aus der Tatsache, dass jeder Halbleiter sehr spezifische physikalische Eigenschaften hat, die es ihm ermöglichen, ein gewisses Energieangebot „anzunehmen“ bzw. zu nutzen. Das sehr breite Energiepotenzial des Sonnenlichts gänzlich durch eine einzelne photoaktive Komponente zu erschließen, ist jedoch physikalisch nicht möglich (Becker et al., 2020). Weiterhin definiert die Wahl des Halbleiters den maximal zu erreichenden Wirkungsgrad einer Solarzelle. Dieser Leistungsparameter stößt in der Photovoltaik ebenfalls auf physikalische Grenzen und

lässt sich nicht beliebig optimieren (siehe Punkt 2.2.5) (Kirchartz, 2009). Um die positiven Eigenschaften und individuellen Absorptionsoptima verschiedener Halbleitermaterialien zu vereinen, die physikalischen Limits von Einfachsolarzellen zu umgehen und den Gesamtwirkungsgrad eines Moduls entsprechend zu steigern, setzt die Wissenschaft große Hoffnungen auf mehrschichtige Zellenkonzepte mit sogenannten Tandem (zwei Schichten) oder Multijunction-Solarzellen (>2 Zellen). Nicht nur ein Zielspektrum energetischer Strahlung wird bei einer solchen Architektur von einem Einzelabsorber gewandelt, sondern es werden mehrere energetische Spektren in separaten Zellschichten bzw. Zellen getrennt aufbereitet (Dimroth et al., 2014; Mitchell et al., 2011).

Der gestapelte Aufbau erfolgt dabei in absteigender Reihenfolge gemäß der spezifischen Bandlückenenergie der Halbleiter aus Einstrahlungsrichtung gesehen. Die oberste Zelle, mit einem Halbleiter großer Bandlücke, nutzt demzufolge sehr hochenergetische kurzwellige Strahlung, die untere (Tandem) oder unterste (Multijunction) Zelle, mit einem Halbleiter kleiner Bandlücke, dient als Absorber des langwelligen infraroten Lichtspektrums (Niesen, 2016). Weitere Zwischenzellen können die Ausbeute der auftreffenden Lichtenergie entsprechend weiter optimieren. Jeder Halbleiter für sich ist bei Mehrfachsolarzellen zur Schaffung des charakteristischen p-n-Übergangs mit unterschiedlichen Dotierungen versehen sowie in entsprechende Trenn- bzw. Barriere- und Kontaktschichten eingebettet, sodass bis zu 30 verschiedene Lagen in einem Modul existieren, um die Funktion der aufeinandergestapelten Einzelzellen zu gewährleisten (BINE, 2014).

Der Forschung bietet dieser Ansatz eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten von Werkstoffen. Hinsichtlich des Wirkungsgrades liefern Zellen auf Basis von III-V-Halbleitern, wie beispielsweise Galliumarsenid und Gallium-Indium-Phosphid, die besten Ergebnisse; sie sind jedoch sehr teuer. Aber auch Kombinationen von konventionellen Siliziumwafern mit einem zusätzlichen Aufbau aus dünnen III-V-Halbleiter-Zellen werden erprobt ebenso wie Mehrfach-Dünnschichtsolarzellen aus Perowskit- und CIGS-Halbleiterebenen (Albrecht et al., 2016; Brusdeylins et al., 2019; Geisz et al., 2020; Schneider & Dimroth, 2019).

Ausschlaggebend für die langfristige Perspektive der Technologien ist im Endeffekt das Preis-Leistungs-Verhältnis. Maximale Wirkungsgrade werden wahrscheinlich auch zukünftig nur Spezialanwendungen wie beispielsweise der Raumfahrt vorbehalten sein, weil sie teuer erkaufte werden müssen. Für die Massentauglichkeit interessanter wäre zum einen die Entwicklung von Kombinationsmodulen aus mehreren preiswerten Zellen mit Halbleitern

organischen oder hybriden Ursprungs, die zum Leistungsniveau der konventionellen Silizium-Einfachsolarzelle aufschließen und eine ernsthafte Konkurrenz für diese darstellen würden. Zum anderen könnte die ausgereifte, aber limitierte Siliziumtechnologie neues Steigerungspotenzial generieren und den Leistungsrückstand zu wesentlich teureren Technologien verkleinern.

2.2.4.5 Konzentrierende Photovoltaik

Bei dieser Photovoltaiktechnologie handelt es sich um eine Sonderbauform von Modulen, bei denen vor der Solarzelle ein optischer Konzentrator angebracht ist. Hierzu fungieren beispielsweise Linsen oder Spiegel, die das direkt einfallende Sonnenlicht bündeln und die Energiedichte auf der Solarzellenfläche um ein Vielfaches erhöhen (Schneider, 2014). Man unterscheidet weiterhin zwischen niedrig- (LCPV – Low Concentration Photovoltaic) und hochkonzentrierender Zelltechnologie (HCPV – High Concentration Photovoltaic), in Abhängigkeit davon, ob der Konzentrationsfaktor kleiner als 100 oder größer als 300 ist. Um die Ausrichtung des Moduls zur Einstrahlungsrichtung im Tages- und Jahresverlauf sicherzustellen sowie den Konzentrierungseffekt der Linse nicht zu beeinträchtigen, wird eine ein- oder mehrachsige Nachführung durchgeführt. Bei LCPV-Systemen findet meist die horizontale Nachführung Anwendung, während HCPV-Systeme eine hochpräzise Nachführung mit einer Abweichungstoleranz von weniger als $0,1^\circ$ erfordern (Rech et al., 2016).

Prinzipiell lässt sich jede Zelltechnologie durch Zusatzapplikationen zur konzentrierenden Photovoltaik aufrüsten, allerdings in Verbindung mit einer deutlichen Kostensteigerung. In der Praxis hat die LCPV-Technologie in Kombination mit konventionellen Siliziumsolarzellen sowie CIGS-Dünnschichtmodulen bislang eine gewisse Relevanz auf Standorte mit besonders hoher Direkteinstrahlung (Bett et al., 2009). HCPV Anwendungen auf Basis von III-V-Halbleiter-Mehrfachzellen sind für Spezialanwendungen und Forschung von Interesse, weil sie dazu beitragen die absoluten Leistungsmaxima der Photovoltaik zu beleuchten (Geisz et al., 2020). Ein Ansatz, die Technologie massentauglich zu skalieren, basiert darauf, dass sich eine sehr geringe Fläche teurer Zelltechnologie mit hohem Wirkungsgrad in Kombination mit einem günstigen Aufbau des Konzentrators kostenneutral zu einer großen Zellfläche mit herkömmlichen Halbleiter, geringerem Wirkungsgrad und ohne Konzentrator verhält (Diermann, 2019; Guter, 2010). Die konzentrierende Photovoltaik könnte sich außerdem insbesondere dort als vorteilhaft erweisen, wo das vorhandene Raumangebot die erforderliche oder gewünschte Anlagenleistung auf Basis konventioneller Module nicht hergibt,

da sie den höchsten Energieertrag pro Fläche liefert (Dimroth, 2018). Sogenannte Hybridmodule können die potenziellen Nachteile der Technologie bei mangelnder Direkteinstrahlung kompensieren. Hierbei werden III-V-Halbleiter-Mehrfachzellen mit Konzentrator auf Siliziumsolarzellen montiert, sodass auch bei diffusen Einstrahlungsbedingungen eine Absorption erfolgen kann (Wiesenfarth, 2019).

2.2.5 Wirkungsgrad von Silizium-Modulen

Herstellerangaben zu Modulwirkungsgraden beziehen sich immer auf sogenannte Standardtestbedingungen (STC). Hierbei handelt es sich um normierte Umgebungsparameter, die als einheitliche Basis für die Ermittlung der maximalen Leistungsfähigkeit von Modulen zu Vergleichszwecken unterstellt werden. Gemäß Definition wird eine senkrechte Einstrahlung auf das Modul von 1000 W/m^2 angenommen, mit einem Spektrum von AM 1,5, bei einer Zelltemperatur von 25 °C (Taylor, 2010).

Generell unterliegt der Wirkungsgrad einer Halbleiter-Solarzelle mit p-n-Übergang einem theoretischen Maximalwirkungsgrad, der sich aus dem Shockley-Queisser-Limit für Festkörper ableitet und im Wesentlichen auf die spezifische Bandlücke sowie das Strahlungsspektrum zurückzuführen ist (Shockley & Queisser, 1961). Rühle (2016) beziffert die Grenze für eine ideale Einzelsolarzelle auf ca. 33,2 % bei einer Bandlücke von 1,34 eV unter Standardtestbedingungen. Abweichend hierzu hinterlegten Peters & Buonassisi (2018) die theoretischen Annahmen mit realen Satellitendaten und differenzierten so den Grenzwert in Abhängigkeit von der geografischen Lage auf 31,5-34,5 %.

Nach Richter, Hermle & Glunz (2013) liegt das physikalische Wirkungsgradlimit für kristalline Siliziumsolarzellen bei 29,43 %. Hahn (2012) nennt einen etwas niedrigeren Wert von 28 % für Zellen mit gleicher Halbleitertechnologie unter Standardtestbedingungen. Bislang konnte das Limit in der Zelltechnologie noch nicht vollends ausgereizt werden, allerdings rangieren die unabhängig bestätigten Rekordwerte für Silizium-Einzelzellen im Labor mit 26,1 bzw. 26,6 % auch nur noch geringfügig unterhalb des physikalischen Maximums (Haase et al., 2018; Yoshikawa et al., 2017). Das absolute Optimum ist damit zu bereits ca. 90 % ausgeschöpft und die Aussicht auf weiteres Steigerungspotenzial sehr begrenzt.

In der Praxis liegt der nominelle Wirkungsgrad kommerziell erhältlicher Wafer-Solarzellen bei durchschnittlich 17,5 %. Am Markt erhältliche Premiumprodukte übertreffen diesen Wert jedoch um weitere 4,5 %. Durch den technologischen Fortschritt und sinkende Modul-

preise steigt der durchschnittliche Wirkungsgrad neu produzierter Module um ca. 0,3 % jährlich (Fraunhofer ISE, 2020d). Bei konstantem Fortschreiten dieser Entwicklung würde es entsprechend zwei bis drei Jahrzehnte dauern, bis das aktuelle Wirkungsgradniveau der Laborforschung den Markt durchdringt.

In der Praxis ist der nominelle Modulwirkungsgrad ein relevantes Kriterium für die Kaufentscheidung von Solarmodulen, da er sich als Indiz für das Ertragspotenzial pro Fläche interpretieren lässt. Von entscheidender Aussagekraft hinsichtlich der tatsächlichen Produktivität sind jedoch der Systemwirkungsgrad und die Performance Ratio, weil sie letztlich die Gesamtheit aller realen Faktoren einer Einzelanlage mit einschließen und Rückschlüsse zu der Qualität aller Komponenten ermöglichen (Konrad, 2008).

Der Systemwirkungsgrad drückt das Verhältnis von tatsächlichem Energieertrag zum absolut vorhandenen Einstrahlungsenergieangebot pro Fläche aus (Mertens, 2020).

$$\text{Systemwirkungsgrad} = \frac{\text{Ertrag in kWh/m}^2}{\text{Globalstrahlung absolut in kWh/m}^2}$$

Die Performance Ratio berücksichtigt weiterhin die nominelle Leistung des Moduls und schafft eine vergleichbare Größe mit anderen PV-Anlagen (Wesselak & Voswinckel, 2016).

$$\text{Performance Ratio (PR)} = \frac{\text{Ertrag real}}{\text{spezifischer Ertrag potenziell}}$$

Untersuchungen an PV-Anlagen in Deutschland zeigten eine PR von durchschnittlich 84 % und bis zu ca. 90 % bei optimierten Anlagen (Reich et al., 2012). Van Sark (2012) hält eine weitere Steigerung auf 92 % bei einer idealen Anlagengestaltung für realistisch.

Der nachfolgende Abschnitt widmet sich der Erörterung wesentlicher Parameter, die sich in den beiden genannten Leistungskennzahlen niederschlagen.

2.2.6 Leistungsbestimmende Parameter

Die Strahlung der Sonne trifft mit einer mittleren Leistung von 1.367 W/m^2 auf den oberen Rand der Erdatmosphäre. Dieser Parameter wird als Solarkonstante bezeichnet, wenngleich er geringen Schwankungen aufgrund der elliptischen Sonnenumlaufbahn der Erde sowie leicht variierenden Temperaturen der Sonnenoberfläche unterliegt (Wesselak & Schabbach, 2009).

Im Bereich der Erdatmosphäre unterliegt die Einstrahlung einer Vielzahl von komplexen Absorptions- und Streuprozessen, sodass nur ein Bruchteil der Ausgangsstrahlung als

direkte und diffuse Strahlung auf die Erdoberfläche auftrifft. Je länger der Weg ist, den die Strahlung durch die Atmosphäre zurücklegt, desto höher sind die Verluste und entsprechend niedriger ist der verbleibende Strahlungsanteil. Der Parameter Air-Mass (AM), zu Deutsch „Luftmasse“, leitet sich aus dem Streckenverhältnis zwischen senkrechtem Atmosphären- bzw. Luftmassendurchtritt (=AM1) und tatsächlicher Wegstrecke von Direktstrahlung bis zur Erdoberfläche ab. Jede Air-Mass-Zahl hat ein charakteristisches Strahlungsspektrum, dessen photovoltaischer Nutzen individuell ist. Als Referenzstrahlungsspektrum für die Photovoltaik in Deutschland kann der STC Parameter von AM1,5 herangezogen werden, das einer Elevation der Sonne von 41,8° entspricht (Weller et al., 2009).

Die Globalstrahlung als weiterer Leistungsparameter kennzeichnet die Summe aus direkter und diffuser Strahlungsmenge sowie reflektierenden Anteilen, die innerhalb einer bestimmten Zeitspanne auf eine definierte horizontale Fläche auftreffen. Sie unterliegt ebenso wie die AM-Zahl dem Breitengradabhängigen Tages- und Jahresgang der Sonne und wird in hohem Maße durch Wetterbedingungen beeinflusst. Dadurch ist der Parameter generell von einem Süd-Nord-Gefälle auf der nördlichen Hemisphäre gekennzeichnet und zeigt eine hohe Standortspezifität (Michael, 2011). Ferner beeinflussen die Höhe über NN. sowie die Exposition merklich das Ausmaß der Globalstrahlung eines Standortes. Astronomische, atmosphärische, geografische und klimatische Gegebenheiten sowie deren komplexe Wechselwirkungen sind demnach an der Ausbildung der Globalstrahlung beteiligt und tangieren die Umsetzung in elektrische Energie mittels Photovoltaik. Hasenfratz (2006, S. 19) konstatiert zur Interaktion der verschiedenen Einflussfaktoren:

„Zusammengefaßt unterliegen alle diese Vorgänge den astronomischen Vorgaben, Abstand der Erde von der Sonne, Neigung der Erdachse, Erdrotation und geographischen Breite des Beobachtungsortes, aus denen die räumliche und zeitliche Verteilung der Sonnenscheindauer und Strahlungsintensität im Tages und Jahresgang berechnet werden kann [...], jedoch ohne Berücksichtigung der Atmosphäre und den natürlichen Gegebenheiten der Erdoberfläche.“

Er beschreibt damit gleichzeitig die Grenzen und Möglichkeiten einer gezielten Anlagenoptimierung zur bestmöglichen Ausnutzung der energetischen Strahlung. Während einige Determinanten als konstante oder zumindest kalkulierbare Größen vorliegen, unterliegen Andere unvorhersehbaren Einflüssen und können nur annäherungsweise prognostiziert werden. Weller et al. (2009) beziffern die Schwankungen in der Regel auf jährlich < 10 % des Durchschnittswertes bzw. bis zu 20 % in von Wetterextremen geprägten Jahren. Giesecke, Heimerl

& Monsonyi (2014) nennen für Mitteleuropa eine mittlere jährliche Strahlungsleistung von 80-130 W/m² bei einer Sonnenscheindauer von ca. 1.500 Stunden. Tabelle 1 gibt die Mittelwerte, Minima und Maxima der Globalstrahlung nach Monaten eines 20-jährigen Mittels des Deutschen Wetterdienstes auf Basis von Boden- und Satellitenmesstechnik wieder und fasst diese in Jahressummen zusammen. Die mittlere Strahlungsenergie pro Jahr lag demnach in den Jahren 1981 bis 2010 bei 1.054 kWh/m².

Tabelle 1: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland; mittlere Monatssummen 1981-2010 in kWh/m². Eigene Darstellung nach: (DWD, 2020)

	JAN	FEB	MRZ	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ	SUMME
Min.	15	30	66	107	139	143	146	124	80	46	19	11	926
Mittel	23	40	75	117	153	159	161	137	91	56	25	17	1.054
Max.	50	77	115	127	168	175	180	153	107	76	45	38	1.311

Eine zur Sonne gedrehte und geneigte Ebene, welche den Einfallswinkel des Lichts hinsichtlich der ortsspezifischen Sonnenhöhe (Elevation) und des Sonnenazimuts manipuliert, verzeichnet eine erhöhte Einstrahlungsleistung gegenüber der Horizontalen. Es wird dabei eine deutliche Zunahme direkter Strahlung gegenüber Einbußen diffuser Anteile verzeichnet, wenn eine Fläche optimal zur Sonne ausgerichtet ist, die letztlich zu einem bilanziellen Gewinn führt. Bei festinstallierten Anlagen ohne eine mehrachsige Nachführung empfiehlt sich in mitteleuropäischen Breitengraden der Anstellwinkel von 30° in Richtung Süden (Quaschnig, 2019). Sowohl die präzise geodätische Ausrichtung als auch der Neigungswinkel zählen folglich zu den leistungsbestimmenden Parametern in der Photovoltaik.

Die üblichen Wirkungsgrade der Silizium-Technologie zugrunde gelegt, erreichen PV-Anlagen dieser Ausrichtung je nach Standort Jahreserträge von 900-950 kWh/kW_p bis hin zu >1.000 kWh/kW_p in meteorologisch privilegierten Regionen. Auf die Modulfläche umgerechnet entspricht dies ca. 150 kWh/m² bei herkömmlichen Standardmodulen bzw. 180 kWh/m² im Bereich der Spitzentechnologie (Fraunhofer ISE, 2020d).

Aus der individuellen Einbausituation von PV-Modulen können weitere Leistungseffekte resultieren. Hierzu zählen beispielsweise baustoff- und konstruktionsbedingte Einflüsse auf die Modultemperatur, die Verschattung durch Umgebungsbebauung und -begrünung sowie etwaige Kontaminationsquellen in der Anlagenperipherie (Kühl, 2010).

Die Vielzahl der Faktoren, die bis hierher erläutert wurden und sich auf den Energieertrag von Anlagen zur photovoltaischen Stromerzeugung auswirken können, verdeutlicht, dass die

Leistungsfähigkeit in hohem Maße von standortspezifischen Gegebenheiten beeinflusst wird. Es wird darauf hingewiesen, dass die dargebrachten Ausführungen keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben, sondern sie lediglich die Dimension der Leistungsbemessung im Energiesystem Photovoltaik beleuchten sollen.

2.2.7 Degradation, Lebensdauer und Entsorgung

PV-Anlagen auf Basis kristalliner Silizium-Solarzellen zeigen mit fortschreitender Modul-lebensdauer Leistungsverluste, die auf verschiedene Ursachen zurückzuführen sind und unter dem Begriff Degradation zusammengefasst werden. Generell lassen sich drei unterschiedliche Kategorien von Leistungsverlusten beschreiben: lichtinduzierte Degradation (LID), potenzialinduzierte Degradation (PID) sowie alterungsbedingte Degradation (Synwoldt, 2016).

Bei der lichtinduzierten Degradation handelt es sich um einen physikalischen Effekt in der mit Bor dotierten P-Schicht des Halbleiters, der unmittelbar nach Inbetriebnahme in Erscheinung tritt. Dabei bilden sich unter erstmaliger Belichtung Komplexe aus Bor und Sauerstoff, die rekombinationsaktiv sind und die Lebensdauer der Ladungsträger verringern (Bothe, Sinton & Schmidt, 2005). Das Czochralski-Verfahren zur Einkristallherstellung, das aufgrund seiner Kostenvorteile bis dato als Standardverfahren gilt, erweist sich in diesem Zusammenhang als nachteilig, weil es zu vergleichsweise hohen Sauerstoffeinschlüssen führt, wodurch die genannten reaktiven Verbindungen vermehrt entstehen können (Fraunhofer ISE, 2020b). Um den Effekt zu minimieren, bildet der bestmögliche Ausschluss von Sauerstoff einen zielführenden Ansatz. Ferner wird am Ersatz des Bor als Dotierungsatom und zweitem Komplexpartner geforscht (Book, 2014). Es werden weiterhin Verfahren in der industriellen Modulproduktion getestet, die auf eine schnelle Regeneration mittels Temperatur und Ladungsträgerinjektion abzielen. Die Aktivität des ursächlichen Komplexes kann auf diese Weise dauerhaft unterbunden werden (Fraunhofer ISE, 2020c). Die lichtinduzierte Degradation ist zelltypspezifisch und beispielsweise bei multikristallinen Wafern nahezu vernachlässigbar, während Dünnschichtmodule auf Basis amorphen Siliziums besonders betroffen sind (Synwoldt, 2016; Wesselak et al., 2013). Insgesamt ist bei konventionellen Solarzellen ein absoluter Wirkungsgradverlust von ca. 1-2 % durch die anfänglichen Belichtungsreaktionen zu erwarten. Dies wird in der Herstellerangabe der Nennleistung bereits einkalkuliert (Fraunhofer ISE, 2020d; Glunz et al., 2001).

Bei der potenzialinduzierten Degradation handelt es sich um eine schwer kalkulierbare Ausfallerscheinung einzelner Zellen innerhalb von Modulen. Wie der Name besagt, ist der Leistungsverlust eine Langzeitfolge hoher negativer elektrischer Potenziale zwischen der Zelle und der Erdung, die über den Rahmen bzw. das Frontglas des Moduls bewerkstelligt wird (Fraunhofer ISE, 2020a). Infolge der Spannung wandern positive Ionen in die Zellen ab, reichern sich an Oberflächenstrukturen, wie zum Beispiel Kratzern in Nanometergröße, an und generieren Kurzschlussdefekte (Luo, Wei et al., 2017; Naumann, 2018; Ndiaye et al., 2013). Es entstehen durch diese je nach Komponenten und Modulaufbau begünstigten Prozesse Leckströme, die zu Einbußen von 30-80 % führen können (Konstantin, 2017; Köntges et al., 2017). Umweltbedingungen wie Feuchtigkeit und Hitze können die Prozesse zudem beschleunigen (Hacke et al., 2011; Omazic et al., 2019). Um den Verlusten vorzubeugen, sollten aus konstruktiver Sicht hohe negative Spannungen gegen das Erdpotential vermieden werden und auf Werkstoffebene solche Materialien zum Einsatz kommen, die entweder einen niedrigen Gehalt mobiler Ionen aufweisen oder die Ladungsträgerbeweglichkeit zu benachbarten Schichten direkt einschränken (Naumann, 2018). Der Einsatz eines Wechselrichters mit Transformator in Kombination mit der Erdung der negativen Modulpole stellt eine simple anlagentechnische Eliminierung der PID-Gefahr dar. Zu den weiteren technischen Optionen zählen Mikroinverter auf Modulebene genauso wie Wechselrichter bzw. Zusatzmodule, die den PV-Generator in Dunkelphasen mit einem umgekehrten Potenzial belegen und auf diese Weise den PID-Effekt unmittelbar regenerieren (Luo, Wei et al., 2017). Das Problem ist folglich von Herstellerseite zu lösen sowie durch eine fachgerechte Planung und Umsetzung präventiver Installationsvorgaben in der Praxis vermeidbar (Konstantin, 2017). Zudem sind spezifische Prüfverfahren, wie zum Beispiel IEC/TS 62804-1:2015, vorhanden, um Module auf ihre Anfälligkeit hinsichtlich einer potenzialinduzierten Degradation hin zu evaluieren (Enkhardt, 2020a).

In die Kategorie alterungsbedingte Degradation fällt eine Vielzahl von möglichen Verschleißerscheinungen aller beteiligten Anlagenkomponenten, die sich negativ auf den Ertrag auswirken können. Groß angelegte Sichtungen und Datenauswertungen von älteren Bestandsanlagen haben in diesem Zusammenhang neben den Modulen unter anderem auch folgende Bauteile analysiert: Wechselrichter, Verkabelung, Stecker und Anschlussdosen, Einspeisezähler sowie Tragrahmen bzw. Montagesystem (Laukamp, Schoen & Ruoss, 2002; Quaschnig, Grochowski & Hanitsch, 1997; Renken & Häberlin, 1999; Rindelhardt, 2013). Im Ergebnis kann potenziell jede Komponente im Einzelfall zu einem unvorhersehbaren

Totalausfall der PV-Anlage führen, insbesondere bei vernachlässigter Wartung und Instandhaltung. Die Funktionstüchtigkeit der Modulperipherie ist insofern für die Betriebsfähigkeit und die Lebensdauer der Anlage von Bedeutung. Allerdings lassen sich keine generellen Annahmen zu einer kontinuierlichen, kalkulierbaren Leistungsabnahme im Kontext der Degradation ableiten. Jäger (2016) konstatiert, dass die Anlagenkonzeption den einfachen Austausch von Bauteilen mit einer hohen elektrischen Belastung ermöglichen sollte. Weiterhin hebt er den Wechselrichter als kritische Komponente hervor, die in der Praxis eine Lebensdauer von weniger als zwanzig Jahren erreicht. Zu diesem Schluss gelangen auch Renken & Häberlein (1999), die die Lebensdauer des Wechselrichters unterhalb der aller übrigen Komponenten einer PV-Anlage ansiedeln.

Die Alterserscheinungen an den Modulen selbst sind vielfältig und hängen einerseits von den eingesetzten Materialien sowie der Verarbeitungsqualität und andererseits von den Bedingungen am Anlagenstandort ab. Ein häufiges Problem, das zu beträchtlichen Leistungsverlusten führen kann, ist die Verschmutzung der Oberfläche, die Strahlungseinbußen zur Folge hat. Insbesondere an Rändern und in Ecken bauen sich die Verschmutzungen über Jahre auf und beeinträchtigen die darunterliegende Zellfunktion (Kiefer et al., 2018). Im Bereich der Materialschwächen stellen das „Browning“ und die „Delaminierung“ zwei häufige Erscheinungen dar (Berman & Faiman, 1997; Munoz et al., 2011). Es handelt sich dabei um Veränderungen der zur Verkapselung genutzten Ethylen-Vinyl-Acetat-(EVA-)Kunststoffolie, die im thermischen Laminierungsprozess mit den Zellschichten verschweißt wird. Als „Delaminierung“ wird die unter anderem durch extreme Witterungseinflüsse, mechanischen Stress oder schlechte Verarbeitung hervorgerufene partielle Auftrennung der Verkapselung bezeichnet, die sowohl zu Veränderungen der Strahlungsabsorption führt als auch das Eindringen von Feuchtigkeit in die Zellen begünstigt. Feuchtigkeit kann wiederum Zellkorrosion hervorrufen, sodass kombinierte Leistungsverluste entstehen (Quaschnig, Grochowski & Hanitsch, 1997). Unter „Browning“ versteht man die gelbe bis bräunliche Verfärbung der zuvor genannten Folien, die prinzipiell auf gleichen Ursachen gründet und ebenfalls den Strahlungseinfall beeinträchtigt (Köntges et al., 2017). Ein weiteres Degradationsphänomen, als dessen primäre Ursache Mikrorisse in den Zellen identifiziert wurden, sind die als „Schnecken Spuren“ bezeichneten, streifenförmigen Verfärbungen im Bereich der Kontaktfinger. Es handelt sich hierbei um Ablagerungen von Silber-Nanopartikeln, die durch chemische Reaktionen an den Kontaktfingern, hervorgerufen durch eindringende Feuchte, ausgelöst werden und in die darüberliegenden Folien diffundieren (Meyer et al., 2013). Duerr et al. (2016) konnten insgesamt vier unterschiedliche Degradationsprodukte beschreiben, die

in Verbindung mit Schneckenspuren auftreten. Sie konstatierten jedoch auch, dass die Verfärbungen lediglich das Resultat eines Fehlerkomplexes zwischen Modulkomponenten, Materialien und Stressfaktoren sind und keinen eigenständigen Fehler darstellen.

Schlussendlich ist Degradation ein sehr unspezifischer Überbegriff für Leistungsverluste bei PV-Anlagen. Definierte Qualitätsstandards auf Basis von Normen mit verlässlichen Prüfverfahren, Qualitätssicherung in der Herstellung, sachgemäße Installation und regelmäßige Wartung können diese minimieren. Jordan et al. (2016) beziffern die Degradation von Siliziummodulen auf durchschnittlich 0,8-0,9 % pro Jahr. Sie beschreiben auch, dass die gesamte System-Degradation durch eine bessere Abstimmung der Komponenten (balance-of-system) rückläufig ist. Kiefer et al. (2018) bestätigen grundsätzlich diese Werte, verweisen jedoch auf die Reversibilität der Degradationseffekte. Die irreversible Degradation der Zellen fällt ihrer Ansicht nach geringer aus. Untersuchungen von Ishii & Masuda (2017) bekräftigen diese These mit Degradationsraten von jährlich $0 \pm 0,2$ % bei konventioneller Silizium-Modultechnik, nach einem Anfangsverlust von 2 % durch LID. Marstaler (2019) nennt eine alterungsbedingte Ertragsreduktion von 0,5 % pro Jahr ohne weitere Spezifizierung. Der Blick in eine ältere Veröffentlichung verdeutlicht die positive Tendenz einer nachlassenden Degression durch technische Reife und Fortschritt. So konstatierten Mohr et al. vergleichsweise pessimistisch: „Betriebserfahrungen haben gezeigt, daß ein Degradationseffekt durch Alterung einen Wirkungsgradverlust von ca. 2 % pro Jahr hervorruft“ (Mohr et al., 1998, S. 223).

Nach wie vor aktuell erscheint die Abschätzung der Lebensdauer, die bereits damals mit 20-30 Jahren benannt wurde. Quaschnig (1997) betont nach einer Begutachtung von 20 Jahre alten PV-Modulen deren Zuverlässigkeit im Vergleich zu anderen Anlagenkomponenten. Da es sich bei der Photovoltaik um eine vergleichsweise junge Technologie handelt, sind die Prognosen zur Lebensdauer bisher eher hypothetisch als fundiert, weil es schlicht an Erfahrungswerten mangelt. Simulationen von Laronde, Charki & Bigaud (2011) ermittelten eine Lebensdauer von 29 Jahren. Dieser Wert deckt sich grob mit anderen Quellenangaben, die eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren (Quaschnig, 2019; Wesselak & Voswinkel, 2016) über 30 Jahre (Energieagentur RLP, 2017) bis hin zu 40 Jahren (Jäger, 2016) bzw. durchschnittlich 25 Jahren (DELFT, 2014) unterstellen.

Von Herstellerseite wird für Module auf Basis kristallinen Siliziums heute meist eine Leistungsgarantie von 25 bis maximal 30 Jahren ausgesprochen, die eine erhöhte Anfangsdegradation im ersten Jahr von üblicherweise 2-3 % und dann einen linearen Leistungsverlust von

0,25-0,45 % pro Jahr bis zum Garantieende berücksichtigt. Von der Ausgangsleistung der Module laut Herstellerangabe verbleiben somit zum Ende der Laufzeit zwischen ca. 90 % (nach 25 Jahren), bzw. 87 % (nach 30 Jahren) (AxSun Solar, 2020; LG Electronics Inc., 2019; Panasonic Electric Works Europe AG, 2018; SunPower Corporation, 2019).

Nach der Demontage ausgedienter PV-Module ist der Handel zu deren kostenloser Rücknahme sowie der Zuführung zu einem Recyclingprozess gemäß der europäischen WEEE- (Waste of Electrical and Electronic Equipment-)Richtlinie 2012/19/EU verpflichtet (Energieagentur RLP, 2017). Hierzu wurde eigens ein Recyclingverbund ins Leben gerufen, an dem sich die alle Marktakteure beteiligen müssen (Fraunhofer ISE, 2020d). Während die Aufbereitung von Standardkomponenten wie Glas, Aluminium, Kunststoffen und Kupfer keine Probleme bereitet, besteht bei der Rückgewinnung wertgebender Rohstoffe, wie zum Beispiel Silizium und Silber, aus den verkapselten Zellen nach wie vor Forschungsbedarf (Fraunhofer CSP, 2020).

2.3 Energieverbrauch und Emissionen in Weinbaubetrieben

Alle unmittelbar an der Weinherstellung beteiligten Prozesse, von der Pflanzung der Reben bis hin zur Auslieferung des gefüllten Weins zur Verkaufsstätte, sind energieintensiv und im Falle der Energiebereitstellung aus nicht regenerativen Energieträgern auch zwangsläufig emissionsbehaftet. Während klassischerweise die Ziele von Energieeinsparmaßnahmen monetärer Natur waren, rückt der fortschreitende Klimawandel zunehmend die Treibhausgasbilanz in den Vordergrund und relativiert die finanzielle Bedeutung zumindest teilweise (Freund, 2008).

Die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen analysiert prinzipiell den gesamten Produktlebenszyklus und erfasst neben direkten Emissionen, die beispielsweise über den Energieverbrauch von Maschinen und Geräten entstehen, auch solche, die nicht aus der unmittelbaren Aktivität des Winzers herrühren, wie zum Beispiel Emissionen aus der Produktion zugekaufter Betriebsmittel etc. Grundsätzliche Rahmenbedingungen und Regeln für die Durchführung einer Lebenszyklus-Analyse auf Produktebene liefern die Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 (Umweltbundesamt, 2018). Der Umfang sogenannter Life Cycle Assessments überschreitet jedoch bei Weitem die Breite und Tiefe einer konventionellen Energieverbrauchsanalyse. Aus dieser Tatsache resultiert ein enormer Anspruch an branchenspezifische Anpassungen zur adäquaten Umsetzung.

An theoretischen Handlungsanweisungen, um detaillierte Ökobilanzen für den Weinsektor zu erstellen, die Treibhausgasbilanz einzelner Produkte zu ermitteln und sich damit den Vorgaben der DIN-Normen anzunähern, mangelt es nicht. So liefert beispielsweise die Internationale Organisation für Rebe und Wein (OIV) mit den Resolutionen 431-2011 „Allgemeine Grundsätze der OIV zum THG-Bilanzierungsprotokoll für den Wein- und Rebsektor“ sowie 503AB-2015 „Treibhausgasbilanz im Weinbausektor – Anerkannte Gase und Bestandsaufnahme der Emissionen und ihrer Sequestrierung“ konkrete Beschreibungen zum notwendigen Umfang von Bestandsaufnahmen. Der Produktlebenszyklus von Wein wird hierbei in vier Phasen gegliedert: 1. Traubenerzeugung, 2. Weinbereitung und Verpackung, 3. Vertrieb und Einzelhandel, 4. End-of-Life-Phase (einschl. Nutzungsphase, Entsorgung und Recycling) (OIV, 2011, 2015). Einen vergleichbaren Rahmen liefert auch das „International Wine Carbon Calculator Protocol“ sowie das daran anknüpfende „International Wine Greenhouse Gas Protocol“ des Internationalen Verbands für Wein und Spirituosen (FIVS), wenngleich die Verfasser bei beiden Dokumenten den Charakter einer unverbindlichen Empfehlung betonen und eine formelle Distanz zu den DIN-Normen herstellen (FIVS, 2008, 2016). Die Rahmenwerke von OIV und FIVS verdeutlichen die Dimensionen einer umfangreichen Lebenszyklus-Analyse von den Emissionen im Zusammenhang mit der Einrichtung der Infrastruktur und der Herstellung von Maschinen bis hin zu sämtlichen Belastungen der Entsorgungs-, Wiederverwendungs- und Recycling-Prozesse. Der praktischen Umsetzung durch die Benennung etwaiger Verfahren und Methoden widmen sich die genannten fachspezifischen Abhandlungen jedoch nicht, weshalb der praktische Mehrwert der Bemühungen nach wie vor begrenzt ist.

Bereits verfasste Ökobilanzen des Weinsektors standen im Fokus der Untersuchungen von Petti et al. (2015) und Ferrara & Feo (2018). Sie stellten bei ihren Analysen zahlreicher Anwendungsbeispiele von Life Cycle Assessments der Weinbranche fest, dass die Konzepte einer weiteren Harmonisierung und Standardisierung bedürfen und an ihre Grenzen bezüglich standortspezifischer Daten und individueller Anbaupraxis stoßen. Als hochgradig individuelles Produkt, das unter anderem von standortspezifischen, klimatischen und anbautechnischen Faktoren beeinflusst wird, kann es demzufolge für Wein keine universelle Ökobilanz geben. Ohmart (2010) begründet dieses Dilemma mit der bloßen Datenvielfalt unterschiedlichster Quellen, die benötigt würden, sowie der Tatsache, dass die wissenschaftliche Basis für einige der beteiligten Prozesse noch nicht ausreichend sei, um die Stoffflüsse eindeutig quantifizieren und interpretieren zu können. Eine Emissionsbewertung im Weinbau

könnte folglich selbst bei einer sehr aufwendigen Einzelfallbetrachtung nur einen zurückliegenden Zeitraum realistisch abbilden, dem individuelle Rahmenbedingungen zugrunde gelegen haben.

Die nachfolgenden Punkte beleuchten ausdrücklich nicht alle Prozesse des gesamten Produktlebenszyklus, sondern nur solche, die sich hinsichtlich ihres Energieverbrauchs und der Emissionen als „Hotspots“ im Außenbetrieb und der Kellerwirtschaft identifizieren lassen oder der Evaluierung ebendieser im Gesamtkontext dienen. Damit soll der Bedarf und das Potenzial konkreter Optimierungspotenziale der Photovoltaik im Weinbau näher umrissen werden.

2.3.1 Außenbetrieb

Der weinbauliche Außenbetrieb zeichnet sich bei der Betrachtung der Emissionen durch die wohl komplexesten Wechselwirkungen aus und ist zudem als einziges Glied in der Produktionskette unmittelbar vom Klimawandel betroffen. Unter anderem steigende Luft- und Bodentemperaturen, veränderte Niederschlagsmengen und -Verteilung sowie ein höherer atmosphärischer CO₂-Gehalt führen zu einer Vielzahl von Wechselwirkungen pflanzenphysiologischer, bodenphysikalischer, -chemischer und -mikrobieller Art, die in einer Emissionsbilanz eine gewichtige Rolle spielen, aber faktisch nur sehr schwer zu erfassen und bemessen sind (Mozell & Thach, 2014). Adoir et al. (2019) sprechen in diesem Zusammenhang von einer doppelten Herausforderung, mit der sich der Weinbau konfrontiert sieht. Einerseits muss er sich notwendigerweise an den Klimawandel anpassen, um gewünschte Produkteigenschaften bei sich verändernden Rahmenbedingungen zu erhalten, und zugleich muss er einen aktiven Beitrag zur Vermeidung von Emissionen leisten.

Während bei weiten Teilen der Prozesskette nur CO₂ in den Fokus der Betrachtung rückt, sind es im Weinbau auch Lachgas (N₂O) und unter Umständen Methan (CH₄), die eine Bedeutung haben. Diese werden zwar grundsätzlich in wesentlich geringeren Mengen emittiert, haben jedoch ein weitaus schädlicheres Treibhauspotenzial als CO₂ und sind deshalb relevant. Zur Vereinheitlichung werden sie in Ökobilanzen über Faktoren zu CO₂-Äquivalenten (CO₂-e) umgerechnet. Eine weitere Besonderheit ist zudem die Tatsache, dass Weinreben als Dauerkultur eine CO₂-Speicherfunktion durch das mehrjährige Holz übernehmen, wengleich sich aus der Bewirtschaftung umgekehrt auch wesentliche Beiträge zu den Gesamtemissionen ableiten lassen. Der Boden als weitere potenzielle CO₂-Senke, bei einer dauerhaften Erhöhung des Humusgehaltes, bzw. Quelle, im Falle der Emission überschüssiger

Mineralisierungsprodukte als Lachgas, hat ebenfalls eine Doppelfunktion in Bezug auf die Bilanz. Pitacco & Meggio (2015) beschrieben die Potenziale der perennierenden Substanz sowie des Bodens als Kohlenstoffspeicher. Gleichzeitig wiesen sie allerdings auch auf die Fragilität der Kapazitäten hin, in Bezug auf deren Abhängigkeit von Bewirtschaftungsmaßnahmen, möglichem Kulturwechsel bzw. -erneuerung und auch regionalen bzw. standort-spezifischen Einflüssen. Diese Meinung wird auch durch die Recherchen von Nistor et al. (2018) gestützt, die die gegensätzlichen Reaktionsgeschwindigkeiten der trägen Langzeitfi-xierung und die äußerst dynamischen Freisetzungsmechanismen klimawirksamer Potenziale herausarbeiten und den Einfluss der Bodenpflege betonen. Garland et al. (2011) stellten dies-bezüglich fest, dass eine hohe Bearbeitungsintensität zwar generell kritisch hinsichtlich ihres N₂O-Potenzials zu bewerten ist, sich aber ein kurzfristiger Verzicht von Bodenbearbeitungs-maßnahmen auch nicht in einem statistisch belastbaren Vorteil bezüglich der Vermeidung von N₂O-Emissionen niederschlägt.

Teilweise sind die Emissionen in der Traubenproduktion demnach auf das menschliche Ein-wirken in Form der Anbau- und Bewirtschaftungspraktiken zurückzuführen, aber zum an-deren Teil auch durch nicht oder nur schwer zu beeinflussende, natürliche, standortspezifi-sche Parameter determiniert.

Eine direkte Energie- und Emissionsquelle in der Traubenproduktion ist der Kraftstoff, der für sämtliche mechanisierten Tätigkeiten verbraucht wird. Zabalza et al. (2005) heben die negativen Auswirkungen im Anbau durch den Verbrauch fossiler Energie hervor und beto-nen, dass folglich ein Hauptaugenmerk der Optimierung auf diesen Bereich gelegt werden soll. Adoir et al. (2019) spezifizieren den Pflanzenschutz und die Bodenbearbeitung als die beiden Bewirtschaftungsverfahren mit den höchsten Umwelteinwirkungen. Sie weisen je-doch gleichzeitig darauf hin, dass das tatsächliche Ausmaß auch stark von dem Bewirtschaf-tungsfahrzeug, sprich dem Schlepper, sowie den Anlagegegebenheiten abhängig ist.

Zu gleichem Ergebnis gelangen auch die Untersuchungen Navarros et al. (2017), wengleich sie zudem die erheblichen Auswirkungen von synthetischen Pflanzenschutzmitteln als indi-recte Emissionsquelle hervorheben. Trioli et al. (2015) verdeutlichen den direkten Zusam-menhang von Kraftstoffverbrauch und zurückgelegter Fahrstrecke, sowohl in Form von Überfahrten auf einer Fläche als auch die Entfernungen Hof-Feld und Feld-Feld, sowie zu der Leistungsaufnahme der spezifischen Anbaugeräte je nach Bearbeitungsverfahren.

Eine umfangreiche Aufarbeitung von Life Cycle Assessments des Weinsektors von Ferrara & De Feo (2018) kommt ebenfalls zu dem Schluss, dass der Dieserverbrauch des Schleppers den größten Energiebedarf bei der Traubenproduktion generiert und folglich als größter Emittent der landwirtschaftlichen Phase zu benennen ist. Sie stellen ferner heraus, dass die Anpflanzung und Einrichtung des Weinbergs mit einem erheblichen Kraftstoffverbrauch einhergehen, der sich nachhaltig auf den Gesamtfußabdruck auswirkt und nicht aus den Systemgrenzen ausgeklammert werden sollte. Die Arbeiten Benedettos (2013) und Fosis et al. (2014) stützen diese Einschätzung. Sie bewerten die Umwelteinwirkungen dieser vor der eigentlichen Traubenproduktion angesiedelten Teilphase aufgrund ihres Verbrauchs an Dieselmotorkraftstoff als besonders negativ. Laut Zhang & Rosentrater (2019) entfallen auf die Prozesse Anpflanzung und Flaschenproduktion die anteilig höchsten Treibhausgasemissionen bei einer Lebenszyklusanalyse.

Jung (2008) hinterlegt mit seiner Dokumentation des Dieserverbrauchs verschiedener Tätigkeiten in einem Pfälzer Weingut die Erkenntnisse internationaler Bilanzierungen. Seine Untersuchungen verdeutlichen den anteilig immensen Verbrauch für Straßenfahrten, der zwar betriebsspezifisch sehr unterschiedlich ausfällt, jedoch häufig unterschätzt wird. Dass sich zwischen verschiedenen Betrieben eine massive Spannweite im Ressourcenverbrauch durch den Mechanisierungsgrad, die Bewirtschaftungsform und -intensität ergibt, belegt beispielsweise die Arbeit von Wettstein et al. (2016). Eine detaillierte Übersicht des Kraftstoffverbrauchs nach Tätigkeiten liefern die Aufzeichnungen Geyrhofers (2013). Er erfasste über einen Zeitraum von sieben Bewirtschaftungsjahren die Überfahrtshäufigkeiten eines Weinbaubetriebs und analog dazu den Verbrauch von Diesel bei allen Kulturmaßnahmen mit unterschiedlichen Anbaugeräten. Dabei kommt er zu dem Ergebnis, dass die Verbrauchsdaten zum Teil erhebliche Unterschiede aufweisen, die auf die Motorisierung des Fahrzeuges, dessen spezifischen Kraftstoffverbrauch, die Leistungsaufnahme der Geräte sowie weitere Rahmenbedingungen wie Topografie oder Bodenverhältnisse zurückzuführen sind. Eine Bewirtschaftung im Steilhang kann demnach den Verbrauch fossiler Rohstoffe mehr als verdoppeln. Ferner sind rotierende Pflegegeräte und tiefe Bodenbearbeitungsmaßnahmen als „Hotspots“ zu identifizieren.

Die KTBL-Datensammlung für Weinbau und Kellerwirtschaft liefert ebenfalls Informationen über den Dieserverbrauch in l/ha bei definierten Bewirtschaftungsbedingungen, die beispielsweise lauten: „Ertragslage, Direktzug, 2 m Gassenbreite, vollmechanisiert, 0,2 ha, 54 kW, 1 km Feld-Hof-Entfernung“ (Becker et al., 2017, S. 118). Aus den KTBL-Daten geht

hervor, dass ca. 60 % des Dieserverbrauchs direkt auf die Maßnahme Pflanzenschutz zurückzuführen sind, sofern keine intensive Bodenbearbeitung durchgeführt wird. Diese Kulturmaßnahme ist aufgrund der Anzahl ihrer Wiederholungen somit in Summe ein „Hotspot“, zumal sich, wie bereits erläutert, weitere indirekte Emissionen aus der Präparateherstellung etc. ableiten lassen.

Ein zentraler und zugleich unterrepräsentierter Faktor bei Diskussionen um die Quantifizierung von Emissionen der landwirtschaftlichen Phase ist der Ertrag, der pro Flächeneinheit erzielt wird. Dieser Zusammenhang wird häufig nur auf Vergleiche zwischen ökologischer und konventioneller Bewirtschaftungsweise reduziert, ohne die übergeordnete Bedeutung in den Vordergrund zu stellen (Falcone et al., 2016; Point, 2008). Fakt ist, dass der Ertrag darüber entscheidet, ob die Ressourcen- und Energieaufwendungen des Anbaus auf eine hohe oder niedrige Produktmenge umgerechnet werden (Müller-Lindenlauf et al., 2012). Bei gleichen Aufwendungen generiert also eine Fläche mit höherem Ertrag geringere Emissionen pro funktionaler Einheit als eine Vergleichsfläche mit niedrigerem Ertrag. Der weinbauliche Wirkungskomplex Boden/Klima/Bewirtschaftung/Emissionen ist wissenschaftlich jedoch noch nicht hinreichend beleuchtet, um verborgene und langfristige Ressourcenaufwendungen für Erträge stichhaltig zu bemessen bzw. einen nachhaltigen effizienten Ertrag zu definieren.

2.3.2 Kellerwirtschaft

Dieser zweite Teilbereich im Produktlebenszyklus der Weinbereitung laut OIV-Resolution CST 431-2011 (OIV, 2011) ist im Gegensatz zum Anbau weniger von natürlichen Wechselwirkungen und standortbedingten Eigenheiten geprägt. Gänzlich unabhängig von jahrgangsbedingten Auswirkungen natürlicher Umgebungsfaktoren ist jedoch auch die Kellerwirtschaft nicht. Temperaturen und Niederschläge zur Reifezeit wirken sich auf den phytosanitären Zustand des Ernteguts aus (Lipps, 2007) und generieren einen Anpassungsbedarf in der Verfahrenstechnik, der sich auch im Energieverbrauch niederschlägt.

Der relevante Energieträger im Weinkeller ist mit wenigen Ausnahmen elektrischer Strom, der über entsprechende Zähleranrichtungen erfasst werden kann (Degünther, 2013; Malvoni, Congedo & Laforgia, 2017; Schröder, 2007). Die Zahl der potenziellen Verbraucher mit spezifischen Leistungscharakteristika in der Kellerwirtschaft ist jedoch ungleich größer als im Außenbetrieb. Zudem fächert sich häufig eine uniforme Anbaupraxis des Außenbetriebs in verschiedene nach differenzierten Produktlinien optimierte Vinifikationsschemata im

Keller auf, wodurch unterschiedliche Energieprofile entstehen. Müller (2002) leistete in puncto Verbrauchskennzahlen im Weinkeller Grundlagenarbeit. Er beziffert den Stromverbrauch für die Weinbereitung auf durchschnittlich 13 kWh/hl, wobei die Einzelwerte der analysierten Betriebe eine Spannweite von mindestens 2 bis maximal 230 kWh/hl aufzeigen. Der LUWG-Bericht 8/2011 auf Basis einer Umfrage bei Weingütern stützt die Erkenntnisse Müllers, wonach der Energieverbrauch in Weingütern sehr heterogen ist, eruiert den mittleren Verbrauch jedoch auf 18,6 kWh/hl (Pollatz & Lang, 2011).

Das unter dem Namen AMETHYST entwickelte Benchmarking-Modell zur Einschätzung des Energieverbrauchs in der Kellerwirtschaft berücksichtigt folgende Hauptschritte der Wein- und Sektbereitung (Nelis et al., 2008):

- 1. Traubenverarbeitung*
- 2. Keltern von Trauben*
- 3. Maischeerhitzung (Option nur für Rotweinbereitung)*
- 4. Kältebehandlung vor der Gärung*
- 5. Gärung in Tanks und Holzfässern*
- [6. Zweite Gärung für Schaumweine]*
- 7. Biologischer Säureabbau im Tank und in Holzfässern*
- 8. Klärung, Kältestabilisierung oder Elektrodialyse*
- 9. Reifung und Lagerung*
- [10. Degorgieren und Rütteln bei der Flaschengärung]*
- 11. Abfüllung*

Innerhalb der genannten Prozessschritte sind im wesentlichen Pumpen, Kühlaggregate, Motoren von Geräten zur Traubenverarbeitung, Mostklärung und Weinabfüllung, die Druckluf-terzeugung sowie die Kellerbeleuchtung für Großteile des Stromverbrauchs verantwortlich (Fröhlich & Freund, 2008).

Freund (2008) gruppiert die Ergebnisse verschiedener Verbrauchsanalysen wie folgt und verleiht damit der ebenfalls von Müller (2002) und Pollatz & Lang (2011) beschriebenen Spannweite Ausdruck, die aus den unterschiedlichen Verarbeitungsweisen und den daran beteiligten Technologien herrührt:

Kühlung:	12-60 %
Pumpen, Fördereinrichtungen, Motoren:	10-35 %
Druckluf-terzeugung:	3-10 %

Beleuchtung:	8-20 %
Sonstiges, inklusive Heißwasser:	3-15 %

Die Aufstellung verdeutlicht, dass sich nicht ein herausragender „Hotspot“ in der Weinbereitung ausmachen lässt, sondern verschiedene Glieder der Prozesskette je nach Anwendung einen mehr oder weniger großen Anteil am Gesamtstromverbrauch ausmachen können. Potenziell kann beispielsweise der Energiebedarf der Kühlung den aller anderen Verbraucher überwiegen, aber im anderen Extrem kann ihr Verbrauchsanteil auch bei weniger als 10 % liegen. Neben Unterschieden innerhalb dieser offensichtlichen Verbrauchergruppen werden die großen Differenzen zwischen einzelnen Betrieben aber auch über indirekte Energiesenken charakterisiert. Hierzu zählen beispielsweise Größe und energetischer Zustand der Gebäude oder auch der Zu- und Verkauf verschiedener Verarbeitungsstufen (Freund, 2008).

Notarnicola et al. (2003) untersuchten die Ökobilanz von Rot- und Weißwein verschiedener Qualitätsniveaus aus Süditalien und kommen zu dem Ergebnis, dass die Weißweinbereitung durch einen höheren Stromverbrauch in der Phase der Weinbereitung gekennzeichnet ist als die Prozessführung der Rotweinbereitung. Einen Zusammenhang zwischen Qualität und Energieverbrauch konnten sie jedoch nicht herstellen.

Unterschiede aufgrund des Kriteriums der Betriebsgröße machen hingegen Zabalza et al. (2005) ausfindig. Sie analysierten Energieverbrauch und Umwelteinwirkungen kleiner und mittlerer Betriebe in Spanien und stellten fest, dass größere Kellereien einen geringeren Stromverbrauch pro Tonne verarbeiteter Trauben aufweisen. Kleine Erzeuger haben demnach zwar einen geringeren Verbrauch bei der Gärkühlung, demgegenüber sind jedoch die Verbrauchswerte bei sämtlichen anderen erfassten Prozessen erhöht, was die Autoren hauptsächlich auf eine optimierte Maschinenauslastung bei größeren Betrieben zurückführen. Ebenfalls auf die Analyse von Unterschieden zwischen Betriebsgrößen ausgerichtet waren die Untersuchungen Wus et al. (2013). Der Stromverbrauch in Weingütern im US-Bundestaat Kalifornien ist ihren Erkenntnissen zufolge insbesondere bei den Kategorien Beleuchtung und Klimatisierung/Lüftung erheblich höher als bei kleineren Weingütern. Insgesamt waren die Kühlprozesse über alle Betriebsgrößen hinweg als dominierender Energie-Hotspot zu identifizieren. Henick-Kling (2011) von der Washington State University benennt die Tempersteuerungsprozesse im Rahmen der Gärung, Kältestabilisierung und Lagerung als Schlüsselprozesse im Rahmen von Energieeinsparmaßnahmen.

In Bezug auf eine Lebenszyklusanalyse von Wein aus Rheinhessen resümieren die Autoren zum Energieverbrauch thermischer Behandlungsverfahren (Müller-Lindenlauf et al., 2012,

S. 11): „Besonders energieintensiv und damit klimarelevant sind die Erhitzungs- und Kühlungsprozesse. Dementsprechend zeigen insbesondere die Maischeerwärmung und in geringerem Umfang auch der biologische Säureabbau sowie die Kältestabilisierung einen großen Einfluss auf die Treibhausbilanz. Die Maischeerwärmung kann die CO₂-Emissionen der Kellerei verdoppeln.“ Sie greifen damit einen wichtigen Punkt für die hiesige Weinbereitung auf, der einen Transfer der vorherigen Erkenntnisse aus den USA – bzw. den Weinbau unter anderen klimatischen Bedingungen generell – zulässt. Sowohl Kühl- als auch Erwärmungsprozesse, d. h. thermische Verfahren im Allgemeinen, sind mit einem massiven Energieaufwand verbunden.

Malvoni et al. (2017) nennen in diesem Zusammenhang eine Kühlanlage auf Basis der energetischen Nutzung von solarer Strahlungsenergie als eine mögliche Option, um den jährlichen Primärenergieverbrauch signifikant zu reduzieren. Sie beziffern das Einsparpotenzial auf bis zu 41 %. Ein Optimierungspotenzial in der Größenordnung von 20-25 % eruieren Vela et al. (2017) auf Grundlage ihrer Untersuchungen bei einem Austausch von ineffizienter Gärkühlung gegen neue Technologie. Ferner beziffern sie die Möglichkeiten der Stromeinsparung mittels des Einsatzes frequenzgesteuerter Pumpen auf 8-10 %.

Ungeachtet der bislang genannten Aspekte zum Stromverbrauch in der Verfahrenstechnik bei Traubenverarbeitung und Weinbereitung weist eine Vielzahl von Quellen auf die Abfüllung als zentralen „Hotspot“ in der Ökobilanz hin. Ursache hierfür ist der massive Energiebedarf bei der Herstellung von Flaschenglas sowie der Ressourcenverbrauch im Zuge der Kartonagenherstellung (Ferrara & De Feo, 2018; Navarro et al., 2017; Rinaldi et al., 2016; Trioli et al., 2015). Müller-Lindenlauf et al. (2012) beziffern den typischen Anteil der Verpackung an den gesamten Treibhausgasemissionen auf ca. 48 %.

2.3.3 Transport und Distribution

Bei vielen vorhandenen Ökobilanzen des Weinsektors wird der Bereich Transport und Distribution aus den Systemgrenzen ausgeklammert und nicht mehr betrachtet. In diesen Fällen spricht man von einer sogenannten Cradle-to-Gate Bilanzierung, d. h. alle Prozesse des Produktzyklus bis zum Hoftor werden berücksichtigt, darüber hinaus findet keine Erfassung statt. Ökobilanzen, deren Systemgrenzen auch den Weg über den Endverbraucher bis hin zur Entsorgung bzw. zum Recycling umfassen, vollziehen den als Cradle-to-Grave bezeichneten Ansatz (Abbott et al., 2016; Ferrara & De Feo, 2018).

Point (2008) konzipierte ein solches Life Cycle Assessment für Wein aus der kanadischen Provinz Nova Scotia. Sie konnte verdeutlichen, dass sich der Transport in erheblichem Maß auf den ökologischen Fußabdruck von Wein auswirkt. Dabei ist insbesondere die Fahrtstrecke des Konsumenten ausschlaggebend und hat einen größeren Einfluss als der Transport des Weins vom Erzeuger bis zur Einkaufsstätte. Sie nennt den Weinbau, die Glasproduktion und den Kundentransport als die drei größten „Hotspots“ des Life Cycle Assessments von Wein.

Müller-Lindenlauf et al. (2012) messen diesem Aspekt ebenfalls großes Gewicht bei, unterscheiden bei ihrer Bilanz jedoch noch nach weiteren Distributionskanälen. Die Berechnungen verdeutlichen, dass „das Einkaufsverhalten der Verbraucher eine entscheidende Rolle“ (Müller-Lindenlauf et al., 2012, S. 13) spielt. Am ökologisch ungünstigsten ist demnach die Selbstabholung beim Winzer, weil der Weineinkauf in der Regel einziger Auslöser für die Fahrt ist und die Strecke länger ist als die Entfernung zu einer alternativen Einkaufsstätte. Der Einkauf im Einzelhandel kann ebenfalls sehr emissionsintensiv sein, wenn die Anfahrt allein dem Einkauf des Weins zuzurechnen ist und keine ergänzenden Produkte eingekauft werden.

Die Untersuchung Fosis et al. (2014) für Wein aus Sizilien, dessen Distributionswege zu unterschiedlichen nationalen und internationalen Märkten führen, aber keinen Transportweg des Letztverbrauchers berücksichtigen, betont den generellen Zusammenhang von steigenden Emissionen mit zunehmender Transportstrecke.

Petti et al. (2015) treffen gleiche generelle Ableitung und betonen weiterhin, dass das steigende Handelsaufkommen auf dem globalen Weinmarkt mit der Tendenz zu langen Transportwegen de facto signifikante Auswirkungen auf die Gesamtbilanz von Wein hat.

Die Lebenszyklusanalyse von Rinaldi et al. (2016) bemisst den CO₂-Fußabdruck von Transport und Distribution höher als den der landwirtschaftlichen Phase, klammert jedoch ausdrücklich den Transport des Endverbrauchers ab Einzelhandel aus und nennt weiterhin keine konkreten Details zu den unterstellten Rahmenbedingungen.

Eindrucksvolle Vergleiche zu Weintransporten liefert der unter dem Namen „Red, White, and ‚Green‘: The Cost of Greenhouse Gas Emissions in the Global Wine Trade“ erschienene Aufsatz von Colman & Paster (2009). Sie kommen nach dem Vergleich verschiedener Strecken, Verpackungsformen und Transportfahrzeuge zu dem Ergebnis, dass sich die Transportdistanz zweifelsfrei in den Emissionen niederschlägt, der gewählte Transportmodus aber

viel entscheidender ist. In ihren Untersuchungen konnten sie zeigen, dass ein Wein aus Übersee mit einem langen Schiffstransportweg einen günstigeren Fußabdruck vorweisen kann als ein Wein nationaler Herkunft, der mittels LKW über eine im Vergleich kürzere Strecke transportiert wurde. Der Emissionsfaktor eines Fahrzeugs, der unter anderem auch den Energieverbrauch in Form von Kraftstoff repräsentiert, kann die subjektiven Effekte der Transportdistanz bilanziell stark beeinflussen.

Transportmittel, -strecke und Produktverpackung sind also die entscheidenden Faktoren, die das Niveau der Transport- und Distributionsemissionen von Wein und damit auch indirekt den Energieverbrauch bestimmen. Eine Studie des „Waste and Resources Action Programme“ (WRAP), die sich auf den Weinimportmarkt Großbritanniens bezieht, arbeitet die Unterschiede dieser Parameter einzeln heraus. Sie verdeutlicht die Vorteile eines günstigen Emissionsfaktors am Beispiel intrakontinentaler Weintransporte über den Schienenverkehr gegenüber emissionsintensiver Straßentransporte und beziffert das Einsparpotenzial klimaschädlicher Gase je nach Handelsroute auf bis zu 40 % bei Verwendung alternativer Gebinde- und Verpackungsformen (WRAP, 2007).

Harris et al. (2018) führten ebenfalls eine Analyse der Distributionswege nach Großbritannien anhand verschiedener Szenarien durch und konstatieren, dass der Import aus europäischen Erzeugermärkten bis ins Zielland mit den größten Emissionen verbunden ist. Der Fußabdruck von Strecken innerhalb der nationalen Handelslogistikstrukturen sei geringer und liege in etwa auf einem Niveau mit den Belastungen von Importrouten der Hochseeschifffahrt.

Mit Bezug auf die vorliegende Arbeit ist anzumerken, dass die Phase Transport und Distribution wenige Ansatzpunkte für Optimierungspotenziale im Zusammenhang mit photovoltaischer Energie bietet. Für das objektive Verständnis des Gesamtlebenszyklus von Wein und den damit verbundenen Energieflüssen und Emissionen ist ein Einblick in diesen Teilbereich jedoch unerlässlich.

2.4 Direkte Potenziale zur Nutzung photovoltaischer Energie

Nachfolgendes Kapitel bildet einen Querschnitt aktuell praktikabler sowie zukünftig interessanter direkter Nutzungspotenziale für solare Strahlungsenergie ab.

2.4.1 Eigenversorgung

Unter Eigenversorgung wird der unmittelbare Verbrauch photovoltaischen Stroms durch den Anlagenbetreiber selbst bezeichnet. Kapitel 2.1.7 hat den gesetzlichen Rahmen hinreichend erläutert, der hauptsächlich den Umgang dieser Nutzungsform im Kontext der EEG-Förderung und -Umlage reguliert.

Die Eigenversorgung ist die direkteste und nächstliegende Nutzungsform von lokal erzeugtem regenerativem Strom. Für den Betreiber ist die Eigenversorgung immer dann von wirtschaftlichem Vorteil, wenn die Kosten für selbst erzeugten Strom niedriger sind als die Strombezugskosten aus dem Netz. Die gegenläufige Entwicklung von steigendem Strompreis und rückläufiger EEG-Vergütung hat in den vergangenen Jahren dazu geführt, dass dieser Fall den Regelzustand beschreibt und sich die Eigenversorgung als zentraler Baustein der Wirtschaftlichkeit, insbesondere bei kleinen und mittleren PV-Anlagen, herauskristallisiert (Quaschnig, 2019). In der Historie des EEG überwog ursprünglich der gegenteilige Fall. Zur Entstehungszeit der EEG-Förderung lag die Einspeisevergütung über dem Netzpreis, weshalb der überwiegende Teil damaliger Anlagen als rein netzgekoppelte Systeme ausgeführt wurden. Die sogenannte Netzparität, welche den Wendepunkt der vorteilhaften Nutzungsart markiert, wurde in Deutschland im Jahr 2012 vollzogen (Energieagentur RLP, 2017).

Für den wirtschaftlichen Betrieb von Photovoltaik gilt aktuell uneingeschränkt die Maxime, soviel Strom wie möglich aus der eigenen Anlage selbst direkt zu nutzen, d. h. den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren und den Netzbezug zu minimieren. Ein Indikator auf dessen Basis die Ermittlung des wirtschaftlichen Vorteils gegenüber dem Marktpreis erfolgen kann, sind die Stromgestehungskosten. Diese kostenbasierte Kennzahl errechnet sich aus dem Quotienten von Gesamtkosten der betrachteten Anlage und deren Energieerträgen über die Gesamtlebensdauer. Je nach Anlagengröße und der Globalstrahlung am jeweiligen Standort lagen die Gestehungskosten für PV-Strom in Deutschland im Jahr 2018 in einer Spannbreite zwischen 4 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland und 11,54 ct/kWh bei kleinen PV-Dachanlagen in Norddeutschland (Kost et al., 2018). Der Strompreis für Haushaltskunden lag im gleichen Jahr bei durchschnittlich 29,88 ct/kWh (BMWi, 2018a), was einer Differenz von mindestens 18,34 ct/kWh entspricht.

Etwaige Tarifunterschiede durch Mehr- oder Minderverbrauch zum Haushaltsdurchschnitt sowie die Belastung der verminderten EEG-Umlage werden in diesem vereinfachten Ver-

gleich nicht abgebildet. Der Kostenvorteil photovoltaischer Energieerzeugung und die daraus abzuleitende Präferenz der Eigenversorgung bleiben hiervon jedoch unberührt. Interessant ist weiterhin die Perspektive, dass insbesondere Altanlagen, die nach Ende der 20-jährigen Förderung weiterbetrieben werden, die geschilderten Stromgestehungskosten nochmals deutlich unterschreiten, weil ihre Kostenstruktur günstiger ist (Fraunhofer ISE, 2020g).

2.4.1.1 *Verbrauchsanalyse und Verbraucheroptimierung*

Damit der Strom einer PV-Anlage gemäß des Bestrebens maximierter Eigenversorgung optimal genutzt werden kann, ist eine umfassende und möglichst detaillierte Analyse des Verbrauchs eine Grundvoraussetzung. Nur mit der Kenntnis über die individuelle Lastkurve eines Betriebs und den beteiligten Verbrauchern können Maßnahmen zur Angleichung von Stromerzeugung und -verbrauch ergriffen werden (Stmk Energie, 2019). Je größer die Schnittmenge aus Erzeugungs- und Verbrauchsprofil ist, desto geringer ist der Fremdbezug aus dem Netz und entsprechend höher ist der Eigenverbrauchsanteil, der in einem monetären Vorteil resultiert (Gaul, 2019).

Auf der ersten Ebene der Datenerhebung kann Hardware in Form von Datenloggern sowie intelligenten Zähleinrichtungen, sogenannten Smart-Metern, kontinuierliche Informationen zu Energieerzeugung, Netzbezug und -einspeisung liefern. Weiterhin bilden sie über eine integrierte Schnittstelle (Gateway) die Kommunikationseinheit zu einer entsprechenden Software-Ebene aus, die zum elektronischen Energiemanagement genutzt werden kann. Aus den analysierten Daten der intelligenten Messstellen lassen sich grundlegende Lastkurven und -prognosen ableiten.

Für eine tiefgreifende Feinanalyse ist jedoch eine umfangreiche Bestandsaufnahme von Verbrauchern erforderlich, die unter anderem deren individuelle Nenn- und Höchstleistung, Wartungs- und Servicedaten sowie Baujahr und Stand der Technik umfasst. Zum einen lassen sich die dokumentierten und prognostizierten Lastkurven anhand dieser Zusatzinformationen leichter interpretieren, zum anderen ermöglichen sie die Bemessung konkreter Steuerungsmaßnahmen, die dem zielgerichteten Eingriff in die Dynamik flexibler Verbraucher dienen (EnergieSchweiz, 2017; Stmk Energie, 2019).

Unabhängig vom Anwendungsfeld der Photovoltaik liefert die Norm DIN EN ISO 50001:2018 einen Zertifizierungsstandard zum Energiemanagement in Unternehmen. Die Zertifizierung nach dieser Norm basiert auf einer Detailanalyse der Verbrauchssituation und zielt auf eine kontinuierliche Optimierung der Energieflüsse mit Einsparungen in einem Unternehmen ab (ISO, 2020).

2.4.1.2 *Optimierte Prozessplanung*

Bei solarer Strahlungsenergie handelt es sich um eine volatile Energiequelle. Dieser Umstand ist ursächlich sowohl auf berechenbare, periodische natürliche Parameter wie Tages- und Jahresgang der Sonne als auch auf kurzfristig schwankende Wetterbedingungen zurückzuführen (Quaschnig, 2019).

Der Bedarf an elektrischer Energie in einem Weingut ist ebenfalls nicht konstant, sondern unterliegt saisonalen Unterschieden mit einem deutlichen Schwerpunkt auf der Ernte und den darauffolgenden Wochen (Fuentes-Pila & Garcia, 2014; Gómez-Lorente et al., 2017). Eine zweite Phase erhöhten Stromverbrauchs geht mit den Tätigkeiten Abfüllung und Verpackung einher, ist jedoch auf deutlich niedrigerem Niveau angesiedelt (Vela et al., 2017). Von Malvoni et al. (2017) gelieferte Zahlen zu Stromverbrauch und PV-Eigenerzeugung in einem Weingut in Italien zeigen, dass der um den Faktor vier bis sechs erhöhte Energiebedarf zu den genannten Peaks nicht ansatzweise von einer betriebseigenen PV-Anlage kompensiert werden kann, die eher im Leistungsbereich der Grundlast dimensioniert ist. Weiterhin wird deutlich, dass keine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote in Monaten erhöhten Verbrauchs zu verzeichnen ist, sondern diese vielmehr auf dem Niveau der Vormonate stagniert. Ein auf vergleichsweise wenige Prozesse zurückzuführender, extremer Mehrverbrauch in einem engen Zeitfenster ist jedoch prädestiniert, um durch entsprechende prozessplanerische Maßnahmen effektiv über Eigenerzeugung eingedämmt zu werden, wodurch Eigenverbrauchsquote und Autarkie gesteigert würden. Die Untersuchung liefert damit nicht die Bestätigung für eine erfolgreiche tages- und jahresgangoptimierte Prozessplanung, sondern sie offenbart das Versäumnis einer ebensolchen.

Aus den geschilderten Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass energieintensive Prozesse der Traubenverarbeitung und Weinbereitung in Phasen hoher Eigenerzeugung verlagert werden sollten. In Bezug auf die photovoltaische Stromerzeugung wäre demzufolge, insbesondere für kleine Betriebe mit flexiblen Terminierungsoptionen, eine Planung vorstellbar, die sich an Tagesgang und ggf. Wetterprognose orientiert.

Ferner könnte in Zukunft auch der zu erwartende Erlös des Stromverkaufs bei Direktvermarktung als ein weiteres Kriterium für die Optimierung der Prozessplanung herangezogen werden. Sofern die „Monetarisierung der Netzdienlichkeit“ (Strauß et al., 2020, S. 73) im zukünftigen Strommarktdesign tatsächlich Einzug hält, kann sie über die aktive, verkaufsorientierte Prozessplanung zugunsten des Erzeugers genutzt werden. Anlagenbetreiber, die

ihre Prozessplanung effektiv steuern, können Forderungen wie der folgenden gelassen entgegensehen: „Mit Blick auf die Dezentralisierung ist in Zukunft ein Entgelt-, Steuer und Abgabesystem unabdingbar, welches lokale Zusammenführung sowie Optimierung von Verbrauch und Erzeugung belohnt“ (Schiller et al., 2020, S. 23).

Eine Untersuchung, die sich dem Thema PV-optimierte Prozessplanung im Kontext der Weinbereitung widmet, konnte nicht recherchiert werden. Aus diesem Grund wurde versucht, eine Gegenargumentation auf Basis des Negativbeispiels aufzubauen.

2.4.1.3 *Intelligentes Energiemanagement*

Intelligente Energiemanagementsysteme haben grundsätzlich die Aufgabe, die benötigte Energie wirtschaftlich und effizient zur Verfügung zu stellen. Sie arbeiten autonom und können mit einer Vielzahl von Instrumenten ausgestattet werden, die es ihnen ermöglichen, gemäß der betriebsspezifischen Optimierungsziele in die Energieflüsse einzugreifen. Sie treten als Vermittler zwischen Netzebene, Energieerzeugungsanlagen, Verbrauchern sowie ggf. Speichereinheiten auf und ermöglichen eine Visualisierung der Prozesse zu Überwachungszwecken (Höhendinger et al., 2018). Neben intelligenter Messeinheit und Datenlogger ist komplexe Steuer- und Regeltechnik erforderlich, die einen Soll-Ist-Abgleich vorhandener interner und externer Daten vornimmt und entsprechend umsetzen kann (Fischer, 2019). Ein intelligentes Energiemanagementsystem prüft „mithilfe von Algorithmen das gesamte energierelevante Umfeld (...) prognostiziert etwa den Strombedarf, das Wetter und Börsensstrompreise“ (Ecken, 2019, S. 2).

Auf Grundlage aktueller Wetterprognosen kann beispielsweise die Eigenerzeugung von Solarstrom abgeschätzt und im Steuerungsschema berücksichtigt werden. Auf diese Weise können sowohl Lastspitzen entzerrt oder in Korridore hoher Energieerzeugung verlagert als auch der Eigenverbrauch insgesamt gesteigert werden. Vorhersehbare Überkapazitäten, die zu hohen Netzeinspeisungen in Zeiten niedriger Marktpreise führen, werden dadurch ebenso vermieden wie umgekehrt intensive Netzbezüge in Hochpreisphasen (SAWIA, 2019; von Schewen, 2015).

Den konkreten Anwendungsfall für ein intelligentes Energiemanagementsystem in einem Weingut liefert die „Self Sustainable Zero Carbon Winery“ der University of California in Davis (USA).

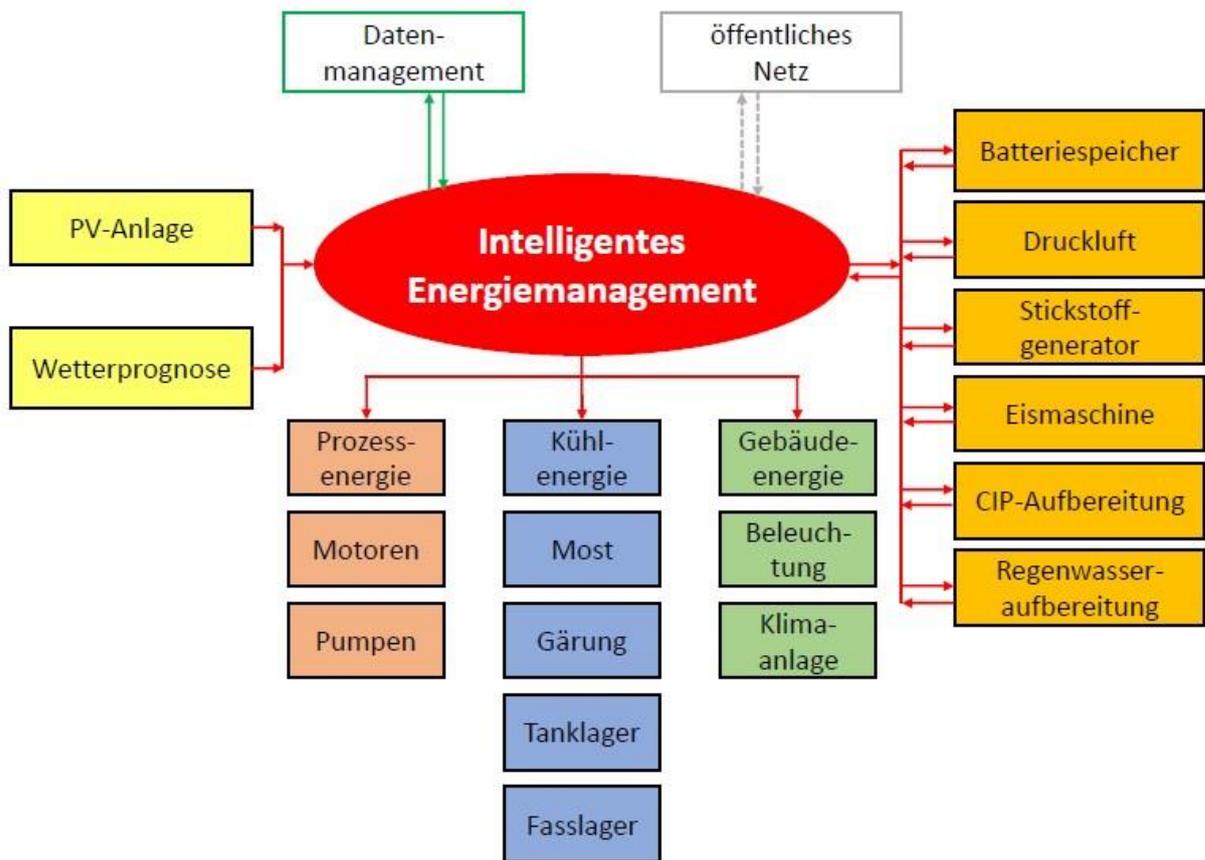


Abbildung 3: Reduziertes Schema von Energie- und Informationsströmen eines intelligenten Energiemanagementsystems in einem Weingut. Eigene Darstellung nach Boulton (2019)

Abbildung 3 veranschaulicht exemplarisch das Zusammenwirken verschiedener Prozessglieder, die autonom miteinander interagieren – in diesem Beispiel nicht nach dem Kriterium maximaler Wirtschaftlichkeit, sondern minimaler Emissionen und Ressourcenaufwendungen (Boulton, 2019). Das Zukunftspotenzial von digitaler Technologie allgemein bzw. intelligentem Energiemanagement im Speziellen, wird in Weingütern am steigenden Anspruch nach Emissionsvermeidung einerseits, bei gleichzeitig zunehmendem wirtschaftlichem Druck andererseits, offensichtlich.

2.4.2 Direktvermarktung

Obwohl das EEG 2021 die alternativlose Pflicht zum Wechsel in die Kategorie „sonstige Direktvermarktung“ nach § 21a EEG bis zum Jahr 2027 zumindest aufgeschoben hat, liegt das langfristige Interesse der Gesetzgebung auf einer vollständigen Marktintegration alter und neuer EEG Anlagen.

Das Interesse von Energiehandelsunternehmen, in die Direktvermarktung von kleinen Anlagen einzusteigen, ist jedoch bisher sehr begrenzt. Sie haben sich weitestgehend auf die

Rahmenbedingungen solcher Anlagen eingestellt, die nach der aktuellen EEG 2017 ohnehin zur Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell verpflichtet sind (ZSW & Bosch & Partner, 2019). Kleine Anlagen generieren einen vergleichsweise hohen administrativen Aufwand bei geringem Handelsvolumen und sind daher unattraktiv. Konkrete Lösungen, die für kleine Anlagen eine Perspektive in der Post-EEG-Restlebenszeit bieten, sind daher Mangelware.

Einer der wenigen Direktvermarkter, der keine Mindestleistung für Anlagen vorgibt, ist das Unternehmen „Mark-E“. Für PV-Kraftwerke mit einer Nennleistung zwischen 0-150 kW_p berechnet das Unternehmen jedoch eine monatliche Vermarktungspauschale in Höhe von 45 €, bei einer Vertragslaufzeit von 24 Monaten (Mark-E, 2020). Die fehlende Einstiegsbeschränkung wird damit faktisch durch eine Wirtschaftlichkeitshürde ersetzt, wenn man bedenkt, dass neben den Vermarktungsentgelten auch die übrigen Betriebskosten der Anlage durch den Handelserlös gedeckt werden müssen. Eine diesbezüglich vom Umweltbundesamt angestellte Analyse bemisst die Wirtschaftlichkeitsschwelle der Direktvermarktung in Abhängigkeit von der Eigenverbrauchsquote auf eine Anlagenleistung von ca. 20-30 kW (Metzger et al., 2020).

Das Energieunternehmen „EnBW“ bezeichnet seine Plattform, auf der es Direktvermarktungslösungen für erneuerbare Energien anbietet, als virtuelles Kraftwerk. Anlagenbetreiber können hier die Abnahme ihres Stroms über „Power Purchase Agreements“ (PPA) vereinbaren –in Form entweder einer Vollabnahme, als Pendant zur klassischen EEG-Volleinspeisung, oder einer reinen Überschussvermarktung bei Anlagen, die primär auf Eigenversorgung ausgerichtet sind. Bei derartigen Verträgen handelt es sich um eine direkte Kaufvereinbarung zwischen zwei Vertragspartnern, in diesem Fall Energieerzeuger und Energiehändler. Es werden darin entweder feste oder am Spotpreis orientierte flexible Konditionen für einen Abnahmezeitraum zwischen einem und fünf Jahren fixiert. Das virtuelle Kraftwerk bietet darüber hinaus die Möglichkeit, den über die Eigenerzeugung hinausgehenden Energiebedarf über einen Reststromtarif zu decken. Im Vergleich zu konventionellen Tarifen zahlt der Kunde hier keinen festen Abschlag auf eine Jahresabrechnung, sondern nur den tatsächlichen Bezug zum synchronen Spotmarktpreis, der mittels intelligentem Zähler erfasst und in einer Taktung von maximal 15 Minuten übermittelt wird. Die Marge des Versorgers ist in diesem Fall eine Servicepauschale, die auf den Börsenpreis aufgeschlagen wird (EnBW, 2020).

Den Terminus des virtuellen Kraftwerks nutzt auch das auf Batteriespeicher spezialisierte Unternehmen „sonnen GmbH“, das mit dem Produkt „sonnenFlat direkt“ eine Post-EEG-Lösung für Anlagen mit einer Nennleistung von 3-29,9 kW_p bietet. Im Prinzip handelt es sich hierbei um eine digitale Vernetzung von Eigenversorgern, die über eine intelligente Messeinrichtung und optional einen Batteriespeicher verfügen. In der Gemeinschaft tauschen die Akteure virtuell den jeweils zur Verfügung gestellten oder benötigten Strom. Faktisch wird die Netzeinspeisung mit einer Freistrommenge auf dem Kundenkonto vergütet, die bei Netzbezug wiederum aufgezehrt wird. Beteiligen sich Kunden zusätzlich mit einem intelligenten Batteriespeicher an der Community, erhalten sie dafür eine jährliche Extravergütung, da sie dem Unternehmen einen Preisvorteil beim netzdienlichen, zeitversetzten Handel des Stroms verschaffen (sonnen GmbH, 2020).

Der Energieversorger „WEMAG“ wirbt ebenfalls um Anlagenbetreiber, denen das Ende der EEG-Förderung bevorsteht. Für den eingespeisten Strom soll dem Kundenkonto der Börsenpreis abzüglich einer Dienstleistungspauschale gutgeschrieben werden, wodurch die Kosten des Fremdbezugs gesenkt werden. Im Gegensatz zur digitalen Plattform der „EnBW“ bleibt die „WEMAG“ beim gewohnten jährlichen Abrechnungsmodus (WEMAG, 2019).

Die drei beschriebenen Modelle zielen alle darauf ab, dem Anlagenbetreiber ein Komplettangebot mit „Sorglos-Charakter“ zu vermitteln. Die konkreten finanziellen Rahmenbedingungen sind jedoch nicht frei zugänglich, weshalb die Wirtschaftlichkeit des Anlagenweiterbetriebs nicht beurteilt werden kann.

2.4.2.1 Erzeugergemeinschaften

Die Größe einer PV-Anlage ist ein wichtiges Kriterium für die Perspektive des Weiterbetriebs. Vorangegangener Unterpunkt erläuterte bereits die Wirtschaftlichkeitsschwelle im Zusammenhang mit aktuell verfügbaren Direktvermarktungsoptionen. Die Chancen einer wirtschaftlichen Direktvermarktung bei Bestandsanlagen mit auslaufender Einspeisevergütung steigen folglich mit zunehmender Anlagengröße. Insbesondere bei solchen PV-Anlagen unterhalb der 100 kW-Grenze, deren Erzeugungsleistung deutlich über dem Verbrauchsniveau der Betreiber liegt oder bei denen die primäre Nutzung im Eigenverbrauch aus sonstigen Gründen ausscheidet, könnte sich demnach eine Leistungserweiterung als wirtschaftlich sinnvoll erweisen (Jung et al., 2020).

Der Zusammenschluss von Erzeugern mit dem Ziel der gemeinschaftlichen Vermarktung bietet eine solche Option. Der Einzelbetreiber profitiert dabei von einer gestärkten Verhandlungsposition der Gruppe gegenüber potenziellen Käufern bzw. Vermarktern, er reduziert

zudem etwaige fixe Vermarktungskosten und umgeht das Risiko einer Neuinvestition (SFV, 2020).

Weitere Vorteile können daraus generiert werden, wenn sich das Portfolio des Betreiberzusammenschlusses zu einem Mix verschiedener erneuerbarer Energien ergänzt. Damit kann die Volatilität einer einzelnen Energiequelle teilweise kompensiert werden, und das Gesamtangebot der Erzeuger gewinnt an Stabilität. Für den Abnehmer des Stroms steigt die Prognosesicherheit für eine homogene Energiebereitstellung. Der Wert des Portfolios steigt aufgrund seiner Unabhängigkeit gegenüber einzelnen Ressourcen (AEE, 2017).

2.4.2.2 Prosumer-Netzwerke

Der Kunstbegriff Prosumer hat sich insbesondere durch das 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlichte Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ sowie der EU-Richtlinie 2018/2001 des europäischen Parlaments zu einem geflügelten Wort für eine neue Kategorie des individuellen Energiemarktteilnehmers etabliert, wenngleich es in ebendiesen Dokumenten keine direkte Erwähnung findet. Insbesondere im Kontext der Photovoltaik wird der Begriff gerne genutzt, um die neuen Möglichkeiten und Notwendigkeiten dezentraler Energieflüsse durch Vernetzung und Digitalisierung zu verdeutlichen (BMW, 2020e). Der Neologismus rührt eigentlich aus theoretischen Überlegungen zum Wandel von einer Industrie- zur Dienstleistungsgesellschaft. Die Beteiligung der Konsumenten am Prozess der Produktion wird dabei als eine Art Rückbesinnung zu vorindustrieller Selbstversorgung verstanden, die parallel zum gewöhnlichen Erwerbsleben besteht (Hellmann, 2009). Eine soziologische Auseinandersetzung mit dieser Mischform von Produzent und Konsument offenbart daher auch die Frage, inwiefern dieser durch den beschriebenen Wandel an Freiheit gewinnt oder zwangsweise zur Übernahme eines ungewollten Aufgabenspektrums gedrängt wird (Bala & Schuldzinski, 2016).

Überträgt man allerdings den Kern der EU-Intensionen auf den Begriff des Prosumers, so erfährt dieser eine überwiegend positive Prägung. In den Vordergrund gerückt werden das Recht auf eigenen Verbrauch aus eigener Erzeugung, die gleichberechtigte, nichtdiskriminierende Marktteilhabe bei Erzeugung und Verbrauch sowie die Position als aktiver, verantwortungsbewusster Verbraucher, der den Wandel mitgestaltet und davon finanziell profitiert (Papke & Kahles, 2018).

Ungeachtet der Begriffsherkunft und des komplexen -verständnisses lassen sich in Bezug auf die Nutzung photovoltaischen Stroms viele Möglichkeiten für eine Vernetzung von Prosumern ableiten.

Eine Option sind beispielsweise Interessens- bzw. Wissensnetzwerke oder Online-Communities, die dem Ziel dienen, durch Informationsaustausch die Potenziale der einzelnen Teilnehmer besser auszuschöpfen. In diesem Fall ist das Prosumer-Netzwerk nur von mittelbarer Bedeutung für die direkte energetische Nutzung. Die Akteure erzielen einen direkten Nutzen nur über die individuelle Optimierung durch Schwarmintelligenz (Innogy-Stiftung, 2015).

Verfügt ein Netzwerk jedoch über eine gemeinsame Dateninfrastrukturstruktur, entstehen Optionen der digitalen Energieflussoptimierung und damit ein unmittelbarer Nutzen (KOS, 2019). Die elektrische Energie kann dann, unabhängig von einer einzelnen Anlagen- und Verbrauchsstruktur, einem erweiterten Kreis von Akteuren dienlich sein. Je individueller die technische Ausführung der einzelnen Anlagen und je heterogener die Bedarfe der beteiligten Prosumer sind, desto größer ist das Potenzial der gegenseitigen Ergänzung und einer Stabilisierung der Energieströme (Gähns, 2017).

Theoretisch ermöglicht die Vernetzung einen Austausch von Energie zwischen den Nutzern in Form des bereits beschriebenen virtuellen Handels oder „Sharings“ über die allgemeinen Energienetze. Diese Liefer- und Leistungsbeziehung zwischen zwei gleichartigen Marktteilnehmern wird als Peer-to-Peer-Handel bezeichnet. Prinzipiell können auch reine Produzenten oder Konsumenten in das System integriert werden und daran partizipieren (Thierhoff, 2019). Ein „Smart Grid“ bezeichnet die Ausweitung der Systemgrenzen bidirektionaler Steuerung auf alle beteiligten Akteure, d. h. Prosumer, reine Verbraucher und Erzeuger sowie Netzkomponenten und Energiespeicher (FEEI, 2020).

Einen Versuch der Einteilung von Prosumer-Netzwerken nach ihren Systemgrenzen nehmen Lettner et al. (2018) vor. Sie unterscheiden zwischen solchen, die das öffentliche Netz nutzen oder über eine eigene Netzinfrastruktur verfügen, und klassifizieren weiter nach dem Einzugsgebiet der Akteure zwischen Gebäude-, Quartiers-, Regional- sowie Transregional-Konzepten. Bei ihrer Analyse von bereits bestehenden europäischen und internationalen PV-Prosumer-Konzepten stellten sie fest, dass die kollektive Selbstversorgung, d. h. die gemeinsame Nutzung einer eigenen Netzes, derzeit keine Umsetzung in Europa findet. Grund hierfür sind rechtliche und bürokratische Barrieren.

Witte & Erlach (2020) mahnen unzureichende Anreize für eine Ausweitung des Prosumings jenseits der Haushaltsgröße auf die Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen an. Ihrer Ansicht nach liegt in der Aktivierung dieser Sektoren ein Schlüssel zur Erschließung weiterer energetischer Potenziale, die den Aufbau einer dezentralen Versorgung erleichtern. Zudem seien technische Hürden und mangelnde digitale Konnektivität auf

diese Weise leichter zu überwinden, da die Investitionsbereitschaft des neuen Adressatenkreises den Abbau vorhandener infrastruktureller Missstände beschleunigen würde.

Die Erläuterungen verdeutlichen, dass die Ausgestaltung von Prosumer-Netzwerken in hohem Maße von digitaler Infrastruktur und dem gesetzlichen Rahmen abhängig ist. Der kurzfristige Bedarf an praktikablen Lösungen erhöht zunehmend den Druck auf die Politik, entsprechende Bedingungen herzustellen, die den klangvollen Kunstbegriff auch tatsächlich in die Realität der Energiewende transformieren.

2.4.2.3 Blockchain-Technologie

Blockchain beschreibt einen dezentralen Transaktionsabwicklungsprozess, der es gleichwertigen Nutzern ermöglicht, ohne Zwischeninstanz und zentrale Datenbankarchitektur, sicher zu interagieren. Jede Transaktion wird gemeinschaftlich verifiziert und anschließend unwiderruflich in Form von codierten Datenblöcken (Blocks) in einem öffentlichen Verzeichnis archiviert, das dadurch kontinuierlich erweitert wird (Chain) (Strüker et al., 2017).

Die stark wachsende Anzahl an Akteuren auf allen Netzebenen im Zuge der Dezentralisierung von Energieflüssen erfordert permanente und flexible Ausgleichsmechanismen zwischen den Bereichen Energiebereitstellung und -verbrauch, um die Stabilität der Netze zu gewährleisten. Blockchain-Anwendungen können durch die datenbasierte Vernetzung und automatisierte Kommunikation aller Prozessglieder den daraus resultierenden enormen Koordinierungsbedarf des Energiesystems übernehmen (Weigel & Fishedick, 2018).

Die Hauptanwendungsbereiche der Blockchain-Technologie für den Energiemarkt der Zukunft sind: Signatur von Eigentumsverhältnissen und Herkunft; Neustrukturierung des Strommarktes durch neue Teilnehmer und veränderte Rollen; Optimierung der Energieversorgung durch intelligente Netzkomponenten, Prognose und Energieflussmanagement (Strauß et al., 2020).

Damit liefert Blockchain einen wesentlichen Baustein, um die Integration des viel umschriebenen aktiven Kunden oder Prosumers in die Energieflüsse und Bilanzierungsprozesse zu bewerkstelligen. Viele Hürden des konventionellen Energiemarktdesigns, die eine Entwicklung hin zu lokalen Versorgungsnetzwerken bis dato behindern, können mithilfe der Technik überwunden werden (Strüker, Kraus & Wolf, 2020). Für die Implementierung bedarf es jedoch struktureller Anpassungen, um Rechtssicherheit für die Teilnehmer herzustellen, ohne die zukunftssträchtige Technologie durch Überregulierung ihrer Vorteile zu berauben (Kneuper, 2018).

2.5 Indirekte Potenziale zur Nutzung photovoltaischer Energie

Nachfolgender Abschnitt widmet sich der direkten Speicherung und Wandlung von elektrischem Strom aus photovoltaischer Erzeugung in unterschiedlichen Formen.

2.5.1 Batteriespeicher

Unter diesem Überbegriff werden gemeinhin elektrochemische Primär- und Sekundärzellen zusammengefasst, die zur Speicherung und Freisetzung von elektrischer Energie dienen. Bei Primärzellen ist die ablaufende chemische Reaktion zur Freisetzung der Energie irreversibel. Allen unterschiedlichen Bauformen von Sekundärzellen bzw. Akkumulatoren ist hingegen gemein, dass an Kathoden und Anoden reversible chemische Reaktionen hervorgerufen werden, die einen Lade- bzw. Entladevorgang des Energiespeichers, sogenannte Zyklen, ermöglichen (Hennings et al., 2011).

Das Herz von Akkumulatoren bildet eine galvanische Zelle. In dieser sind die von einem Elektrolyten umschlossenen und durch einen Separator getrennten Elektroden angeordnet. Beim Ladevorgang wird ein Elektronenüberschuss an der Anode induziert bzw. umgekehrt ein Elektronenmangel an der Kathode. Im Elektrolyten findet eine entsprechende Protonenbewegung über Ionen statt, die den Separator passieren und an der Anode die eingespeisten Elektronen fixieren. Bei Anschluss eines Verbrauchers wird die Reaktionsrichtung umgekehrt und die gespeicherte elektrische Energie freigesetzt (Quaschnig, 2019).

Batteriespeicher sind in ihrer Größe nahezu beliebig skalierbar und eignen sich somit gleichermaßen für den Einsatz in portablen Kleingeräten, stationären Heimspeichern, der Elektromobilität oder Großspeichern mit MWh-Kapazität für die Bereitstellung von Primärregelleistung. Zeitlich sind der Speicherung hauptsächlich wirtschaftliche Grenzen gesetzt, d. h. mit fortschreitender Speicherdauer steigen die Kosten, weshalb die Technologie überwiegend zur kurz- und mittelfristigen Speicherung von Überschüssen in Zeiträumen von Stunden bis zu wenigen Tagen Anwendung findet (Puchta & Dabrowski, 2018). Die Gesamtlebensdauer wird durch einen rein zeitlich bedingten Alterungsprozess sowie eine nutzungsbedingte zyklische Komponente beeinflusst. Beide Faktoren wirken sich auf die elektrochemischen Eigenschaften der Zelle aus und bedingen eine Abnahme von Kapazität und Leistung (Rahimzei, Sann & Vogel, 2015). Ein wesentlicher Parameter zur Charakterisierung der Lebensdauer einer Batterie ist die Anzahl der möglichen Zyklen. Hierbei wird zwischen Vollzyklen, d. h. maximaler Entladetiefe nach vollem Ladezustand, und Teilzyklen, d. h. Ladung und/oder Entladung unterhalb des Maximums, unterschieden. Generell wirkt sich

eine Belastung in Teilzyklen positiv auf die Lebensdauer des Systems aus. Sinkt die tatsächliche Batteriekapazität auf weniger als 80 % des Ausgangswertes, gilt die Lebensdauer als erschöpft (Weniger et al., 2015).

2.5.1.1 Zelltypen

Akkumulatoren lassen sich nach dem Aktivmaterial der Elektroden sowie dem verwendeten Elektrolyten unterscheiden. Eine Marktübersicht des C.A.R.M.E.N. e. V. (2019) listet 19 unterschiedliche Zelltypen in mehr als 320 Modellen mit einer Leistungsspanne von 0,75-615 kW für die Einsatzbereiche Haushalt, Netzstabilisierung sowie Inselanlagen.

Die älteste unter den aktuellen Marktlösungen ist die Blei-Säure-Technologie. Sie wurde vor mehr als 100 Jahren entwickelt, ist technologisch ausgereift und in vielen Anwendungen weiterhin etabliert. Namensgebende Komponenten dieser Zellen sind die aus Bleilegierungen bestehenden Elektroden sowie die als Elektrolyt fungierende Schwefelsäure (Jossen, 2018). Hauptvorteil dieser Technologie sind die vergleichsweise niedrigen Investitions- und Lebenszyklus-Kosten. Als nachteilig auf Komponentenebene sind der Gefahrstoff Schwefelsäure und das gesundheits- und umweltgefährdende Schwermetall Blei zu bewerten (Graulich & Manhart, 2017). Die kalendarische und Zyklenlebensdauer wird vor allem von Korrosions- und Oxidationsprozessen der beteiligten Materialien im Zusammenhang mit der spezifischen Betriebsführung bestimmt (Garche et al., 1998) und liegt bei ca. 1.000-3.000 Zyklen bzw. 5-10 Jahren (Weniger et al., 2015). Ferner sind Energie- und Leistungsdichte von Blei-Batterien im Vergleich zu anderen Speichertechnologien geringer (Heinemann, 2007). Um die Technologie für unterschiedliche Einsatzzwecke zu optimieren, wurden mittlerweile Varianten entwickelt (zum Beispiel Blei-Säure-Vlies, Blei-Calcium, Blei-Kohlenstoff, Blei-Gel), die sich hinsichtlich der Ausführung von Komponenten unterscheiden, jedoch alle auf der gleichen chemischen Reaktionsfolge basieren (Moshövel et al., 2015).

Die Lithium-Ionen-Technologie hat insbesondere seit der Netzparität von Solarstrom einen Ansehensschwung erfahren und setzt sich seither im Bereich der kleineren und mittleren Speicher am Markt durch. Generell weisen Lithium-basierte Akkumulatoren eine hohe Energiedichte bei gutem Wirkungsgrad auf und übersteigen die kalendarische (10-20 Jahre) und Zyklenlebensdauer (3.000-10.000 Zyklen) von Blei-Säure-Batterien deutlich (Weniger et al., 2015). Sie sind weiterhin schnellladefähig und verzeichnen eine niedrige Selbstentladung. Aufgrund ihrer hohen Sensibilität gegenüber kritischen Betriebszuständen, wie Überladung oder Tiefentladung, müssen sie jedoch von einem automatischen Managementsystem gesteuert werden, um die Gefahr von Brand bzw. Explosion zu bannen (Quaschnig, 2019).

In der Kategorie der Lithium-Speicher existiert eine Vielzahl von Materialkombinationen, die jeweils geringfügig unterschiedliche Systemeigenschaften bedingen. Als die beiden gebräuchlichsten Werkstofflegierungen für Elektroden in PV-Speichern haben sich dabei Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (LNMC) sowie Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) etabliert. Die Verwendung von Mischoxiden wie LNMC als Aktivmaterial erzielt die höchsten Energiedichten, während LFP Vorteile in puncto Zyklenfestigkeit besitzt und nicht als Gefahrstoff eingestuft wird (Rahimzei, Sann & Vogel, 2015). Graulich & Manhart (2017) verweisen zudem im Zusammenhang mit seltenen Rohstoffen als Bestandteil von Aktivmaterialien auf die negativen Umwelteinwirkungen des Abbaus sowie die sozialen Missstände in den Herkunftsländern.

Aktuelle Forschungsansätze für die stationäre Speicherung von Strom zielen darauf ab, das Lithium als zentrales Element des Aktivmaterials beispielsweise durch Natrium, Magnesium oder Calcium zu ersetzen (Mao et al., 2019). Diese Alternativrohstoffe könnten das Problem der kritischen Herkunft lösen und sind zugleich in wesentlich größeren Reserven vorhanden (Klaaßen, 2019). Die Nachteile einer niedrigeren Energiedichte und des höheren Gewichtes könnten zumindest in stationären Speichern durch einen wirtschaftlichen Vorteil ausgeglichen werden, der aus den günstigeren Rohstoffkosten resultiert. Zudem bedürfen die vorhandenen Fertigungslinien für die Lithium-Zellproduktion keine aufwendigen Veränderungen, sondern können einfach auf die Alternativtechnologie umgestellt werden (KLiB, 2020). Weiterer Forschungsbedarf besteht noch in der Optimierung von Elektrodenmaterial und Elektrolyten, um die Alterungsprozesse zu kontrollieren und die Lebensdauer entsprechend zu steigern (Hwang, Myung & Sun, 2017).

Einen weiteren zukunftssträchtigen technologischen Ansatz für die Speicherung von Strom aus regenerativen Quellen bieten Redox-Flow-Akkumulatoren bzw. sogenannte Flussbatterien. Sie werden bereits in Pilotprojekten für die Langzeit- bzw. Zwischenspeicherung von fluktuierender Wind- und Solarkraft als stationäre Lösungen erfolgreich eingesetzt (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 2015). Im Vergleich zu herkömmlichen Batterien bestehen Redox-Flow-Speicher nicht aus in sich geschlossenen, kompakten Zelleinheiten, sondern aus unabhängig voneinander skalierbaren Speicher- und Reaktoreinheiten, aus denen eine funktionale Einheit konzipiert wird (Fraunhofer ICT, 2017). Das flüssige Speichermedium ist im Elektrolyten gelöst, durchströmt mithilfe von Pumpen den Zellreaktor und wird in externen Tanks gelagert (Dotzauer, 2016). Die Kapazität eines Redox-Flow-Akkumulators wird folglich durch die Größe der Speichertanks definiert, die Leistung hin-

gegen ist abhängig von den Dimensionen des Energiewandlers. Es existiert eine große Bandbreite ionischer Flüssigkeiten und Elektrolyte, die sich zum Einsatz in Redox-Flow-Systemen eignen (KLiB, 2020), teilweise mit gesundheits- und umweltgefährdendem Potenzial. Als weitere Nachteile sind die geringe Energiedichte sowie der im Vergleich zu Lithium-Ionen- oder Blei-Säure-Technologie niedrigere Wirkungsgrad zu nennen (Wietschel et al., 2010). In den Kategorien kalendarische Lebensdauer und Zyklenfestigkeit übertrifft Redox-Flow hingegen die Alternativtechnologien. Bei einer Skalierung oberhalb der Kapazitäten konventioneller stationärer Akkumulatoren kann der Einsatz von Flussbatterien weiterhin einen Kostenvorteil erzielen (Hennings et al., 2011). Aufgrund der sehr niedrigen Selbstentladung eignet sich die Technologie für die Langzeitspeicherung von Überschussenergie (LfU Bayern, 2020). Im Betrieb beweist Redox-Flow eine hohe Toleranz gegenüber verschiedensten Ladungszuständen, wodurch die Anforderungen an das Managementsystem bezüglich der Vermeidung kritischer Betriebszustände vergleichsweise gering sind (Jörissen et al., 1999).

2.5.1.2 Entwicklung von Markt und Preisen

Die Verbreitung von dezentralen Batteriespeichern zur Optimierung des Eigenverbrauchs verzeichnete in den letzten Jahren eine ebenso stark wachsende Tendenz wie der Absatz stationärer Großspeicher zur Bereitstellung von Primärregelenergie. Zum Ende des Jahres 2018 betrug die kumulierte Leistung beider Segmente in Deutschland ca. 0,8 GW bei einer Kapazität von ca. 1,5 GWh. Während der Zubau im Bereich der Primärregelenergie zukünftig tendenziell stagniert, wird für Heimspeicher weiterhin ein stabiles Wachstum prognostiziert, nicht zuletzt aufgrund der Thematik um das Auslaufen der Einspeisevergütung von Altanlagen zum 31.12.2020 (Stenzel et al., 2019). Ende des Jahres 2018 lag die kumulierte Gesamtkapazität aller Großspeicher, d. h. Anlagen mit einer Kapazität ≥ 1 MWh und/oder 1 MW Leistungsabgabe, in Deutschland bei 554 MWh. Die Lithium-Ionen-Technologie stellte dabei die mit Abstand größte Kapazität zur Verfügung, gefolgt von Blei-Säure-Akkumulatoren. Im Bereich der Heimspeicher decken Lithium-Ionen-Batterien bei den Neuinstallationen mittlerweile nahezu den gesamten Markt ab. Die Gesamtkapazität der Kategorie netzintegrierte Kleinspeicher ≤ 10 kWh betrug Ende 2018 insgesamt 930 MWh, mit einer potenziellen Leistung von 415 MW. Die Systempreise lagen zu diesem Zeitpunkt bei ca. 1.150 €/kWh für Heimspeicher und durchschnittlich 800 €/kWh im Bereich der Großspeicher (Figgenger et al., 2020). Der Trendwechsel von der Blei-Säure- hin zur Lithium-Ionen-Technologie, der im Grunde die bessere Performance widerspiegelt, wurde letztlich durch die ungleiche Preisentwicklung getragen. Im Zeitraum 2013-2018 haben sich die Preise von

Lithium-Speichern ungefähr halbiert (Körnig, 2018). Während die Marktpreise von Blei-Säure-Speichern seit Jahren auf einem konstanten Niveau liegen (Sterner et al., 2015) und auch zukünftig kaum weitere Lernkurveneffekte zu erwarten sind, wird die negative Preisentwicklung bei Lithium-Ionen-Akkumulatoren zwar abflachen, jedoch weiter anhalten. Zurückzuführen ist dies hauptsächlich auf weiteres Optimierungspotenzial im Bereich der Zelltechnologie, während der Spielraum auf Komponentenebene bereits weitestgehend ausgereizt ist (Enkhardt, 2020b). Schmidt et al. (2017) stellen in ihrem Vergleich zukünftiger Kosten von verschiedenen Energiespeichertechnologien heraus, dass diese stark mit der jeweils installierten Gesamtkapazität korrelieren, d. h. sich diametral zum steigenden Verbreitungsgrad einer Technologie nach unten entwickeln.

Eine Detailbetrachtung der Verbreitung von Kleinspeichern innerhalb des Bundesgebietes offenbart deutliche regionale Unterschiede, die auf Wirtschaftskraft und länderspezifische Fördermaßnahmen zurückzuführen sind (Figgner et al., 2020). Neben dem eigentlichen Systempreis, der unter anderem von der technologischen Reife sowie dem Maßstab der industriellen Fertigung abhängt, sind Fördermaßnahmen daher von großer Bedeutung für die Marktdurchdringung einzelner Technologien.

2.5.2 Power-to-Gas

Der Begriff Power-to-Gas (PtG) beschreibt Technologien zur Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in die chemischen Sekundärenergieträger und potenziellen Langzeitspeicherformen Wasserstoff und Methan. Diese Transformationsprodukte ermöglichen eine Verknüpfung von Strom- und Gasinfrastruktur.

Die Nachteile der flexiblen Energiebereitstellung, hauptsächlich durch Photovoltaik und Windkraft, können durch die zusätzlichen Übertragungs-, Speicher- und Nutzungsmöglichkeiten kompensiert werden (von Bredow & Balzer, 2015). „Power to Gas ist somit eine spartenübergreifende Systemlösung zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem“ (Grimm et al., 2015, S. 3).

In ihren Eigenschaften gleichen Methan und Wasserstoff fossilen Rohstoffen und können diese in Verbrennungsprozessen substituieren. Überall dort, wo die Verbrennung nicht ohne weiteres durch einen Technologietransfer ersetzt werden kann, schafft Power-to-Gas die Möglichkeit für eine klimaneutrale Brennstoffalternative (Perner, Unteutsch & Lövenich, 2018).

2.5.2.1 Wasserstoff

Kernprozess der PtG-Technologien ist die Elektrolyse von Wasser. In einem Elektrolyseur wird Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Es kann zwischen den drei Verfahren Alkalische Elektrolyse (AEL), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) sowie Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse unterschieden werden (HTEL), die verfahrenstechnische Relevanz im Kontext der Erneuerbare-Energien-Forschung haben (Grimm et al., 2015). Hierbei stellen Art (fest/flüssig) und Zusammensetzung (Ionen) des Elektrolyten sowie die Ausführung der gastrennenden Membran (Separator) die spezifischen Differenzierungsmerkmale dar (Schnurnberger, Janßen & Wittstadt, 2004). Über die Verschaltung mehrerer Elektrolysezellen zu sogenannten Stacks kann die Technologie für verschiedene Anwendungen skaliert werden.

Beim Vergleich des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion schneidet die AEL mit ca. 4,6 kWh/Nm³ H₂ günstiger ab als die PEMEL mit rund 4,8 kWh/Nm³ H₂. Eine Prognose geht davon aus, dass sich die Verbräuche mittelfristig jedoch auf einem vergleichbaren Niveau einpendeln. Mit ca. 3,8 kWh/Nm³ H₂ liegt der Verbrauch der HTEL deutlich unterhalb der beiden anderen Varianten, wobei die Energie zur Erzeugung des Dampfes hierbei nicht erfasst wird (Smolinka et al., 2018). Der Wirkungsgrad liegt mit ca. 70 % beim PEMEL-Verfahren um ca. 2 % höher als bei der AEL. Den höchsten Wirkungsgrad verzeichnet die HTEL mit ungefähr 82 % (Milanzi et al., 2018). Perner et al. (2018) beziffern die technologiespezifischen Investitionskosten für die Wasserstoffelektrolyse nach einer Quellenrecherche und Expertenbefragung auf 737 €/kW_{el} im Niedrigtemperatur- bzw. 930 €/kW_{el} im Hochtemperaturverfahren.

Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff bedingen komplexe Anforderungen an dessen Speicherung und/oder Weiterverwendung. So liegt seine Energiedichte massebezogen mit 120 MJ/kg (33,30 kWh/kg) oberhalb aller konventionellen Kraftstoffe, während die volumetrische Energiedichte mit unter 9 MJ/Kg (0,75 kWh/kg) am geringsten ist (Höhlein et al., 2004). Für die Nutzung als Energieträger bzw. Industrierohstoff wird Wasserstoff zur Speicherung deshalb in der Regel auf 200-800 bar verdichtet oder in einem weiteren Prozess bei -253 °C verflüssigt. Beide Prozesse sind energieintensiv, aber notwendig, um das Gas vorhandenen Speicher- und Logistikstrukturen zuführen zu können (Brinner et al., 2018).

Eine Alternative hierzu bietet die Direkteinspeisung in das Erdgasnetz. Als unkritisch wird dabei eine Beimischung von < 10 % H₂ erachtet, wenngleich die Zuführung in der Praxis häufig auf wenige Prozent reglementiert wird (Weltenergieerat, 2018).

Einen weiteren Nutzungspfad, wenn auch mit Umwandlungsverlusten behaftet, eröffnet die wechselseitige Konvertibilität von Strom und Wasserstoff über die Brennstoffzellentechnologie. Im Labormaßstab wurden bereits reversible Aggregate erfolgreich getestet. Diese „reversible Solid Oxide Cells – rSOC“ produzieren speicherfähigen Wasserstoff mittels Elektrolyse und können diesen bei Bedarf wieder rückverstromen. Der Wirkungsgrad des Verfahrens für den Kreislauf Strom-H₂-Strom liegt bei 43 % (Forschungszentrum Jülich, 2018).

Dieser Kreislaufgedanke wird auch von Technologie-Startups aufgegriffen und zur Marktreife geführt. Mit seinem Produkt „Picea®“ liefert das Berliner Unternehmen „HPS Home Power Solutions GmbH“ beispielsweise ein Kombinationsgerät in Kompaktbauweise, das eine vollkommen autarke Energieversorgung in Kombination mit einer PV-Anlage ermöglichen soll. Hierzu haben die Entwickler einen Elektrolyseur mit H₂-Speichertanks sowie eine Brennstoffzelle um die Komponenten Wechselrichter, Batterie, Lüftungsgerät, Warmwasserspeicher etc. ergänzt. Eine Steuerung managt sämtliche Prozesse zwischen photovoltaischer Energiebereitstellung, -speicherung, -wandlung und -verbrauch (HPS GmbH, 2020).

Wasserstoff eröffnet insgesamt viele Möglichkeiten für die sektorenübergreifende Nutzung regenerativer Energie. Die praktische Umsetzung des technologischen Potenzials steht und fällt aber letztlich mit den Preisen für fossile Energieträger, mit denen „grüner“ Wasserstoff konkurriert (Neumann, 2020a).

2.5.2.2 Methan

Der mittels Elektrolyse aus regenerativen Quellen gewonnene Wasserstoff kann in einem Synthesereaktor mit Kohlendioxid (CO₂) oder alternativ Kohlenmonoxid (CO) zu Methan konvertiert werden. Die zugrunde liegenden chemischen Reaktionen wurden als Sabatier-Prozess bekannt und sind stark exotherm (Milanzi et al., 2018).

Bei den Reaktorsystemen der katalytischen Methanisierung unterscheidet man zwischen Festbett-, Wirbelschicht- und Drei-Phasen-Reaktor. Für die Herabsetzung der Aktivierungsenergie finden in diesen Methanisierungsreaktoren verschiedene Katalysatormaterialien und -bauarten Verwendung (Biegger et al., 2016).

Das entstehende Erdgassubstitut (SNG – Substitute Natural Gas) kann in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist, darüber verteilt und einer bedarfsgerechten Nutzung zur Verfügung gestellt werden. Ein Vorteil ist hierbei, dass das System über enorme Kapazitäten

im TWh-Bereich verfügt und zudem ohnehin auf die Kompensation von Fluktuation bei Angebot und Nachfrage aus der Ära fossiler Brennstoffe ausgelegt ist (Schmidt et al., 2018).

Im Vergleich zu H₂ kann SNG ohne Einschränkung in das Gasnetz eingespeist werden und das fossile Pendant substituieren, da es nahezu identische brenntechnische Eigenschaften aufweist (Grimm et al., 2015).

Die höchsten Wirkungsgrade können bei thermisch integrierten Konzepten erzielt werden, bei denen die Prozesswärme der Methanisierung für die Dampferzeugung des HTEL-Moduls genutzt wird (Dimosthenis & Anger, 2014). Ein entsprechender Prototyp des Forschungsprojektes HELMETH liefert einen Wirkungsgrad von 76 % für den Prozess Power-to-SNG und bietet, unter Berücksichtigung weiterer Optimierungen, die Perspektive, diesen auf > 80 % steigern zu können (Harth & Dimosthenis, 2018).

Neben den chemischen Verfahrenstechnologien kann Wasserstoff auch bakteriell von hydrogenotrophen Archaeen zu Methan verstoffwechselt werden. Hierbei wird zwischen der „in situ“-Methanisierung, als integriertem Prozess der Biogasproduktion, sowie der Methanisierung in externen Bioreaktoren unterschieden (Kretzschmar, 2017). Vorteile dieser Verfahren sind die niedrigen Betriebstemperaturen und die hohe Toleranz gegenüber verunreinigten Ausgangsgasen. Nachteilig ist die geringere Methanbildungsrate im Vergleich zu den Verfahren der katalytischen Methanisierung (Ghaib, 2017). Bei In-situ-Konzepten ist weiterhin die geringe Löslichkeit von H₂ in Flüssigkeiten ein limitierender Faktor. Bei externen Reaktoren kann diese Problematik durch eine Einbringung des Gases unter Druck behoben werden. Generell lassen sich die Prozessbedingungen in Bioreaktoren genauer auf die maximale Produktivität der Zielbakterien hin ausrichten. Zudem können bei dieser Variante unterschiedliche CO₂-Quellen zum Einsatz kommen und der Betriebszustand des Reaktors kann entsprechend des fluktuierenden Energieangebotes flexibel gesteuert werden (Bär et al., 2015).

Nach Milanzi et al. (2018) ist auch die Herkunft des für den Methanisierungsprozess benötigten CO₂ im Hinblick auf die Energiewende ein zu hinterfragendes Kriterium, d. h. ob dieses biogener Herkunft ist und bspw. aus Biogasanlagen, Brauereien, Weinkellereien, Kläranlagen etc. stammt oder aus der Verfeuerung fossiler Rohstoffe zurückgewonnen wird.

In Dietikon (Schweiz) befindet sich ein mikrobiologischer Methanisierungsreaktor für den industriellen Realbetrieb im Bau, bei einem Unternehmen mit den Geschäftsbereichen Ab-

fall- und Abwasserentsorgung sowie Energieversorgung. Er ist zentrales Element eines innerbetrieblichen Konzeptes zur Sektorenkopplung. Stromüberschüsse aus der Müllverbrennung werden in einer 2,5 MW PEM-Elektrolyseanlage zu H₂ gewandelt, anschließend in einem Reaktor mit aus Klärgas gewonnenem CO₂ zu Biomethan transformiert und als klimafreundliches Heizgas vermarktet (Neumann, 2020b; SOLARIFY, 2020).

Eine praxisreife Kreislauflösung der katalytischen Methanisierung liefert das Unternehmen „EXYTRON GmbH“. Hierbei sind Elektrolyseur und Reaktor in einem kompakten Aggregat zusammengefasst. Strom aus Erneuerbaren wird über den Sabatier-Prozess zu Methan umgewandelt und anschließend in einem Tank zwischengelagert. Je nach Bedarf wird dieses in einer Gastherme oder einem Blockheizkraftwerk verbrannt und das freigesetzte CO₂ wieder in dem Methanisierungsprozess eingeschleust. Ziel dieser modular aufgebauten und skalierbaren PtG-Lösung ist die „emissionsfreie, dezentrale Energieversorgung vom größeren Wohngebäude über das Schwimmbad, den Großbetrieb bis hin zu Quartieren und Wohnsiedlungen“ (EXYTRON GmbH, 2018).

2.5.3 Thermische Speicher

Eine Option zur Nutzung überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Quellen bietet die Verknüpfung von elektrischer und thermischer Energie durch die Erzeugung von Wärme bzw. Kälte (BDEW, 2020c). Die thermische Energie kann entweder unmittelbar in den Bereichen Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte oder Prozesskälte genutzt oder zur Flexibilisierung der Energiebereitstellung temporär gespeichert werden. Während die Energiedichte dieser Technologien nicht das Niveau elektrochemischer und chemischer Speicher erreichen kann, sind die Systemkosten vergleichsweise niedrig. Zudem besitzen die Systeme eine sehr hohe Zyklenfestigkeit, und die Materialien stehen in ausreichenden Mengen national zur Verfügung (Thess et al., 2015). Analog zu der Terminologie chemischer Speicher wurden für diese Verfahren im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien auch die Bezeichnungen „Power-to-Heat“ bzw. „Power-to-Cold“ abgeleitet. Nachfolgende Punkte präsentieren einige Optionen derartiger Energiespeicher aus Praxis und Forschung.

2.5.3.1 Wärme- und Kältespeicher

Anlagen zur Speicherung thermischer Energie in Form von Wärme und Kälte lassen sich in folgende Kategorien einteilen: sensible Wärmespeicher, Latentwärmespeicher, thermochemische Wärmespeicher (Hauer et al., 2014).

Bei sensiblen Wärmespeichern wird ein Medium zu Speicherzwecken erwärmt oder abgekühlt, ohne einen Phasenübergang zu vollziehen. Eine gesteigerte Energiezufuhr äußert sich in diesem Fall in einem Temperaturanstieg des Mediums und umgekehrt. Als Energieträgermedien für sensible Speicher finden im Niedertemperaturbereich am häufigsten Wasser oder Thermoöle bzw. feuerfeste Feststoffe bei Hochtemperatur-Wärmespeichern wie Beton, Keramik oder Naturstein Verwendung (Hennings et al., 2011). Speicher im Niedertemperaturbereich sind bislang überwiegend im Haushaltsmaßstab verbreitet, wengleich der Bedarf an saisonalen Großspeichern in Form von Tank- oder Erdspeichern steigt (Andritschke, 2018). Die Hochtemperaturspeicherung gewinnt bei industriellen Anwendungen zunehmend an Bedeutung. Letztere eignet sich potenziell auch, um den Energiekreislauf von Power-to-Heat-to-Power bzw. Strom-Wärme-Strom vollständig zu durchlaufen (Hauer, Bauer & Wetzels, 2020). Ein Speicher solchen Typs wird am Forschungszentrum Jülich zur Entlastung der Stromnetze bei Überkapazitäten getestet. Speichersteine aus Keramik werden dabei mit Heißluft auf bis zu 1.000 °C erhitzt. Über eine Turbine kann die Wärmeenergie zeitversetzt wieder entnommen und in einem Generator rückverstromt werden. Die Abwärme wird zusätzlich für ein Wärmenetz bereitgestellt, sodass ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 90 % erreicht werden soll (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2020). Klassische Anwendungen im Bereich der sensiblen Kältespeicherung sind Tankspeicher unterschiedlicher Skalierung, die mit Kaltwasser oder Sole als Medium arbeiten und von Kompressions- oder Absorptionskältemaschinen beladen werden (Urbanek et al., 2007).

Hiervon zu unterscheiden ist der Latentwärmespeicher, bei dem gezielt die Umwandlungsenthalpie eines Phasenübergangs zur Speicherung genutzt wird. Die Speichertemperatur erhöht/erniedrigt sich hierbei im Vergleich zum sensiblen Speicher weniger trotz höherer Energiezufuhr. Die Energiedichte des Speichermediums ist dementsprechend höher. Je nach angestrebtem Phasenübergang und Zieltemperatur eignen sich unter anderem Lösungen von Wasser und Salzen oder Gasen sowie Paraffine und Zuckeralkohole für den Einsatz als sogenannte Phase-Change-Materials (PCM) (Mehling, 2003). Die wohl bekannteste Variante, die den Phasenwechsel von flüssigem zu festem Wasser und umgekehrt energetisch nutzt, ist der Eisspeicher in Kombination mit einer Wärmepumpe, der im Bereich der Gebäude- und Quartierswärmeversorgung und/oder Klimatisierung eine gewisse Verbreitung erlangt hat (Kofinger et al., 2017). Rathgeber et al. (2016) weisen im Zusammenhang mit der Latentspeichertechnologie auf das enorme Potenzial zur Lastverschiebung bei einer möglichen Integration in herkömmliche Haushaltskühlschränke hin. Diese bieten theoretisch Kältespeicherkapazitäten mit flächendeckender Verbreitung und könnten über einen entsprechenden

Zusatzspeicher Überschussenergie im GW-Maßstab kompensieren. Hinsichtlich möglicher PCM für diese Anwendung verweisen die Autoren jedoch auf weiteren Forschungsbedarf.

Thermochemische Speicher machen sich die Energieflüsse aus reversiblen Reaktionen von Feststoffen und Gasen zunutze. Das bedeutet, dass Wärmeenergie eingesetzt wird, um eine stoffliche Reaktion mit stabilen Produkten auszulösen, die nach Bedarf umkehrbar ist, mit entsprechend gegensätzlichen Energieflüssen (Thess et al., 2015). Wärmeenergie lässt sich auf diese Weise über einen langen Zeitraum verlustarm speichern. Die Speicherform ist ferner durch eine gute volumetrische Energiedichte und hohe Entnahmeleistung gekennzeichnet (Fraunhofer UMSICHT, 2017). In der Praxis bilden sogenannte Sorptionsspeicher eine Anwendungsform der thermochemischen Speicher. Ihre Funktion beruht auf der Reaktion von Sorptionsmedien wie Silikagelen, Zeolithen oder Metallhydriden mit Wasser (BINE, 2001). Durch die zeitversetzten Ad- und Desorptionsprozesse, welche das energetische Potenzial aktivieren, ermöglichen sie die Bereitstellung von Wärme und Kälte (Fraunhofer ICT, 2015).

3 Material und Methoden

Ziel der Untersuchungen dieser Arbeit ist es, die ökonomischen und ökologischen Potenziale von PV-Anlagen in Weinbaubetrieben einzuschätzen und zu bewerten.

Die Gestaltung eines Modellbetriebs bildet die Basis für eine typische Energieverbrauchs- und Erzeugungsanalyse. PV-Anlagen unterschiedlichen Alters mit differenzierten Förderbedingungen sowie verschiedener Skalierung werden definiert. Deren individuelle Leistungsfähigkeit wird jeweils mittels einer Datenbankrecherche eruiert und über den Abgleich zu einer Referenzanlage validiert. Der Konstruktion verschiedener Nutzungspfade für die photovoltaische Energie und einer Erörterung ihrer zweckmäßigen Einbindung in die Betriebsabläufe folgt die Ableitung ökonomischer Rahmenbedingungen. Zusätzlich werden Kriterien für eine ökologische Bewertung der Nutzungsoptionen festgelegt.

3.1 Entwicklung eines Modellbetriebs

3.1.1 Standort

Der Standort für den Modellbetrieb wird festgelegt auf die postalische Adresse:

*Eibinger Weg 4, Flur 42, Flurstück 18/1, Gemarkung Rüdesheim,
65366 Geisenheim.*

Die geografischen Koordinaten hierzu lauten:

49°59'9.54"N, 7°56'51.46"E.

Sie wurden mithilfe der Anwendung „Google Earth Pro Version 7.3.3.7786“ ermittelt. Abbildung 4 präsentiert den markierten Standort innerhalb einer Lageübersicht auf Basis gleichlautender Anwendung. Die Umgebungsbebauung und Infrastruktur kennzeichnen einen typischen Weinbaubetriebsstandort im Rand- bzw. Außenbereich des Anbaugebietes Rheingau. Die Gebäude beherbergen die Maschinenhalle des technischen Praktikums der Hochschule Geisenheim und sind zugleich Standort der Referenz-PV-Anlage, die Gegenstand der vorliegenden Untersuchung ist.

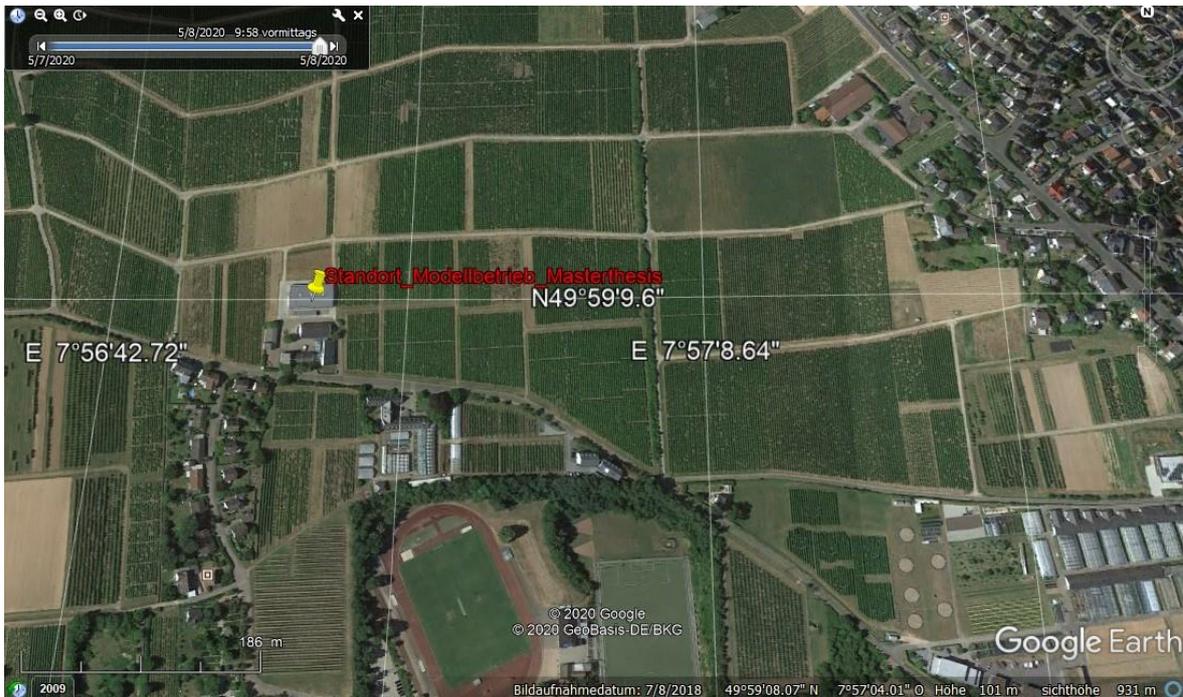


Abbildung 4: Ansicht des Modellbetriebsstandortes in der Stadtrandlage Geisenheim. Bildgrundlage: © 2020 Google Earth Pro, © 2020 GeoBasis DE/BKG, Aufnahme datum: 7/8/2018, abgerufen am 3/9/2020

3.1.2 Betriebsstruktur

Auf das Weinanbaugebiet Rheingau entfallen anteilig 3,1 % – ca. 3.120 ha – der gesamtdeutschen Rebfläche von 100.516 ha. Dem generellen Strukturwandel in der Landwirtschaft folgend sinkt die Anzahl der Weinbaubetriebe kontinuierlich, wobei die Anbaufläche pro Betrieb zunimmt (BMEL, 2020). Vom Betriebssterben sind überwiegend kleine Betriebe betroffen, die ihre Flächen an expandierende Weingüter abtreten. Dieser Trend zu weniger, aber größeren Weingütern setzt sich auch im Rheingau fort. So werden ca. 60 % der Rebfläche von den 12 % größten Betrieben bewirtschaftet.

Für das Modellweingut wird eine bewirtschaftete Rebfläche von 27,5 ha unterstellt. Diese Zahl entspricht der durchschnittlichen Anbaufläche von Weingütern der Kategorie > 10 ha. Die Flächenproduktivität wird mit dem 10-Jahres-Durchschnitt (2008-2018) von 67,7 hl/ha bemessen. Betriebsgröße und Ertrag des Modellbetriebs leiten sich demzufolge von den aktuellen Kenndaten des zuständigen Regierungspräsidiums Darmstadt ab und kennzeichnen einen realistischen Zustand (RP Darmstadt, 2019). Es werden zu 85 % weiße und zu 15 % rote Keltertraubensorten angebaut und verarbeitet. Diese Gewichtung repräsentiert den gegenwärtigen Rebsortenspiegel für das Anbaugebiet Rheingau (DWI, 2020). Es wird ein

Mostgewicht von 84 °Oechsle unterstellt, was dem Durchschnittswert dieses Qualitätsparameters über die Jahre 2006-2019 entspricht (DESTATIS, 2020; Hessisches Statistisches Landesamt, 2010, 2012, 2015, 2018, 2020).

Tabelle 2 fasst die wesentlichen Basisdaten des Modellbetriebs zusammen. Sämtliche Zahlen gründen auf den Angaben der bereits angeführten Quellen.

Tabelle 2: Basisdaten des Modellbetriebs zu Traubenertrag und Weinproduktion je Erntejahr

Basisdaten Modellbetrieb	Einheit	Wert
Bewirtschaftete Fläche im Ertrag	ha	27,5
Traubenproduktion Ø pro Hektar/Jahr	kg	9.026,67
Ausbeute (80% Presse, 5% Trub etc.)	%	75
Mostgewicht Ø	°Oechsle	84
Weinproduktion Ø pro Hektar/Jahr	hl	67,7
Traubenproduktion pro Jahr gesamt	t	248,23
Weinproduktion Ø pro Jahr TOTAL	hl	1.861,75
Weinproduktion Ø pro Jahr TOTAL	l	186.175
Volumen/Flasche	l	0,75
Weinproduktion Ø in Flaschen pro Jahr	Stück	248.233
Anteilige Produktion Weißwein	%	85
Produktionsvolumen Weißwein	l	158.248,75
Produktion Weißwein in Flaschen	Stück	210.998
Anteilige Produktion Rotwein	%	15
Produktionsvolumen Rotwein	l	27.926,25
Produktion Rotwein in Flaschen	Stück	37.235

Sämtliche Flächen im Modellbetrieb werden vollmechanisiert im Direktzug bewirtschaftet. Es findet keine Fasswein-, sondern ausschließlich Flaschenweinvermarktung statt.

3.1.3 Betriebsgebäude und Einrichtungen; „Bestand vs. Modell“

Das Institut für Technik der Hochschule Geisenheim verfügt am Standort Eibinger Weg 4, der als Modellstandort für die vorliegende Arbeit fungiert, über eine PV-Anlage, die im Jahr 2018 auf einer jüngst errichteten Halle installiert wurde. Für den Modellbetrieb wird ein zweckdienlicher Baukörper entworfen, für den diese vorhandene Technikhalle als Vorbild dient.

Da diese jedoch zu klein für ein Weingut in der Dimensionierung des Modellbetriebs ist, wird die Skalierung des Gebäudes gemäß gängiger Empfehlungen für Weinbaubetriebe an die zuvor eingeführten Produktionsvolumina angepasst. Dachgeometrie und -ausrichtung

werden der realen Maschinenhalle am Standort 1:1 nachempfunden, um die Einstrahlungssituation der PV-Anlagen von Bestand und Modell identisch abbilden und referenzieren zu können. Das Baujahr der Halle wird auf 1999 vordatiert, damit der Zielsetzung dieser Arbeit hinsichtlich der Bewertung einer ausgeführten PV-Anlage entsprochen werden kann.

3.1.3.1 Bestandsgebäude

Bei der Praktikumshalle des Instituts für Technik handelt es sich um einen rechteckigen Baukörper, der insgesamt 21 x 37,60 m misst und abzüglich der beidseitigen Dachüberstände von je 0,80 m über eine Grundfläche von 789,60 m² verfügt. Abbildung 5 zeigt entsprechende Schnitte und Ansichten aus dem Planungsverfahren. Hieraus sind Bemaßungen, Geländeverlauf und Höhen im Detail ersichtlich und die Einbettung der Halle in die Umgebungsbebauung wird verdeutlicht.

Laut Plan beläuft sich die Traufhöhe auf 5,15 m. Die Firsthöhe wird mit 7,00 m bemessen. Bei der Ausführung handelt es sich um eine freitragende Stahlträgerkonstruktion auf einem massiven Betonsockel. Wände/Fassade und Dach sind in hochdämmenden Sandwichelementen ausgeführt. Zum Zweck der optimalen Andienung mit Weinbaugeräten ist auf der Ost- und Westseite jeweils ein Sektionaltor in die Fassade integriert. In der Süd- und Nordfassade verfügt die Halle jeweils über mehrere Oberlichte, die eine natürliche Erhellung des Innenraums ermöglichen.

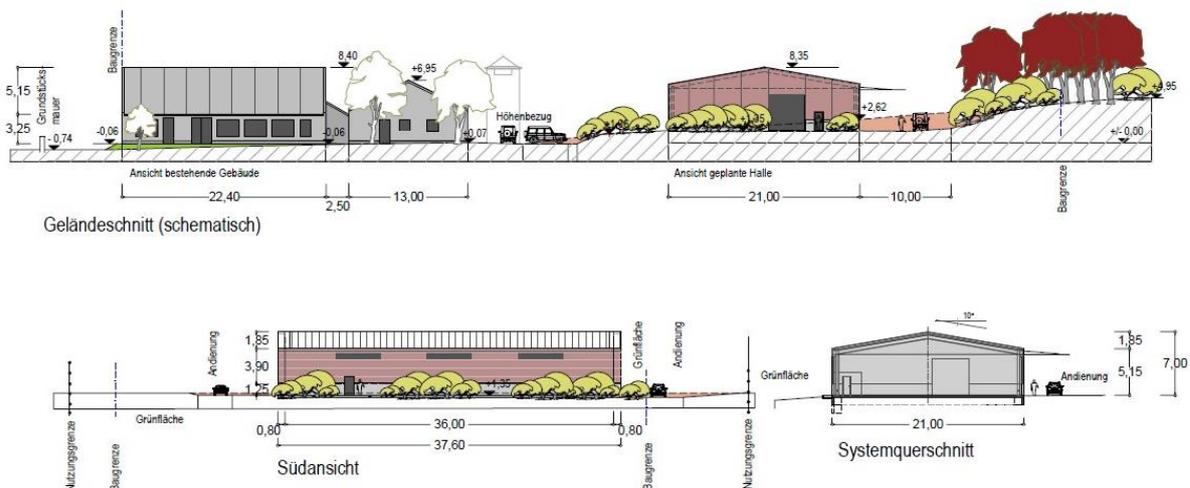


Abbildung 5: Auszug aus dem Vorhaben- und Erschließungsplan zum Neubau der Praktikumshalle, Eibinger Weg 4 (SRK Architekten und Ingenieure, 2013)

Bauweise und Ausführung der Halle entsprechen einem typischen landwirtschaftlichem Wirtschaftsgebäude. Die fiktive, jedoch notwendige Rückdatierung des Baujahres spielt hinsichtlich der Bewertung des Heizenergiebedarfs eine Rolle, ist jedoch in Bezug auf die

grundlegende Konzeption bzw. Adaption des Baukörpers im Rahmen der Modellbildung nicht relevant.

3.1.3.2 PV-Referenzanlage auf Bestandsgebäude

Die PV-Anlage besteht aus insgesamt 320 Modulen, die sich aus sechs unterschiedlichen Typen vier verschiedener Hersteller zusammensetzen. Sie wurde vom Unternehmen „Wolf Energiesysteme GmbH“, 61200 Wölfersheim, geplant und errichtet. Am 13.07.2018 erfolgte die Fertigstellung der Anlage. Das Inbetriebnahmedatum nach EEG verzögerte sich aufgrund bürokratischer Hürden bis Juni 2019.

Die Anlage ist als Zweinutzungsanlage konzipiert, d. h. der Solarstrom wird primär zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt und sämtliche Überschüsse werden ins Netz eingespeist. Abbildung 6 zeigt eine Nordwest-Ansicht der PV-Aufdachanlage am Modellstandort.



Abbildung 6: Nordwest-Ansicht der Technikhalle mit PV-Aufdachanlage am Standort Eibinger Weg 4, 65366 Geisenheim. Eigene Aufnahme vom 08.09.2020

Sowohl die aus der Abbildung ersichtliche Fläche auf der Nord- als auch die nicht sichtbare Südseite des mit einer Neigung von 10° ausgeführten Satteldachs wurden maximal mit Modulen belegt. Auf den Sandwich-Dachelementen vom Typ G4 des Herstellers „Metecno Bausysteme GmbH“ ist die Befestigung mittels eines durchdringungsfreien Systems der Firma „Schletter Solar GmbH“ ausgeführt.

Tabelle 3: Übersicht zu den verbauten Modulen der PV-Anlage

Hersteller	Typ Bezeichnung	Leistung in Wp	Anzahl Module	Leistung ges. in kWp
Sonnenstromfabrik	Excellent 270P60 smart	270	56	15,12
Bauer Solartechnik	BS 265 6P Ecoline	265	68	18,02
Bauer Solartechnik	BS 310 6MB 5 Ecoline	310	48	14,88
LG	Mono X Plus 300S1c-A5	300	52	15,60
LG	NeON2 335N1K-A5	335	44	14,74
S-Energy	SN270P-10	270	52	14,04
SUMME			320	92,40

Tabelle 3 schlüsselt die Modultypen nach verbauter Anzahl und jeweiliger Nennleistung auf und benennt die Gesamtnennleistung der Anlage mit 92,40 kW_p. Gemäß Modulübersicht (siehe Abbildung 7) sind jeweils zwischen 12 und 22 baugleiche Module in Reihe geschaltet.

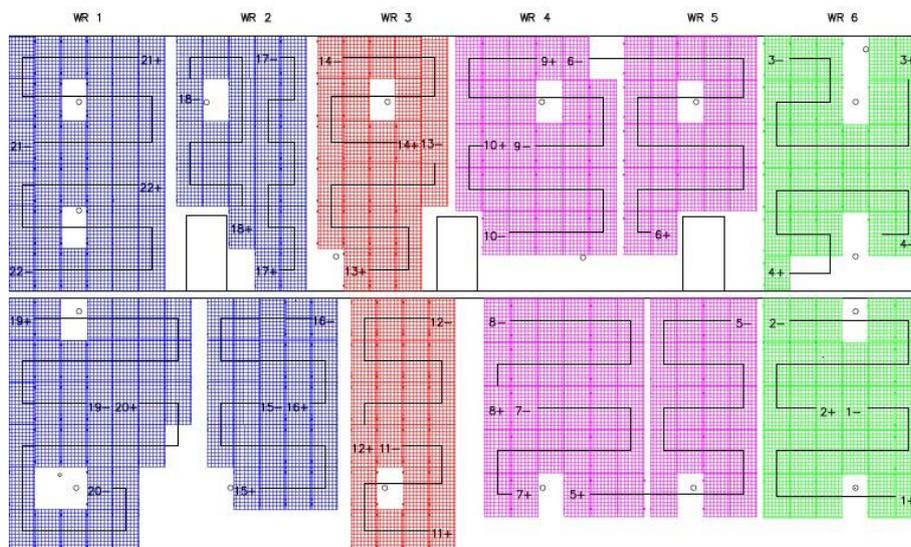


Abbildung 7: Übersicht der Verschaltung aller 320 Einzelmodule zu 22 Strings (Krüger, 2018)

Die Stromführung der Anlage ist in 22 Strings mit Spannungen von 441-862 V untergliedert, von denen je zwei bis vier an einem Strangwechselrichter zusammengeführt werden. Insgesamt sind sechs DC/AC-Spannungswandler des Herstellers „SMA“ vom Typ „Sunny Tri-power“ vorhanden. Fünf dieser Wechselrichter sind baugleich und verfügen über eine Ausgangsleistung von 12.000 W. Ein Weiterer hat eine höhere Ausgangsleistung von 15.000 W. Die Platzierung der Aggregate an der südlichen Hallenwand unterhalb eines Oberlichts geht aus Abbildung 8 hervor.



Abbildung 8: Ansicht der Wechselrichter des Herstellers „SMA“ an der Halleninnenwand. Eigene Aufnahme vom 08.09.2020

In Summe beläuft sich damit die Gesamtausgangsleistung aller sechs Wechselrichter auf 75 kW. Die im Vergleich zur PV-Nennleistung (DC) von 92,4 kW_p vorhandene Unterdimensionierung um ca. 17,4 kW entspricht den einschlägigen Empfehlungen zur Auslegung von Anlagenkomponenten (Woyte et al., 2003). Zu begründen ist diese gezielte planerische Maßnahme mit den deutlich abweichenden Leistungscharakteristika von Modulen zwischen dem Realbetrieb und der Leistungsermittlung unter Standardtestbedingungen.

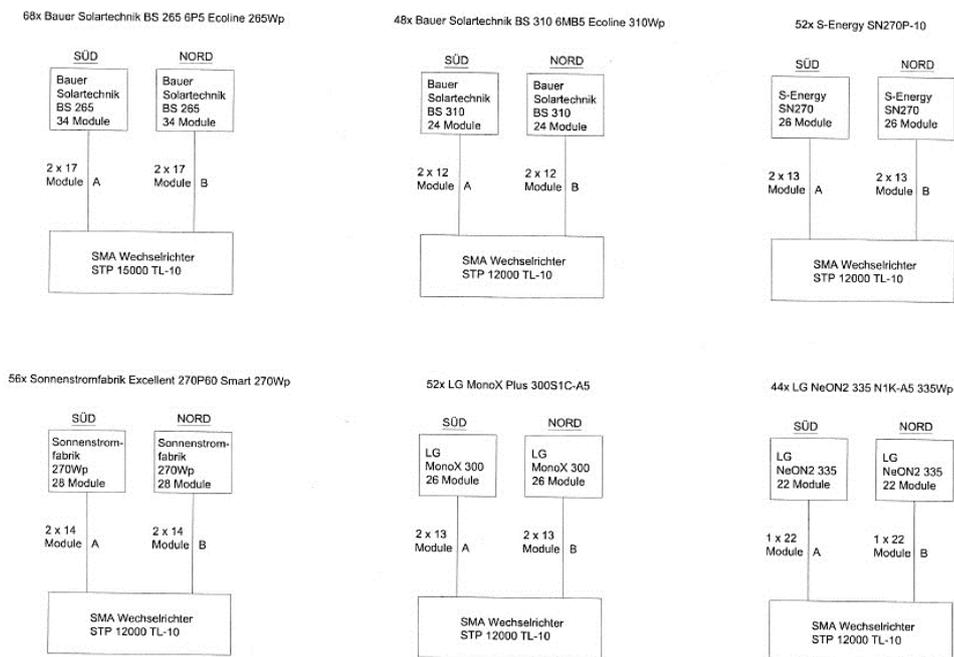


Abbildung 9: Schaltplan zur Modul-/String-Anbindung an die Wechselrichter (Krüger, 2018)

In Abbildung 9 wird die Anbindung der Strings an die Wechselrichter ersichtlich. Die gewählte Einteilung trägt der Vielfalt der verwendeten Module Rechnung. Demzufolge wird jeder Modultyp auf einem separaten Wechselrichter gebündelt. Dieses Konzept wurde gewählt, um etwaige Unterschiede zwischen den verschiedenen Typen über die Lebensdauer hinweg identifizieren und quantifizieren zu können.

abgeleitet und auf Grundlage der unter 3.1.2 definierten Basisdaten für den Modellbetrieb in realistische Dimensionen umgerechnet. Tabelle 4 präsentiert die Bruttogrundflächen der einzelnen Räume des Betriebsgebäudes und weist eine Gesamtgrundfläche von 1.200,56 m² aus. Ausgehend von dieser Größe wird analog zum bereits beschriebenen Bestandsgebäude ein zweckmäßiger rechteckiger Baukörper als Betriebsgebäude für den Modellbetrieb entworfen. Zur Darstellung des Grundrisses von Ansichten und Bemaßungen wird die Open Source 2D CAD Software „LibreCAD“ verwendet.

Tabelle 4: Gesamtgrundfläche brutto des Modell-Betriebsgebäudes sowie jeweilige Fläche der Einzelräume

Bezeichnung Raum	Bruttogrundfläche in m²
Tanklager	378,86
Vollgutlager	360,45
Technik / Heizung	41,85
Mehrzweckraum	285,01
Büros	24,00
WC	6,60
Labor	12,00
Personalraum	14,99
Lager für Betriebsmittel	55,50
Flur / Nebenfläche	21,30
Gesamtgrundfläche brutto	1200,56

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die in den Abbildung 11-13 gezeigten Skizzen nur der Veranschaulichung dienen sowie den Praxisbezug der vorliegenden Untersuchung untermauern sollen. Die Bemaßungen in Zentimeter gehen aus den Abbildungen hervor. Auf die Darstellung in einem einheitlichen Maßstab musste wegen der individuellen Verkleinerung an das Papierformat verzichtet werden. Abbildung 11 stellt die Ostansicht des Wirtschaftsgebäudes dar. Die wesentlichen Maße aller Skizzen werden der besseren Übersicht halber in Tabelle 5 zusammengefasst.

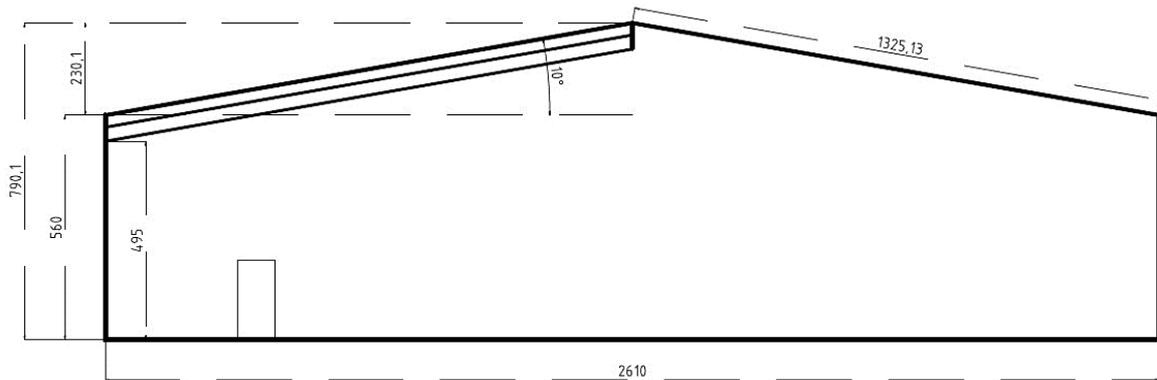


Abbildung 11: Ostansicht des Modellgebäudes mit Bemaßung in cm. Eigene Darstellung mit „LibreCAD“

Die Gegenüberstellung in Tabelle 5 offenbart die absoluten Unterschiede der Größenverhältnisse. Danach beträgt der maximale Höhenunterschied beider Gebäude 90 cm über First. Mit der Anhebung der Traufhöhe bzw. ebenso der lichten Raumhöhe wird den heutigen Anforderungen an den Stellplatzbedarf von gestapelten Gitterboxen in Flaschenlagern sowie stehenden Gebinden in Tanklagern entsprochen.

Tabelle 5: Zusammenfassung der Maße zur Ostansicht des Weinwirtschaftsgebäudes

Bezeichnung	Maß Modell	Maß Bestand	Abweichung
Firsthöhe in cm	790,10	700,00	+ 90 cm
Traufhöhe in cm	560,00	515,00	+ 45 cm
Lichte Raumhöhe in cm	495,00	455,00	+ 40 cm
Länge Dachseite in cm	1325,13	1066,20	+ 258,93 cm
Gesamtbreite Baukörper in cm	2610,00	2100,00	+ 510 cm
Gesamtlänge Baukörper in cm	4600,00	3760,00	+ 840 cm
Dachneigung in Grad	10	10	-

Gemäß des rechnerisch ermittelten Flächenbedarfs wird auf dem Grundriss eine zweckmäßige Raumaufteilung entworfen (siehe Abbildung 13) und die Fassade, entsprechend der abweichenden Nutzung im Vergleich zur bestehenden Praktikumshalle, um einige Fassadenelemente ergänzt. Abbildung 12 zeigt die Ansicht von Süden auf den Modellbetrieb.

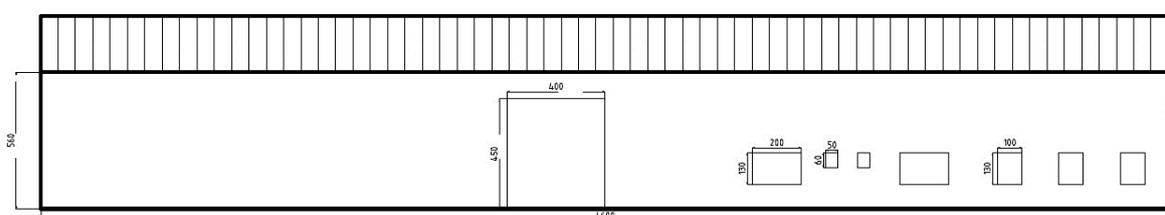


Abbildung 12: Südansicht des Modellgebäudes. Eigene Darstellung mit „LibreCAD“

Wesentlich für die Belange der vorliegenden Arbeit, wegen der Vergleichbarkeit der solaren Strahlungssituation, ist die identische Dachgeometrie von Bestand und Modell. Aus einem Vergleich der hier angeführten Ost- und Südansicht mit Abbildung 5 geht hervor, dass dieser Anforderung vollständig Rechnung getragen wird.

Die vorhandenen Abweichungen bei den Abmaßen des Baukörpers durch die größere Skalierung tangieren zwar unmittelbar den Gebäudeenergiebedarf und werden als solche separat aufgearbeitet, sie haben jedoch keine direkten Auswirkungen auf die Stromproduktion der PV-Anlage. Die Validität der Ertragsdaten des Referenzstandortes ist damit gewährleistet.

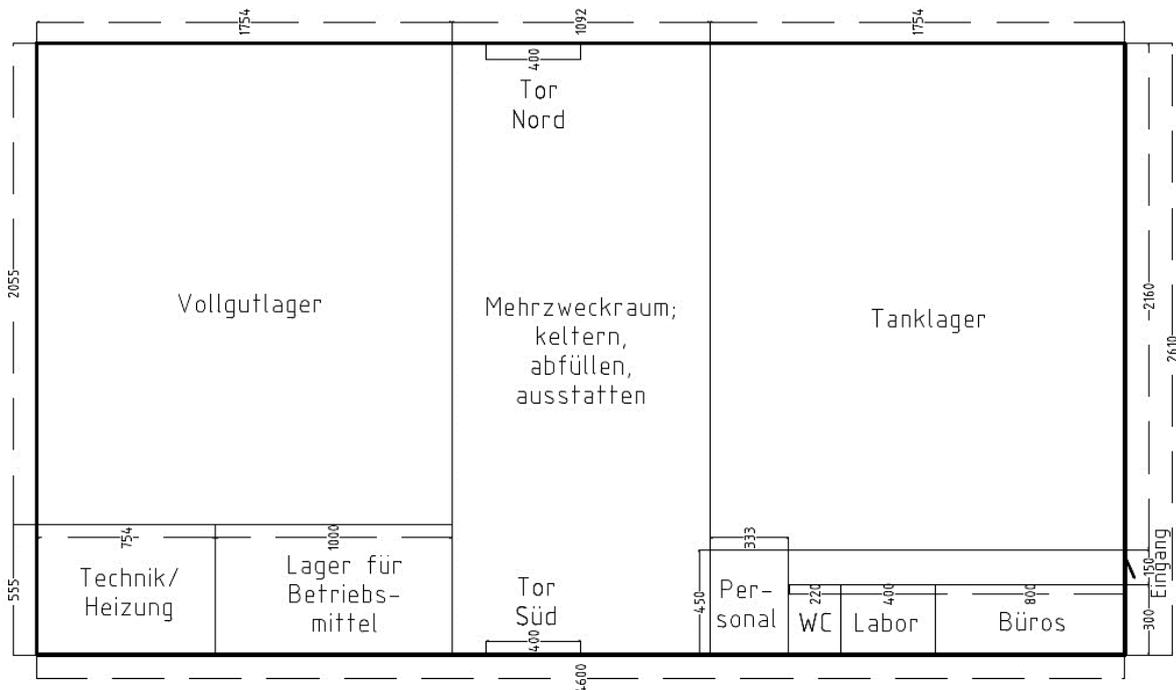


Abbildung 13: Grundriss des Modellgebäudes mit Bemaßung der einzelnen Räume. Eigene Darstellung mit „LibreCAD“

Die aus Abbildung 13 hervorgehende Grundrissgestaltung orientiert sich an den bereits genannten Empfehlungen zur Planung von oberirdischen Weinkellereien. Es werden hierbei branchenspezifische Arbeitsabläufe und Prozessführungen für die Gliederung berücksichtigt.

3.2 Betriebliche Abläufe und Energieflüsse

Sowohl der Außenbetrieb als auch die Kellerwirtschaft eines Weingutes zeichnen sich durch eine Vielzahl von Einzelprozessen ab. In der Praxis sind diese unter anderem von Faktoren wie dem angestrebten Qualitätsniveau, der Betriebsphilosophie, den angebauten Rebsorten etc. abhängig und zwischen verschiedenen Betrieben in hohem Maße individualisiert. Um

eine Bestandsaufnahme der Energieflüsse vornehmen zu können, ist für die vorliegende Untersuchung jedoch eine Standardisierung der Abläufe fundamental. Der nachfolgende Punkt schildert die Herangehensweise, mit der die Benennung allgemeiner Schemata erfolgt.

3.2.1 Prozesskette und Energieverbrauch im Außenbetrieb

Die Bewirtschaftung des Außenbetriebs erfolgt auf Basis eines vom Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) definierten Produktionsverfahrens für den vollmechanisierten Weinbau im Direktzug. Hierin sind folgende Parameter vorgegeben (Becker et al., 2017):

*Zeilenbreite 2 m – Größe je Schlag 0,2 ha – Schlepperleistung 54 kW –
Entfernung Feld-Hof 1 km*

Auf genanntes Produktionsverfahren wird zurückgegriffen, weil es zum einen die Strukturen des betrachteten Weinanbaugebietes realistisch abbildet und zum anderen auf einer breiten, fortwährend aktualisierten Datenbasis gründet.

Alle mechanisierten Tätigkeiten der Bewirtschaftung mitsamt ihres spezifischen Kraftstoffverbrauchs werden in einer „Excel“-Tabelle aufgelistet. Bezüglich der maschinellen Traubenernte liefert das herangezogene KTBL-Produktionsverfahren keinen Verbrauchswert. Bei einem Alternativverfahren, das eine abweichende Gassenbreite von 3 m veranschlagt, wird die Vollernterlese mit 18,92 l/ha bewertet. Aufgrund der größeren Anzahl an Rebzeilen pro Fläche bei geringerer Zeilenbreite steigt die Fahrstrecke der Lesemaschine und damit auch der Kraftstoffverbrauch. Umgekehrt ist der Stockertrag bei einem größeren Standraum pro Rebe tendenziell höher und dementsprechend auch der Leistungsbedarf der Ernteaggregate und letztlich der Verbrauch pro Strecke. Letztgenannter Effekt ist jedoch geringer als die deutlich höhere Gesamtfahrleistung bei engerem Zeilenabstand.

Gemäß dieser Ausführungen wird in die Tabelle ein Kraftstoffverbrauch von 22,7 l/ha eingepflegt, wodurch dem intensiveren Erntemaschineneinsatz pro Fläche mit einem Aufschlag bzw. Mehrverbrauch von 20 % Rechnung getragen wird.

Analog zum Kraftstoffverbrauch werden die jeweiligen direkten CO₂e-Emissionen der Verbrennung („Tank-to-Wheel“, TTW) ausgewiesen, die sich über den Faktor 2,65 aus dem Dieserverbrauch errechnen (August, 2020). Um eine Bilanzierung der Energieflüsse an anderer Stelle zu vereinfachen, wird weiterhin der Energieaufwand jeder Tätigkeit dargelegt.

In die Umrechnung fließt ein volumenbezogener Heizwert für Diesel von 34,7 MJ/l ein (Hoinkis, 2016).

Nicht nur für die reinen Direktzutätigkeiten eines Bewirtschaftungsjahres, sondern auch bei einer Vielzahl von Nebentätigkeiten in den Weinbergen wird Kraftstoff verbraucht, so zum Beispiel für den Arbeitskräftetransport zum Feld, die Verwendung sonstiger Maschinen und Geräte usw. Die Energieflüsse und Emissionen dieser nachgeordneten Tätigkeiten werden ebenfalls aufgeführt, da sie zwar eindeutig den Emissionen des Außenbetriebs zuzurechnen sind, sich aber nicht wie die Standardtätigkeiten auf einen einzelnen Verursacher, etwa den Schlepper, zurückführen lassen. Vor dem Hintergrund der Ermittlung realistischer Optimierungspotenziale ist eine Unterteilung daher sinnvoll. Gleichwohl werden die kumulierten Aufwendungen beider Kategorien zusammengeführt und damit eine Einschätzung zu Gesamtkraftstoffverbrauch und -emissionen aller Außenbetriebstätigkeiten ermöglicht.

Diese absolute Summe repräsentiert letztlich den auf Basis der Kraftstoffverbräuche ermittelten Energieaufwand des zugrunde gelegten KTBL-Produktionsverfahrens, ergänzt um die maschinelle Traubenlese. Da dieses Produktionsverfahren zum Standard für den Modellbetrieb der vorliegenden Arbeit definiert wurde, lassen sich dessen spezifische Energiekennwerte aus dem Produkt von Bewirtschaftungsfläche und den zuvor gewonnenen Kennzahlen hochrechnen. Ergänzend hierzu werden die „Well-to-Tank“- (WTT-)Emissionen, welche die indirekten Emissionen der Brennstoffbereitstellung kennzeichnen, pro Hektar und insgesamt ausgewiesen. Als Multiplikator für den Dieselverbrauch wird hierzu der Wert von 0,448 kg CO₂e/l angesetzt (UBA, 2020). Diese indirekten Emissionen der Vorkette (WTT) addieren sich mit den direkten Verbrennungsemissionen (TTW) zu den kraftstoffbezogenen Gesamtemissionen „Well-to-Wheel“ (WTW), die in den Fokus des weinbaulichen Optimierungspotenzials gerückt werden.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die Untersuchung bewusst auf eine detaillierte Analyse von Energieflüssen und Emissionen aller anderen Betriebsmittel außer Strom sowie Kraft- und Brennstoffen, wie zum Beispiel Pflanzenschutzmitteln oder Düngern, verzichtet, da diese auch nicht unmittelbar von den angestellten Nutzungsstrategien photovoltaischer Energie tangiert werden.

3.2.2 Prozesskette, Energieverbrauch und Emissionen der Kellerwirtschaft

In Bezug auf die Kellerwirtschaft liefert die zuvor genutzte KTBL-Datensammlung keine standardisierten Produktionsverfahren mit objektiven, verwendbaren Kennzahlen zum Energieverbrauch. Es wird daher je ein Verarbeitungsschema für die Weiß- bzw. Rotweinbereitung des Modellbetriebs verfasst. Unter Zuhilfenahme einer Datensammlung des Institutes für Önologie der Hochschule Geisenheim, die sich auf Untersuchungsergebnisse von Müller (2002), Degünther (2014), Nelis et al. (2008) sowie Freund (2012) stützt, wird anschließend ein Verbrauchsprofil für den Modellbetrieb mit den veranschlagten Produktionsmengen errechnet. Analog zu den weinbaulichen Energieflüssen des Modellbetriebs sollen die an der Vinifikation beteiligten Prozesse möglichst lückenlos dargestellt, bemessen und zusammengefasst werden.

3.2.2.1 *Prozesskette der Weißweinbereitung*

Die anteilige Weißweinproduktion im Modellbetrieb beträgt 85 %, was einem jährlichen Volumen von 158.248,75 l entspricht. Es wird unterstellt, dass der gesamte Weißwein nach dem in Tabelle 6 gezeichneten Schema hergestellt wird.

Tabelle 6: Verarbeitungsschema Weißwein für den Modellbetrieb

1.	Entleeren in Annahmetrichter mit Förderschnecke	
2.	Quetschen über Presse	
3.	Pressen in Membranpresse	
4.	Einlagern in Sedimentationstank	
5.	Kühlung auf $T = 12\text{ °C}$	
6.	Mostbehandlung / Rührwerk	
7.	Abziehen nach Sedimentation in Gärbehälter	
		7.a Umlagern Trub
		7.b Filtration
8.	Kontrollierte Gärführung bei $T_{\max} = 16\text{ °C}$	
9.	1. Abstich / Filtration Kieselgur	
		9.a Umlagern Trub
		9.b Filtration
10.	Schönung	
11.	Umlagern / Verschnitt	
12.	2. Abstich / Filtration Kieselgur	
13.	Stabilisierung	
14.	EK-Schichtenfiltration	
15.	Abfüllen	
16.	Verschließen	
17.	Flaschen reinigen	
18.	Flaschen trocknen	
19.	Etikettieren	
20.	Verpacken in Kartonagen & Palettieren	
21.	Einlagern in Vollgutlager mittels Stapler	

Das Verarbeitungsschema beschreibt die wesentlichen Teilschritte der Weinbereitung. Es eröffnet in den Bereichen Behandlung/Schönung die nötigen Handlungsspielräume zur individuellen Optimierung von Abläufen in Bezug auf heterogene Ausgangsqualitäten und differenzierte Produktionsziele.

3.2.2.2 Prozesskette der Rotweinbereitung

Nachfolgende Tabelle 7 präsentiert die Verarbeitungsabfolge bei der Rotweinbereitung.

Tabelle 7: Verarbeitungsschema Rotwein für den Modellbetrieb

1.	Entleeren in Annahmetrichter mit Förderschnecke
2.	Abbeeren & Quetschen
3.	Einlagern in Gärbottiche
4.	Maischegärung
5.	Unterstoßen händisch
6.	Entleeren der Bottiche mittels Stapler
7.	Pressen in Membranpresse
8.	Einlagern in Tank / Behandlung
9.	Endvergärung
10.	Abziehen von Hefe/Trub
	<hr/>
	10.a Umlagern Trub
	10.b Filtration
	<hr/>
11.	Erwärmung / BSA
12.	1. Abstich / Filtration Kieselgur
13.	Schönung
14.	Umlagern/Verschnitt
15.	2. Abstich / Filtration Kieselgur
16.	Stabilisierung / Reifung
17.	EK-Schichtenfiltration
18.	Abfüllen
19.	Verschließen
20.	Flaschen reinigen
21.	Flaschen trocknen
22.	Etikettieren
23.	Verpacken in Kartonagen & Palettieren
24.	Einlagern in Vollgutlager mittels Stapler

Das Verfahren der Maischegärung ist als wesentliches Unterscheidungskriterium zur Weißweinsbereitung zu benennen. Die dementsprechend nicht benötigte Prozesskühlung bedingt einen niedrigeren Energieverbrauch zugunsten des Rotweins.

Die an den jeweiligen Verarbeitungsschritten beteiligten Verbraucher für Weiß- und Rotwein werden in einer „Excel“-Tabelle aufgelistet. Über eine Zuordnung der im Modellbetrieb anfallenden Verarbeitungsmengen zu den entsprechenden Verbrauchern wird der jeweilige Energieverbrauch ermittelt. Auf diese Weise werden die Gesamtenergieflüsse der Verarbeitungsschemata nachvollzogen.

Für den Stromverbrauch in den angegliederten Büros und sonstigen Verbrauch außerhalb der unmittelbaren Prozesskette, werden insgesamt 7 % des absoluten Stromverbrauchs veranschlagt.

Die Summe aus spezifischem Verbrauch nach verarbeiteter Menge und Prozessschritt sowie pauschalem Nebenverbrauch spiegelt die Verbrauchssituation der Kellerwirtschaft im Modellbetrieb realistisch wider. Analog zu den Kennwerten des Energieverbrauchs werden auch die daraus resultierenden Emissionen berechnet.

3.2.3 Energiebedarf und Emissionen des Gebäudes

Neben den betrieblichen Energieflüssen im Außenbetrieb und der Kellerwirtschaft ist der Energiebedarf des Gebäudes die dritte wesentliche Komponente, welche zum einen bilanziell zu berücksichtigen ist und zum anderen im Zusammenhang mit der Nutzung photovoltaischer Energie mögliche Einsparpotenziale verkörpern kann. Die praxisnahe Bemessung des Energiebedarfs für ein Weinwirtschaftsgebäude gestaltet sich jedoch schwierig. Es konnten keine belastbaren Zahlen im Rahmen der Literaturrecherche aufgefunden werden.

Mit der gewählten Methodik wird daher eine „umgekehrte“ Annäherung an den Verbrauch vollzogen, d. h. nicht auf Grundlage einer vorhandenen Datenbasis zur Verbrauchssituation der Gebäudeenergiesysteme, sondern über die Analyse des zu erwartenden Energiebedarfs. Hierzu findet eine Interpretation des zum Zeitpunkt des Baus gültigen Gebäudeenergiestandards auf die skizzierte Gebäudestruktur statt.

Im Fall des Modellbetriebs mit dem fiktiven Baujahr 1999 fungiert die Wärmeschutzverordnung aus dem Jahr 1994, die als Vorläufer der heutigen Energieeinsparverordnung die Mindestanforderungen an Gebäude definierte, als maßgeblicher Gesetzesrahmen (Bundesgesetzblatt, 1994). In der Verordnung wird zwischen Gebäuden mit normalen und niedrigen Innentemperaturen unterschieden. Es werden jeweils spezifische Berechnungskriterien zur Ermittlung des maximal zulässigen Jahresheizwärmebedarfs festgelegt, die als Benchmark für die Ausführung der Gebäudehülle dienen.

Die vorliegende Arbeit bedient sich dieser gesetzlichen Berechnungsvorgaben, adaptiert sie jedoch im Sinne eines bestmöglichen Bezugs zur Realität. Das Modellgebäude wird insofern nicht als ein gesamter Baukörper betrachtet, sondern die einzelnen Räume zu funktionalen Gruppen mit gleichartiger Raumtemperatur- bzw. Heizspezifikation zusammengefasst und diese gebündelt bewertet.

Es wird hierzu nach den Kategorien „unbeheizt“ ($T < 12 \text{ °C}$), „wenig beheizt“ ($T > 12 \text{ °C}$; $< 19 \text{ °C}$) sowie „beheizt“ ($T \geq 19 \text{ °C}$) unterschieden. Tabelle 8 gibt einen Überblick bezüglich der vorgenommenen Gruppierung.

Tabelle 8: Einteilung der Räume in funktionale Gruppen entsprechend des Heizniveaus.

Raum	Kategorie	Fläche in m²
Tanklager Wein	unbeheizt; $< 12 \text{ °C}$	378,86
Vollgutlager	unbeheizt; $< 12 \text{ °C}$	360,45
Technik/Heizung	unbeheizt; $< 12 \text{ °C}$	41,85
Mehrzweckraum	wenig beheizt; $> 12 \text{ °C}$; $< 19 \text{ °C}$	285,01
Büros	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	24,00
Toiletten	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	6,60
Labor	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	12,00
Personalräume	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	14,99
Lager Betriebsmittel	wenig beheizt; $> 12 \text{ °C}$; $< 19 \text{ °C}$	55,50
Flur	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	21,30
Summe	unbeheizt; $< 12 \text{ °C}$	781,16
Summe	wenig beheizt; $> 12 \text{ °C}$; $< 19 \text{ °C}$	340,51
Summe	beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$	78,89

Zu den funktionalen Gruppen wird anhand der Gebäudemaße in einer „Excel“-Tabelle (vgl. hierzu 3.1.3.4) das entsprechende Raumvolumen (V) berechnet. Neben der Kubatur ist für die Ermittlung des maximalen Heizwärmebedarfs außerdem die wärmeübertragende Umfassungsfläche (A) der Teilbereiche zu ermitteln.

Der Quotient aus Bauwerksvolumen und Umfassungsfläche bildet das sogenannte A/V -Verhältnis. Die Energieeinsparverordnung schlüsselt die anzulegenden Grenzwerte in kWh Heizwärmebedarf je nach Größe des errechneten A/V -Verhältnisses pro m^3 Raumvolumen und Jahr sowie pro m^2 Nutzfläche und Jahr auf. Für die Gebäudeteile „beheizt; $\geq 19 \text{ °C}$ “ wird die Benchmark auf diese Weise eruiert und als bilanzieller Verbrauchswert des Modellbetriebs veranschlagt.

Im Gegensatz zu der direkten Ableitung der maximalen Heizenergie definiert die Gesetzesvorlage für Gebäude mit niedrigen Innentemperaturen eine Begrenzung des Transmissionswärmebedarfs, der über die Ausführung der Gebäudehülle zu gewährleisten ist. Als Bemessungsgrundlage wird abermals das A/V -Verhältnis herangezogen und über einen Schlüssel in einen Grenzwert überführt. Den Räumlichkeiten der Kategorie „wenig beheizt; $> 12 \text{ °C}$;

< 19 °C“ wird auf Basis dieser Methodik eine Obergrenze für den Transmissionswärmeverlust gesetzt.

Die Summe aus maximal zulässigem Jahres-Heizwärmebedarf der beheizten Gebäudeteile und dem Jahres-Transmissionswärmebedarf der wenig beheizten Räume wird als fiktiver Gesamtverbrauchswert für die Beheizung des Modellbetriebs angesetzt.

Für sämtliche unbeheizten Bereiche wird damit unterstellt, dass ihnen keine Heizwärmeenergie direkt zugeführt wird. Da ein Kellereibetrieb ohnehin einen temporären Wärmeüberschuss durch die abzuführende Gärungsenergie in Kombination mit der hohen Wärmekapazität des Flüssigkeitsvolumens zu Beginn des Winters und das Bedürfnis nach kühlen Lagertemperaturen in der zweiten Hälfte der klassischen Heizperiode aufweist, scheint diese Vorgehensweise zielführend und realistisch zu sein. Die tatsächliche Intension der Energieeinsparverordnung als Planungsvorgabe wird dadurch zwar praktisch missachtet, im Rahmen der vorliegenden Untersuchung ist eine zweckentfremdete Nutzung jedoch gerechtfertigt, um den erforderlichen Praxisbezug trotz Informationslücke herzustellen.

3.3 Photovoltaikanlagen

In der vorliegenden Arbeit sollen die ökonomischen und ökologischen Potenziale von PV-Anlagen unterschiedlichen Alters und Nennleistung verglichen werden. Zunächst werden dazu im Folgenden die unterschiedlichen Anlagenparameter herausgestellt und weitere Besonderheiten in Kürze erörtert. Ungeachtet der zu benennenden Unterschiede wird der Azimut beider Dachflächen mit -3° bzw. 177° sowie der Neigungswinkel von 10° entsprechend der Referenzanlage am Modellstandort 1:1 übernommen.

3.3.1 Bestandsanlagen mit auslaufender EEG-Vergütung

Für die PV-Varianten mit auslaufender EEG-Vergütung wird die Inbetriebnahme auf den 01.04.2000 datiert. Bei Variante 1 handelt es sich um eine 92,40 kW_p-Anlage. Diese besteht aus insgesamt 840 Modulen vom Typ „SM110-24“ des Herstellers „Shell“ mit einer Modulnennleistung von jeweils 110 W_p. Hiervon sind jeweils 420 Module auf der Nordseite und auf der nach Süden ausgerichteten Seite des Daches montiert. Über das Einzelmaß von 1.316 x 660 mm errechnet sich eine Netto-Anlagenfläche von ca. 730 m² bzw. 365 m² pro Dachseite.

Die Alternativberechnung, Variante 2, basiert auf einer kleineren PV-Variante mit einer Nennleistung von 30 kW_p, bei ansonsten identischen Rahmenbedingungen. Sie verfügt über 272 Module und umfasst damit eine Nettofläche von 236,25 m², die sich wiederum hälftig auf die Nord- bzw. Südseite des Daches aufteilt.

Die PV-Anlage wurde ursprünglich als reine Netz-Einspeiseanlage konzipiert und bedarf technischer Umrüstungen, um für Nutzungsoptionen mit Eigenverbrauch infrage zu kommen. Die Kosten hierfür werden über eine Schätzung des Unternehmens „Wolf Energiesysteme“ bemessen, das auf die Planung und den Bau von Anlagen zur regenerativen Energiegewinnung spezialisiert ist und unter anderem die PV-Referenzanlage am Modellstandort realisiert hat. Neben der Herstellung der Eigenverbrauchsoption wird ebenfalls eine Generalüberholung der Anlage, ein sogenanntes Repowering durchgeführt, um die Gefahren technischer Ausfälle während des Weiterbetriebs zu minimieren. In diesem Zuge werden unter anderem ein neuer Zählerschrank mit intelligenter Messeinrichtung installiert, die Verkabelungen und Module auf ihre Funktionsfähigkeit überprüft sowie ein Rundsteuerempfänger für die Wirkleistungsbegrenzung eingerichtet. Für Variante 1 belaufen sich die geschätzten Kosten auf 15.210 €, im Gegensatz zu 10.550 € für Variante 2. Es wird eine Restlebensdauer der PV-Anlagen von 12 Jahren unterstellt. Die Kosten für den Austausch der Wechselrichter sind im Repowering inkludiert, sodass deren Lebensdauer ebenfalls mit 12 Jahren angenommen wird (ZSW & Bosch & Partner, 2019). Sämtliche weiteren Anlagenkomponenten sind als solche nicht mehr von kalkulatorischer Relevanz, da sie über die Förderdauer von 20 Jahren abgeschrieben wurden. Alle Ausgaben im Rahmen genannter Maßnahmen werden durch Eigenkapital gedeckt, d. h. es entstehen keine Kosten durch die Aufnahme von Fremdkapital für die Herrichtung zum Weiterbetrieb mit Eigenverbrauch.

Das Alter der Anlage schlägt sich weiterhin im Faktor der Degradation nieder. Gemäß den Ausführungen in Kapitel 2.2.7 wird der jährliche Leistungsverlust für die Altanlage mit 0,5 % p. a. bewertet und damit um 0,1 Prozentpunkte höher angesetzt als bei den neu errichteten Modellvarianten. Hiermit wird dem technischen Entwicklungs- und Reifeprozess über die Jahre Rechnung zu tragen.

Für beide Anlagen wird angenommen, dass sie ab dem 01.01.2021 keine weiteren Förderzahlungen erhalten. Sofern im Rahmen der Nutzungsstrategien eine Eigenversorgung mit Solarstrom erfolgt, wird für die Strommengen folgende Unterscheidung hinsichtlich der EEG-Umlagebelastung unterstellt, die der aktuellen Gesetzeslage zum 11.01.2021 entspricht: Bei Variante 1 wird für jede kWh Strom im Eigenverbrauch mit einer reduzierten

EEG-Umlage von 2,6 ct kalkuliert (40 % von 6,500 ct; Stand 20.01.2020). Im Gegensatz hierzu wird bei Variante 2 eine vollständige Umlagebefreiung angenommen, da auf EU-Ebene, mit RL 2018/2001, eine Stärkung des Eigenverbrauchsprivilegs bis zu einer Leistungsobergrenze von 30 kW forciert und zuletzt mit Beschluss vom 17.12.2020 auch in der Novelle des deutschen EEG berücksichtigt wurde (Deutscher Bundestag, 2020).

Die ehemals klassische Netzeinspeisung wird im Fall von Produktionsüberschüssen durch die Veräußerung im Rahmen der Direktvermarktung ersetzt. Es wird hierbei ein „Power-Purchase-Agreement“ (vgl. 2.4.2) mit einem überregionalen Vermarkter unterstellt, der den Echtzeithandel über eine virtuelle Plattform ermöglicht. In Anlehnung an die Ausführungen von Metzger et al. (2020) ist für das Jahr 2021 von einem durchschnittlichen Solarstrom-Marktwert von ca. 4 ct/kWh auszugehen. Unter Berücksichtigung einer anteiligen Vermarktungsprämie des Dienstleisters wird ein Erlös von 3,5 ct/kWh in den Berechnungen angelegt. Der Vermarkter agiert gleichzeitig als Stromversorger und ermöglicht den Bezug zu flexiblen, börsenpreisorientierten Konditionen. Es wird angenommen, dass der Anlagenbetreiber einen raschen Lernprozess der Preissensibilisierung durch den aktiven Handel vollzieht und deshalb allein aufgrund PV-optimierter Prozessplanung eine hohe Eigenverbrauchsquote von 12 % in Variante 1 bzw. von 35 % in Variante 2 erzielen kann. Als Netzbezugspreis für den darüber hinausgehenden Bedarf wird der bundesweite Durchschnittspreis von netto 26,6 ct/kWh (BDEW, 2020d) angesetzt. Die zukünftige Marktpreisentwicklung wird mit einer jährlichen Steigerung von 1,5 % berücksichtigt.

Die Rechnungen fußen bewusst auf der einheitlichen Annahme von Direktvermarktungserlösen und lassen die Beschlüsse zu Übergangsvergütungen des EEG 2021 bis zum Jahr 2027 außer Acht. Auf diese Weise lassen sich konstante Bedingungen über die angenommene Restnutzungsdauer unterstellen. Wirtschaftlich sind keine nennenswerten Unterschiede zwischen Direktvermarktung und gesetzlicher Übergangsschädigung zu erwarten.

Für beide Varianten wird eine PV-Betreiber-Haftpflichtversicherung mit einer Jahresprämie von 50 € netto veranschlagt. Darüber hinaus werden die Modellanlagen als solches nicht weiter gegen Schäden abgesichert, da nach der Abschreibung kein nennenswertes wirtschaftliches Risiko mehr besteht.

Die jährlichen Wartungskosten für die Bestandsanlagen werden mit 900 € für Variante 1 bzw. 300 € für Variante 2 ab dem zweiten Weiterbetriebsjahr, sprich 2022, angesetzt. Sie liegen damit im unteren Bereich einschlägiger Empfehlungen, die sich prozentual an den Investitionskosten bemessen, wie beispielsweise Mertens (2020), der als typischen Ansatz

1,5 % nennt, oder dem vom Fraunhofer ISE (2020h) deklarierten 1 %. Weil durch das Repowering jedoch eine intensive Aufwertung der Anlagen erfolgt und die vergleichsweise hohen Systempreise aus dem Herstellungsjahr 2000 nicht mehr als realistische Basis für einen prozentualen Abschlag taugen, erscheinen die genannten Kosten als zweckdienlich. Sämtliche Betriebskosten erhöhen sich um 1 % pro Jahr. Die laufenden Kosten für das im Zuge des Repowering installierten intelligenten Messsystems lassen sich mit 200 € (Variante 1) bzw. 130 € (Variante 2) pro Jahr bemessen (Bundesnetzagentur, 2020b).

3.3.2 Neuanlage mit Eigenverbrauch und EEG-Vergütung

Zwei weitere Modellrechnungen werden auf Basis neu installierter PV-Anlagen angestellt, die sich hinsichtlich der Leistungsdimensionierung jedoch nicht von den Bestandsanlagen unterscheiden. Ein grundsätzlicher Unterschied besteht darin, dass sie unmittelbar als Zweitnutzungsanlagen konzipiert sind und sowohl in die allgemeine Netzinfrastruktur einspeisen als auch zur Eigenbedarfsdeckung im Heimnetz beitragen können. Variante 3 ist somit eine Neuanlage mit 92,40 kW_p Nennleistung und Variante 4 verfügt über 30 kW_p. Bei diesen Varianten wird von einer Inbetriebnahme am 01.01.2021 ausgegangen.

Es werden gemäß vorliegender Angebote Module des Herstellers „Heckert“ mit der Typbezeichnung „NeMo 60M“ im Format 1.670 x 1.006 mm verbaut, die über eine Modulnennleistung von 330 W_p verfügen. Variante 3 besteht demnach aus 280 Modulen bei einer Nettofläche von ca. 470 m², im Vergleich zu 91 Modulen mit einer Fläche von netto 168 m² in Variante 4. Über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Förderende wird eine lineare Degradation der Anlagenleistung von 0,4 % angenommen.

Für den ins Netz eingespeisten Strom wird mit einer festen Einspeisevergütung kalkuliert, die der Gesetzgeber bis zum 31.12.2041 garantiert. Die Bundesnetzagentur als zuständige Behörde gibt die Vergütungssätze für Januar 2021 in folgender Staffelung an: 8,16 ct/kWh (bis 10 kW_p), 7,93 ct/kWh (bis 40 kW_p) sowie 6,22 ct/kWh (bis 100 kW_p). Die genannten Fördersätze werden wiederum anteilig der Gesamtleistung für die eingespeiste Strommenge gezahlt (Bundesnetzagentur, 2020c).

Variante 3 erhält folglich für 10,82 % der Gesamteinspeisung 8,16 ct/kWh, für einen Anteil von 32,47 % 7,93 ct/kWh und für die übrigen 56,71 % des Stroms 6,22 ct/kWh. Bei Variante 4 ist für die Vergütung aufgrund der niedrigeren Nennleistung nur zwischen 8,16 ct/kWh für 33,33 % der eingespeisten Energie sowie 7,93 ct/kWh für die restlichen 66,67 % zu differenzieren.

In Bedarfsphasen wird Strom über einen regionalen Energieversorger in einem Standardtarif mit Festkonditionen zu 26,6 ct/kWh netto bezogen. Die zukünftige Preisentwicklung des Energiemarktes wird ebenfalls mit einer Preissteigerung von 1 % p. a. abgebildet.

Die Investitionskosten für Variante 3 lassen sich auf Basis eines Angebotes mit 67.855,31 € netto beziffern. Der auf insgesamt 73.429,14 € zu beziffernde Angebotspreis (siehe Anhang) bezieht sich ursprünglich auf eine Anlagennennleistung von 99,90 kW_p. Nach Rücksprache mit dem Angebotsersteller können diese Kosten jedoch über den Transfer zu €/kW_p 1:1 auf die gewünschte Skalierung von 92,4 kW_p umgerechnet werden. Für Variante 4 beläuft sich das Investitionsvolumen auf 26.491,87 € exklusive Mehrwertsteuer. In beiden Fällen wird die Investition über ein Annuitätendarlehen mit einer Laufzeit von 20 Jahren zu einer festen Verzinsung von 1,5 % p. a. finanziert. Im 12. Betriebsjahr werden die Wechselrichter ausgetauscht. In der Kalkulation werden die Kosten hierfür analog zum Anschaffungspreis der Angebote angesetzt, da sich die Effekte von inflationsbedingter Teuerung und sinkender Marktpreisentwicklung auf beiderseits niedrigem Niveau neutralisieren.

Als Kosten für Wartung und Instandhaltung ab dem zweiten Betriebsjahr wird mit 900 € (Variante 3) bzw. 300 € (Variante 4) der Wert von der jeweils leistungsgleichen Bestandsanlage 1:1 übernommen. Als Miete für die intelligente Zählerleinrichtung wird mit jährlich 200 € (Variante 3) bzw. 130 € (Variante 4) gerechnet. Auch hier wird mit einer Betriebskostenerhöhung von 1 % pro Jahr gerechnet.

Die Versicherungskosten der Neuanlagen werden höher angesetzt, da ergänzend zur Betreiber-Haftpflichtversicherung mit 50 € im Jahr jeweils eine Absicherung gegen Feuer, Diebstahl, Naturgewalten und Vandalismus etc. erfolgt. Es schlagen hierfür pro Jahr zusätzlich 160 € bei Variante 3 bzw. 100 € bei Variante 4 zu Buche.

Für eigenverbrauchten Strom der Variante 3 fällt eine Belastung mit der auf 40 % reduzierten EEG-Umlage von 2,6 ct/kWh an. Analog zu Variante 1 werden ebenfalls 12 % als Eigenverbrauchsanteil für die 92,4 kW_p-Anlage unterstellt.

Variante 4 profitiert vom Beschluss am 17.12.2020 zur Novelle des EEG und der damit verbundenen Befreiung des Eigenverbrauchs für Bestands- und Neuanlagen bis zur Obergrenze von 30.000 kWh pro Jahr für eine maximale Anlagennennleistung von 30 kW_p. Diese vollständige Befreiung wird in den Modellrechnungen entsprechend berücksichtigt.

3.3.3 Ertragsbemessung der Modellanlagen

Für die Bemessung potenzieller Erträge der Modellanlagen stehen zum einen die realen Ertragsdaten der Referenzanlage, die unter Punkt 3.1.3.3 erläutert wurde, zur Verfügung. Zum anderen wird eine Abfrage des freien PVGIS-Informationssystems (*Photovoltaic Geographical Information System*) der Europäischen Kommission durchgeführt, um die Datenbasis zu vergrößern und einen realistischen Ertragsquerschnitt mehrerer Jahre abbilden zu können.

3.3.3.1 *Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS*

Bei PVGIS handelt es sich um eine freie Anwendung, mit der sich die Strahlungspotenziale eines durch Koordinaten fixierten Standortes eruieren lassen. Das System greift auf Daten der geostationären „METEOSAT“-Wettersatelliten zu und errechnet hieraus im Stundentakt Einstrahlungsparameter wie die Globalstrahlung bzw. direkte und diffuse Himmelsstrahlung sowie weitere Wetterparameter wie Windgeschwindigkeit und Temperatur. Wahlweise können Azimut und Inklination der Fläche über eine Eingabemaske für eine unmittelbare Korrektur der Ausgabewerte definiert werden.

Das Berechnungsverfahren basiert auf einer zweistufigen Datenanalyse. In einem ersten Schritt wird hierzu mittels der Heliosat-Methode die effektive Wolkenalbedo bestimmt. Weiterhin wird unter Bezugnahme von Aerosolen, Wasserdampf und Ozon über den sogenannten SPECMAGIC-Algorithmus die wolkenlose Strahlungsintensität ermittelt. Mögliche Verschattungseffekte des Geländes werden über ein digitales Höhenmodell integriert. Auf Basis genannter Größen kann letztlich die Direkt- und Globalstrahlung errechnet werden (Amillo et al., 2019).

Für die vorliegende Arbeit werden sämtliche verfügbaren Daten des PVGIS-Systems für die Jahre 2005-2016 analysiert. Es erfolgen hierzu zwei Abfragen, welche die unterschiedlichen Ausrichtungen der Dachflächen des Bestandsgebäudes berücksichtigen. Die Daten werden in eine „Excel“-Datei exportiert und aufbereitet.

Abbildung 14: Eingabemaske der PVGIS Anwendung zur Ermittlung der Strahlungsenergie am Modellstandort (Europäische Kommission, 2016)

Abbildung 14 präsentiert den Ausschnitt einer Eingabemaske in PVGIS, die unter anderem freie Angaben zu Neigung und Azimut ermöglicht. In Kombination mit einer präzisen Standortbenennung über Längen- und Breitengrad im Format „DD:MM:SSA“ wird eine individuelle Abfrage zur spezifischen Einstrahlungssituation generiert.

3.3.3.2 Ableitung von Strahlungsleistung und Ertrag

Die auf eine geneigte Fläche auftreffende Gesamtstrahlungsenergie (I_{β}) setzt sich aus der direkten Solarstrahlung ($I_{b\beta}$), diffuser Himmelsstrahlung ($I_{d\beta}$) sowie den von der Erdoberfläche reflektieren Strahlungsanteilen ($I_{r\beta}$) zusammen. Folgende Gleichung bildet diese Größen ab (Luo, Chenglong et al., 2017):

$$I_{\beta} = I_{b\beta} + I_{r\beta} + I_{d\beta}$$

PVGIS liefert die genannten Größen in W/m^2 unter Verwendung der äquivalenten Bezeichnungen $G_b(i) \triangleq I_{b\beta}$, $G_d(i) \triangleq I_{d\beta}$, $G_r(i) \triangleq I_{r\beta}$. Die beiden Ausgabedateien für Nord- und Südseite der Modellanlage für den Zeitraum 01.01.2005-31.12.2016 umfassen jeweils 105.291 Einträge, entsprechend eines stündlichen Mess- bzw. Prognoseintervalls an insgesamt 4.383 Tagen. Aus der Summe aller Werte genannter Größen ergibt sich Gesamtstrahlungsleistung $G(i) \triangleq I_{\beta}$ in W/m^2 für die geneigte Fläche am Modellstandort.

Der absolute Strahlungsertrag dieser Fläche in kWh/m^2 lässt sich hieraus wie folgt ableiten, da für das genannte Zeitintervall (pro Stunde) eine konstante Strahlung unterstellt wird:

$$E_{absolut} \left(\frac{kWh}{m^2 \times Jahr} \right) = G(i)_{gesamt} \div h_{gesamt} \times h_{Jahr} \div 1000$$

bzw. im vorliegenden Fall vereinfacht:

$$E_{absolut} \left(\frac{kWh}{m^2 \times Jahr} \right) = G(i)_{gesamt} \div 12Jahre \div 1000$$

Das Ableiten einer einheitlichen Rechengröße unter Berücksichtigung der breiten Datenbasis mit zwölfjährigem Betrachtungszeitraum minimiert die Gefahren von verzerrenden Jahrgangseffekten und gewährleistet die objektive, realistische Bemessung dieses Leistungsparameters. Der auf diese Weise ermittelte Strahlungsertrag pro Fläche wird folglich für alle Modellrechnungen gleichlautend übernommen.

Als solches steht dieser absolute Strahlungsertrag pro Fläche jedoch in keinem unmittelbaren Zusammenhang mit einem Solargenerator, sondern charakterisiert allein das theoretische, maximale Leistungspotenzial aufgrund von Standort und Ausrichtung. Um die reale Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage einordnen zu können, müssen jedoch der Wirkungsgrad und weitere Verlusteffekte auf Systemebene Berücksichtigung finden. Im vorliegenden Fall werden die unter 3.1.3.3 erläuterten Ertragsdaten der Referenzanlage als Bezugsgröße herangezogen, um einen tragfähigen Transfer vom absoluten Strahlungsertrag der Fläche zum realen Ertrag auf Netzebene zu vollziehen.

3.3.3.3 Performance Ratio der Varianten

Auf Basis der hergeleiteten Jahreseinstrahlung wird eine typische Maßzahl zur Interpretation der Effizienz von Photovoltaikanlagen berechnet, die sogenannte Performance Ratio (PR). Diese setzt den realen Endertrag einer Anlage mit dem idealen Referenzertrag ins Verhältnis und fungiert somit als Qualitätsindikator für bestehende Anlagen. Je größer die PR ($\hat{=}$ je näher gegen den Wert 1) ist, desto niedriger sind die Systemverluste bzw. desto höher ist die Ausbeute des absoluten Strahlungsertrags ($E_{absolut}$).

Für die vorliegende Arbeit wird diese Kennzahl für die Referenzanlage ermittelt. Sie fließt als charakteristisches Maß für die Leistungsfähigkeit einer modernen PV-Anlage am Modellstandort in die Berechnungen ein. Auf diese Weise wird die Verknüpfung von absolutem Einstrahlungsangebot gemäß PVGIS-Informationssystem und tatsächlicher Ertragssituation der Referenzanlage vollzogen.

Mertens (2020) bildet die Berechnung der PR in folgender Formel ab:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

Y_F steht hierbei für den realen Endertrag (*yield final*) einer PV-Anlage in Stunden, der sich aus dem Quotienten von gemessenem Ertrag am Netzeinspeisepunkt und der Anlagenennleistung (in kW_p) ergibt. Quaschnig (2019) bezeichnet den realen Endertrag abweichend hierzu als „spezifischen Anlagenenertrag“, der im Prinzip den Volllaststunden bei Anlagenennleistung entspricht.

Der Y_R (*yield reference*) oder ideale Referenzertrag in Stunden leitet sich aus dem Quotienten der im vorliegenden Fall als E_{absolut} bezeichneten absoluten Jahreseinstrahlung und der Strahlungsleistung unter Standardtestbedingungen – 1 kW/m^2 – ab.

Da für die angestrebten Modellrechnungen mit ausgeförderten Altanlagen keine originären Daten zur Verfügung stehen, ist eine analoge Vorgehensweise zur Ermittlung der PR nicht möglich. Für betreffende Varianten wird daher eine PR von 0,775 angesetzt. Dieser Kennwert bildet einen Querschnitt einschlägiger Literaturangaben für Anlagen entsprechender Baujahre ab.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der dargestellte methodische Ansatz keine gleichwertige Ergebnisqualität wie eine stationäre Erfassung der Einstrahlungssituation mittels klassischer Messtechnik (Pyranometer) erzielen kann. Ein Unsicherheitsfaktor beruht zudem auf dem Umstand, dass mangels synchroner Datensätze in den Berechnungen ein durchschnittlicher Strahlungsertrag der Jahre 2005-2016 mit einem tatsächlichen PV-Ertrag der Referenzanlage aus den Monaten Juli 2019 bis Juni 2020 in Verbindung gebracht wird. Das bedeutet, dass die errechnete PR Daten unterschiedlicher Zeiträume zusammenführt und theoretisch Abweichungen zu der tatsächlichen PR aufweisen kann. Gleichwohl nutzt die Methodik die vorhandene Datenbasis bestmöglich aus.

Die Aussagekraft der wirtschaftlichen Differenzierungen auf Basis der Modellrechnungen wird außerdem nicht effektiv gemindert, weil über mehrere Vergleichsvarianten hinweg die gleiche PR berücksichtigt wird. Der Strahlungsertrag ist demgemäß kein primäres Unterscheidungskriterium und kann insofern auch keine gravierenden Fehlinterpretationen hervorrufen. Eine Abschätzung möglicher Fehler wird dennoch im Rahmen des Kapitels „Ergebnisse“ vorgenommen und deren potenziellen Effekte werden veranschaulicht.

3.4 Entwicklung einer Nutzungsstrategie der Eigenerzeugung

Auf Basis der ermittelten Energieverbrauchskennwerte für die einzelnen Teilbereiche Außenbetrieb, Kellerwirtschaft und Wirtschaftsgebäude werden die Nutzungspotenziale aussichtsreicher Zukunftstechnologien erörtert, welche mittelfristig als praktikabel und umsetzbar erscheinen. Eine vollständige Ausarbeitung aller Potenziale übersteigt den Rahmen der vorliegenden Arbeit bei Weitem. Es wird daher exemplarisch die Option einer Bewirtschaftung des Außenbetriebs mittels Elektroschlepper konkret beleuchtet sowie die Nutzungsoption der Power-to-Gas-Technologie für den Modellbetrieb hinterfragt.

3.4.1 Elektrifizierung des Außenbetriebs

Mit der Intension, den Eigenverbrauchsanteil des selbst erzeugten PV-Stroms zu optimieren, soll unterstellt werden, dass der Modellbetrieb die Anschaffung eines elektrisch angetriebenen Weinbergschleppers realisiert. Neben den ökonomischen und ökologischen Aspekten dieser Investition wird analysiert, welche Limitierungen sich hieraus in Bezug auf die Arbeitsplanung ergeben und ob diese für die weinbauliche Bewirtschaftungspraxis tragfähig sind.

3.4.1.1 E-Schlepper Rigitrac SKE 50 Electric

Das Schweizer Unternehmen „Rigitrac“ ist auf die Fertigung von Schleppern in Kleinserie spezialisiert. Mit dem „Rigitrac Electric“ hat das Unternehmen im Jahr 2018 den ersten elektrischen Schlepper präsentiert. Mittlerweile sind zwei Versionen des E-Rigitrac mit unterschiedlichen Spezifikationen am Markt verfügbar. Die Analyse der vorliegenden Arbeit bezieht sich auf das Modell „SKE 50 Electric“. Nachfolgende Übersicht (Abbildung 15) präsentiert die wichtigsten Eckdaten zu diesem Fahrzeug.

Batterie:	Lithium-Ionen, Nettobatteriekapazität 80 kWh, Ladezyklen ca. 3000
Antrieb:	Elektrischer Fahrtrieb mit Rekuperierung 1 E-Motor pro Achse; 220/260 Nm vorne/hinten
Ladegerät:	Intern mit 6,6 kW (Serie) oder 22 kW (Aufpreis)
Ladedauer:	3 Stunden - mit Schnellladegerät 22 kW
Geschwindigkeit:	0-40 km/h
Arbeitszeit:	je nach Tätigkeit 5-8 Stunden (lt. Hersteller)
Preis:	ca. 185.000 € zzgl. MwSt. inkl. Schnellladegerät



Abbildung 15: Übersicht Spezifikationen „Rigitrac Electric SKE 50“ (Rigitrac 2020)

Der Hersteller teilte in einem Gespräch mit (Knüsel, 2020), dass bei Tätigkeiten im Weinberg mit einer effektiven Arbeitszeit von ca. 5-8 Stunden zu kalkulieren ist. Ergänzend zu

diesem Erfahrungswert wird auf Grundlage des unter Punkt 3.2.1 eingeführten KTBL-Produktionsschemas eine Arbeitszeitplanung erstellt, welche den Energiebedarf nach Tätigkeit mit der tatsächlichen Leistungskapazität des elektrischen Schleppers abgleicht.

Der aus den KTBL-Angaben abgeleitete Bruttoenergiebedarf für ein Antriebsfahrzeug mit Dieselmotor wird hierzu über einen unterstellten Gesamtwirkungsgrad von 30 % in den Nettoenergiebedarf pro Tätigkeit umgerechnet. Um diese Werte in eine nutzbare Kalkulationsgrundlage für die Arbeitsplanung zu überführen, werden sie mittels eines angenommenen Gesamtwirkungsgrades für den Elektroschlepper wieder in einen Bruttoenergiebedarf nach Tätigkeit überführt. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad wird in diesem Fall mit 90 % bemessen.

Aus der nutzbaren Akkukapazität und der Ladedauer des „Rigitrac“ einerseits sowie der benötigten Bruttoenergie andererseits werden die effektiven Arbeits- und Ladezeiten berechnet. Sie fließen in eine Arbeitszeitplanung ein. Diese gibt Aufschluss darüber, in welcher Zeit der E-Schlepper die Bewirtschaftung nach Standardschema im Modellbetrieb ausführen kann. Die Ergebnisse werden in Stunden pro Hektar für die einzelnen Tätigkeiten ausgedrückt und im Rahmen der Diskussion kritisch hinterfragt. Sämtliche geschilderten Berechnungen werden in „Excel“ durchgeführt und aufbereitet.

3.4.1.2 *Laden des Schleppers mit Solarstrom aus Eigenerzeugung*

Den unmittelbarsten Nutzen bietet im geschilderten Szenario die direkte Bereitstellung des PV-Stroms für den Ladevorgang des E-Schleppers. Um diesen Vorgang zu optimieren sind zwei Strategien denkbar.

1. Die den sonstigen Eigenverbrauch übersteigende Solarstromproduktion wird in Batteriespeichern gepuffert und nach Bedarf wieder entnommen. Der Ladevorgang des Schleppers im Eigenverbrauch könnte bei dieser technischen Realisierung zeitlich unabhängig von der solaren Strahlungssituation erfolgen. Exemplarische Nachteile dieser Option sind:
 - Hohe zusätzliche Investitionen für eine Speicherkapazität, die eine vollständige Ladung des Schleppers ermöglicht (80 kWh);
 - Bei dichter Abfolge von Arbeits- und Ladevorgängen zur Optimierung der Schlagkraft bei dringlichen Tätigkeiten, wie zum Beispiel Pflanzenschutz, ist eine vollständige Ladung mit Solarstrom aus Batteriespeichern unmöglich. Ladevorgänge müssen hierbei zwangsläufig in Zeiten durchgeführt werden, in denen die Speicherkapazität noch nicht wieder voll hergestellt ist. Der eigentliche Mehrwert des Speichers zur zeitlichen Entkopplung von Stromproduktion und -nachfrage wird hierdurch reduziert. Um diesem Effekt

entgegenzuwirken müsste die Speicherkapazität deutlich über der einfachen Akkukapazität des Schleppers dimensioniert sein, was wiederum den Investitionsbedarf zusätzlich erhöht.

2. Die PV-Anlage bzw. das Heimnetz werden mit einem intelligenten Energiemanagement ausgestattet. Die Ladestation nutzt zu Ertragszeiten primär den Strom der eigenen PV-Anlage. Kann die PV-Anlage den Bedarf der Ladestation nicht vollständig decken, wird die übrige Last aus dem Netz bezogen. Diese technische Umsetzung begünstigt den Eigenverbrauch bei guter Witterung. Die Investitionen in die benötigte Technik liegen bei einem Bruchteil der Speichertechnologie.

Für den Modellbetrieb wird Strategie zwei verfolgt. Die zur Entwicklung der Arbeitszeitplanung erstellte „Excel“-Datei wird um zeitliche Informationen der Energiebereitstellung ergänzt. Hierzu werden die Strahlungserträge des PVGIS-Datensatzes in den Zeitfenstern der Ladevorgänge analysiert. Mit der Kenntnis über die durchschnittlichen PV-Erträge während der Ladezeiten des Schleppers kann eine realistische Einschätzung zur Dynamik des Eigenverbrauchsanteils infolge der Elektrifizierung vorgenommen werden. Dieser gibt letztlich Aufschluss darüber, welchen Nutzengewinn der „Rigitrac Electric“ für den Modellbetrieb verkörpert. Der eruierte Eigenverbrauchsanteil fließt als Parameter in die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit ein.

Weiterhin werden folgende Annahmen in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen getroffen: Eine Wallbox mit einer Ladeleistung von 22 kW und einer intelligenten Steuerung wird angeschafft und über den Nutzungszeitraum des Schleppers abgeschrieben. Die damit verbundenen Kosten werden mit 2.000 € angesetzt (unabhängig von etwaigen Fördermaßnahmen). Diese Annahme setzt sich aus dem aktuellen Marktpreis einer „SMA“-Wallbox (1.500 €) Modell „EV Charger 7.4/22“ (SMA Solar Technology AG, 2021) und anteiligen Installationskosten in Höhe von 500 € zusammen. Das Modell wird exemplarisch gewählt, da es die Kriterien gemäß zuvor beschriebener Nutzungsstrategie erfüllt und Kompatibilität zu den übrigen Komponenten der Referenzanlage aufweist. Weitere Kosten sind nicht zu veranschlagen, da ohnehin sämtliche Modellvarianten in den Berechnungen für den optionalen Eigenverbrauch konzipiert bzw. darauf umgerüstet sind und somit eine intelligente Kommunikation mit der Wallbox ermöglichen.

3.4.2 Power-to-Gas; marktreife Technologien

In dieser Nutzungsvariante soll die Möglichkeit der Transformation des PV-Stroms zu einem langzeitspeicherfähigen Energieträger erörtert werden. Tabelle 9 bildet die potenziellen Technologien mit Marktreife ab und benennt zugleich die Kollisionen zum vorliegenden Anwendungsfall.

Tabelle 9: Übersicht der Vor- und Nachteile verschiedener marktfähiger Power-to-Gas Systemlösungen im Kontext der angestrebten Nutzung in einem Weingut

Prozess		Bewertung	
picea	Kombination aus Elektrolyseur mit H ₂ -Langzeitspeichermodulen und Batterie zur Kurzzeitspeicherung; im System mit einer Brennstoffzelle zur Rückverstromung, Lüftungsanlage mit Wärmetauscher und Warmwasserspeicher als Abwärmenutzer	Vorteile	Energieautarkie für kleine bis mittlere Gebäude mit hohem Energiestandard möglich; in sich geschlossenes Energiekonzept mit hohem Gesamtwirkungsgrad
		Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Derzeit skalierbar bis max. 17,4 kW PV Eingsangsleistung - Batteriespeicher max. 25 kWh Kapazität - H₂-Langzeitspeicher bis max. 1.500 kWh - Einbindung in Gebäudesystemtechnik erforderlich
Exytron	Elektrolyse von PV-Strom mit gekoppelter Methanisierung; Langzeitspeicherung des Methan in Tanks und bedarfsgerechte Nutzung in BHKW oder Gastherme; Rückführung des Verbrennungs-CO ₂ in den Methanisierungsprozess	Vorteile	Hoher Wirkungsgrad bei effizienter Nutzung der thermischen Energie; praktikabel für Wohnanlagen/Quartierskonzepte/Industrie mit hohem thermischen und elektrischen Bedarf
		Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Skalierung ab 200.000 kWh/a elektrisch + 400.000 kWh/a thermischer Energieverbrauch - Möglichst kontinuierlicher thermischer Energiebedarf vorteilhaft - stark zyklische Verbrauchskurven nachteilig
microbEnergy	Elektrolyse des PV-Stroms und anschließende mikrobiologische Wandlung von H ₂ + CO ₂ -haltigem Prozessgas in einem anaeroben Reaktor zu Methan mit hoher Reinheit für die Einspeisung in eine Gasinfrastruktur oder speicherbar	Vorteile	Erfodert keine konstante Energiebereitstellung, Prozess kann in verschiedenen Leistungsbereichen gefahren werden; als CO ₂ -Quelle sind Gärgase potenziell geeignet
		Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Kleinster Anlagenmaßstab: Elektrolyseur mit 2 MW Leistung = Methanisierungsreaktor 400 Nm³ H₂ Stunde bei einer benötigten min. Auslastung 4.000 Volllaststunden pro Jahr - Nutzung der Abwärme für effizienten Betrieb

Eine realistische Formulierung von Randbedingungen gestaltet sich bei sämtlichen PtG-Anwendungen als äußerst schwierig, da keine am Markt vorhandene Lösung 1:1 auf den Modellbetrieb übertragbar ist. Als wesentliche Hindernisse sind in diesem Zusammenhang die Diskrepanz zwischen angebotener und benötigter Skalierung sowie die geforderte aber nur bedingt realisierbare Nutzung des thermischen Energieangebotes herauszustellen.

Zwar wird nur das System „picea“ in Serie produziert und unterliegt damit vordefinierten Leistungsspezifika, jedoch sind individuell konzipierte PtG-Anlagen laut Hersteller ausschließlich in größeren Maßstäben bzw. in Kombination mehrerer regenerativer Energiequellen realisierbar, um eine ausreichende Auslastung zu erzielen. Die Nutzung der Abwärme aus thermischen Prozessen bildet weiterhin eine zentrale Säule in allen Konzepten, um den Gesamtwirkungsgrad der Verfahren zu steigern. Im Fall eines Weinbaubetriebs mit Kellerei ist eine solche Verknüpfung jedoch nur schwer zu bewerkstelligen. Wärme für den Gebäudeenergiebedarf wird nur im Winter und auf vergleichsweise niedrigem Level benötigt. Thermische Prozesse, wie zum Beispiel die Gärkühlung oder eine Maischeerwärmung, welche theoretisch genutzt werden könnten, sind nur in sehr engen Zeitfenstern relevant. Zu Zeiten guter elektrischer Energiebereitstellung über die PV-Anlage fehlen dem konventionellen Weingut grundsätzlich die thermischen Verbraucher.

Ein stimmiges Konstrukt zur Nutzung von PtG könnte in einer Kombination aus alkalischer oder PEM Elektrolyse mit einem biologischen Methanisierungsverfahren bestehen, da diese Technologien in niedrigen Temperaturbereichen arbeiten und demzufolge weniger Abwärme generieren. Zur biologischen Methanisierung könnte, wie bereits erwähnt, zwischengespeicherte Gärungskohlensäure eingesetzt werden. Investitionen wären dann, neben dem Elektrolyseur und dem Methanisierungsreaktor, in eine CO₂-Aufbereitung und Speicherung, in die Speicherung des Endproduktes Methan, in geeignete Verbraucher wie zum Beispiel gasbetriebene Fahrzeuge mit entsprechender Tankstelle sowie ggf. in eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs zur Pufferung der Last vor der Methanisierung zu tätigen.

Trotz intensiver Recherche und Kontakten zu Systemanbietern war es im Vorfeld dieser Arbeit nicht möglich, eine realistische Kostenschätzung für eine derartige Einzellösung zu erstellen. Transparente Kosten- und Leistungsdaten für den konkreten Anwendungsfall waren nicht verfügbar. Berechnungen auf Basis reiner Schätzwerte wurden nicht angestellt, da sie dem Anspruch einer wissenschaftlichen Untersuchung nicht gerecht werden. Die Power-to-Gas-Technologie stellt nach aktuellem Kenntnisstand keine konkrete Nutzungsoption für Weingüter mit einer dem Modellbetrieb vergleichbaren Unternehmensstruktur dar.

3.5 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen PV-Anlagen und Nutzungsvarianten im Modellbetrieb wird anhand einschlägiger Kennzahlen bemessen und interpretiert. Nachfolgend werden die Verfahren zu deren Ermittlung präsentiert und in wesentliche Rechengrößen der zugrunde liegenden Formeln eingeführt.

3.5.1 Energiegestehungskosten

Die Energiegestehungskosten geben eine Auskunft über die Kosten pro erzeugter Energieeinheit über die betrachtete Nutzungsdauer. Es wird hierbei keine Verzinsung berücksichtigt, allerdings lässt diese Zahl einen einfachen Vergleich zwischen verschiedenen Investitionsalternativen gleicher Art zu.

Zur Berechnung der Gestehungskosten müssen zunächst die Gesamtkosten (K_{ges}) über die Nutzungsdauer ermittelt werden. K_{ges} errechnet sich aus der Summe der Ausgangsinvestition (A_0) nebst allen laufenden Kosten (A_i) über die Jahre der Nutzung (n). Folgende Formel bildet diese Summierung ab (Quaschning, 2019):

$$K_{ges} = A_0 + \sum_{i=1}^n A_i$$

Aus dem Quotienten der Gesamtkosten und der Anlagennutzungsdauer werden die jährlichen Durchschnittskosten (K_a) ermittelt, wie nachstehende Formel abbildet:

$$K_a = \frac{K_{ges}}{n}$$

Der Quotient aus K_a und der durchschnittlich erzeugten Jahresenergie der Anlage (E_a) beschreibt letztlich die Energiegestehungskosten (K_E) in €/kWh.

$$K_E = \frac{K_a}{E_a}$$

Für sämtliche Modellanlagen werden die Energiegestehungskosten in einer „Excel“-Tabelle berechnet.

3.5.2 Amortisationszeit unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch

Bei der Berechnung der Amortisationszeit handelt es sich um eine einfache Berechnungsmethode zur Wirtschaftlichkeit einer Investition. Es wird hierbei dargestellt, nach welchem

Zeitraum das insgesamt eingesetzte Kapital einer Investition wieder vollständig eingenommen ist. Diese Rückflussdauer ergibt sich aus den Investitionskosten (K_0) geteilt durch den jährlichen Überschuss ($K_{\text{Überschuss}}$), als Differenz aus Einnahmen (K_{Ein}) und Betriebskosten (K_{Betrieb}).

$$T_{\text{Amortisation}} = \frac{K_0}{K_{\text{Ein}} - K_{\text{Betrieb}}} = \frac{K_0}{K_{\text{Überschuss}}}$$

Die Einnahmen zwischen den Varianten unterscheiden sich je nachdem, wie hoch die Erlöse pro Energieeinheit ausfallen. Dies ist unter anderem von der garantierten Einspeisevergütung, der EEG-Umlage oder dem Fremdvermarktungserlös abhängig. Weiterhin spielt der Eigenverbrauch (K_{Eigen}) eine entscheidende Rolle in dieser Gleichung, da er einen finanziellen Vorteil zum Fremdbezug (K_{Bezug}) verkörpert. Ein höherer Eigenverbrauchsanteil resultiert folglich in einem höheren durchschnittlichen Erlös pro Energieeinheit. Mertens (2020) bezeichnet diesen Erlös aus anteiliger EEG-Vergütung (K_{EEG}) und Eigenverbrauchsvorteil als mittlere Vergütung (K_{Mittel}) und formuliert den Zusammenhang folgendermaßen:

$$K_{\text{Mittel}} = a_{\text{Eigen}} \times K_{\text{Bezug}} + (1 - a_{\text{Eigen}}) \times K_{\text{EEG}}$$

In die Amortisationsrechnung eingesetzt, trägt dieser mittlere Vergütungssatz dem spezifischen Eigenverbrauchsvorteil Rechnung.

$$T_{\text{Amortisation}} = \frac{K_0}{[\text{Ertrag}/kWp \times \text{Anlagenennleistung} \times K_{\text{Mittel}}] - K_{\text{Betrieb}}}$$

In den Modellrechnungen werden unterschiedliche Annahmen zum Eigenverbrauch getroffen und entsprechend berücksichtigt. Etwaige dynamische Faktoren (gemäß Formulierung unter 3.3), wie zum Beispiel Degradation oder eine Steigerung der Fremdbezugskosten, fließen ebenfalls in die Gleichung ein und bedingen letztlich eine unterschiedliche Ausprägung der Amortisationszeit.

3.5.3 Kapitalwertmethode

Die Kapitalwertmethode berücksichtigt im Vergleich zur Amortisationsrechnung eine Verzinsung für den als Cashflow bezeichneten Fluss liquider Mittel in Form von Einnahmen und Ausgaben, der innerhalb eines Jahres anfällt. Die Methode differenziert hierbei nicht, ob der Zinssatz die entgangene Eigenkapitalverzinsung repräsentiert oder den Aufwand für

Fremdkapital. Diese Parität von Eigen- und Fremdkapitalzins bildet den tatsächlichen Kapitalmarkt nicht eindeutig ab, ermöglicht aber dennoch eine realistische Investitionsentscheidung.

Zu den Einnahmen zählen im vorliegenden Fall die Erlöse aus Vermarktung, Einspeisevergütung oder Eigenverbrauch, während die Ausgaben aus der Summe der jährlichen Betriebskosten bestehen. Der um einen kalkulatorischen Zinssatz abgezinste Cashflow bildet den sogenannten Barwert. Die als negativer Kapitalwert dargestellte Investition zum Anfangszeitpunkt T_0 wird fortlaufend um diesen Barwert bereinigt, weshalb der Kapitalwert mit fortschreitender Nutzungsdauer steigt.

Ein positiver Kapitalwert zum Ende der Nutzungsdauer besagt, dass die Investition vorteilhaft ist, weil ihr Endwert die anfängliche Auszahlung nebst Verzinsung übertrifft. Im Gegensatz hierzu besagt ein negativer Kapitalwert, dass die Investition nicht lohnenswert ist, weil die Summe aller Kapitalrückflüsse nicht die angesetzte Verzinsung gewährleistet.

In Anlehnung an Quaschnig (2019) kann die Berechnung des Kapitalwertes in folgender Formel zusammengefasst werden:

$$KW = -K_0 + \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{q^i}$$

Das negative Investitions- bzw. Anfangskapital ($-K_0$) wird um die Summe des abgezinnten Cashflows ($\hat{=}$ Barwert) bereinigt. Der Nenner (q^i) ergibt sich aus der Zinseszinsformel und beschreibt den um 1 erhöhten dezimalen Zinssatz ($1+p$) als Basis zum Exponenten, welcher der jeweiligen Periode (i) entspricht.

Sofern im Verlauf der Nutzungsdauer weitere Investitionen getätigt werden, wie zum Beispiel ein geplanter Austausch von Anlagenkomponenten, werden diese im entsprechenden Jahr bzw. der jeweiligen Periode vom Kapitalwert abgezogen und damit unmittelbar in die Dynamik der Zahlungsströme integriert.

4 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden alle Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen dargestellt und erläutert. Die Gliederung orientiert sich dabei an der Abfolge der Ausführungen des vorangegangenen Kapitels „Material und Methoden“.

4.1 Energieverbrauch und Emissionen

Es wurden zunächst die Verbrauchs- und Emissionskennzahlen der Teilbereiche Außenbetrieb, Weinkeller und Gebäude separat aufgearbeitet. Anschließend wurden diese Teilergebnisse in einer Gesamtübersicht zusammengefasst.

4.1.1 Energieverbrauch und Emissionen des Außenbetriebs

Tabelle 10 weist Kraftstoffverbrauch, CO₂e-Emissionen und Energieaufwand der maschinellen Bewirtschaftung aus.

Tabelle 10: Maschinelle Prozesse und deren Energieaufwand in chronologischer Abfolge im Bewirtschaftungsjahr

Maschinelle Bewirtschaftung I.	Verbrauch	CO ₂ e-Ausstoß	Energieaufwand	
	Diesel l/ha	TTW kg/ha	MJ/ha	kWh/ha
Rebholz häckseln	8,76	23,21	303,97	84,44
Pflanzenschutz Applikation 1	9,11	24,14	316,12	87,81
Mulchen und Düngung	10,45	27,69	362,62	100,73
Stammputzer beidseitig	5,55	14,71	192,59	53,50
Herbizidbehandlung beidseitig	5,50	14,58	190,85	53,01
Pflanzenschutz Applikation 2	9,11	24,14	316,12	87,81
Pflanzenschutz Applikation 3	9,24	24,49	320,63	89,06
Pflanzenschutz Applikation 4	9,24	24,49	320,63	89,06
Pflanzenschutz Applikation 5	9,24	24,49	320,63	89,06
Laubschnitt + Mulchen	7,72	20,46	267,88	74,41
Pflanzenschutz Applikation 6	9,24	24,49	320,63	89,06
Herbizidbehandlung beidseitig	5,56	14,73	192,93	53,59
Laubschnitt + Mulchen	7,72	20,46	267,88	74,41
Pflanzenschutz Applikation 7	9,34	24,75	324,10	90,03
Pflanzenschutz Applikation 8	9,34	24,75	324,10	90,03
Ernte Traubenvollernter	22,70	60,17	787,83	218,84
SUMME	147,82	391,73	5.129,49	1.424,86

Aus der Tabelle geht hervor, dass für die maschinelle Bewirtschaftung des Außenbetriebs nach KTBL-Produktionsverfahren insgesamt 147,82 l Diesel pro Hektar verbraucht werden. Über den Heizwert errechnet sich hieraus ein Bruttoenergieaufwand von 1.424,86 kWh/ha. Auf den Pflanzenschutz entfallen insgesamt 8 von 16 Überfahrten und umgerechnet ca. 50 % der Emissionen. Pro Überfahrt werden durchschnittlich 9,2 l Diesel pro Hektar verbraucht und 24,5 kg CO_{2e} emittiert.

Tabelle 11 zeigt die analogen Berechnungen für alle sonstigen Tätigkeiten, die überwiegend manuell durchgeführt werden. Der Energieaufwand resultiert in der Hauptsache aus den An- und Abfahrten zum Weinberg sowie der Verwendung technischer Hilfsmittel.

Tabelle 11: Manuelle und teilmechanisierte Prozesse und deren Energieaufwand in chronologischer Abfolge im Bewirtschaftungsjahr

(Teil-)manuelle Tätigkeiten II.	Verbrauch	CO _{2e} -Ausstoß	Energieaufwand	
	Diesel l/ha	TTW kg/ha	MJ/ha	kWh/ha
Bodenproben ziehen	0,11	0,29	3,82	1,06
Heftdrähte ablegen	0,23	0,61	7,98	2,22
Rebschnitt	0,59	1,56	20,47	5,69
Bohren Ersatzpflanzlöcher	1,09	2,89	37,82	10,51
Vorarbeiten zum Nachpflanzen	0,52	1,38	18,04	5,01
Nachpflanzen von Hand	0,70	1,86	24,29	6,75
Biegen von Hand	0,36	0,95	12,49	3,47
Pheromonampullen aushängen	0,22	0,58	7,63	2,12
Laubheften von Hand	1,06	2,81	36,78	10,22
Bestands- und Reifekontrolle	0,24	0,64	8,33	2,31
Ausfallstöcke entfernen	0,30	0,80	10,41	2,89
Traubentransport	2,55	6,76	88,49	24,58
SUMME	7,97	21,12	276,56	76,82

Die in Summe rund 8 l/ha Kraftstoffverbrauch für alle aufgelisteten Tätigkeiten entsprechen anteiligen 5,4 % vom Gesamtaufwand. Der ohnehin naheliegende Schluss, wonach der Schlepper als primärer Verursacher von Emissionen im Außenbetrieb gilt, wird hiermit bestätigt.

Tabelle 12 stellt die Zusammenfassung der beiden zuvor präsentierten Tabellen dar. Sie gibt Aufschluss über den Gesamtenergieverbrauch des Außenbetriebs und die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen.

Tabelle 12: Zusammenfassung von Kraftstoffverbrauch, -emissionen und Energieaufwand aller Prozesse in der Außenwirtschaft

Bewirtschaftung I. + II.	Verbrauch	Energieaufwand		CO ₂ e	CO ₂ e	CO ₂ e
	Diesel l	MJ	kWh	WTT kg	TTW kg	WTW kg
Gesamt/ha	155,79	5.406,05	1.501,68	69,80	412,85	482,65
Gesamt/l Wein	0,0230	0,7985	0,2218	0,0103	0,0610	0,0713
TOTAL bei 27,5 ha	4.284,34	148.666,42	41.296,23	1.919,38	11.353,49	13.272,87

Der Treibstoffverbrauch für die maschinelle Bewirtschaftung und sonstige Tätigkeiten beläuft sich auf insgesamt 155,79 l/ha. Dies entspricht einem Energieaufwand von umgerechnet 1.501,68 kWh/ha. Durch die Bereitstellung und das Verbrennen des Energieträgers werden dabei 482,65 kg CO₂e/ha emittiert.

4.1.2 Energieverbrauch und Emissionen der Kellerwirtschaft

Im Gegensatz zum Außenbetrieb ist in der Kellerwirtschaft der elektrische Strom die dominierende Energieform. Das Potenzial für die direkte Nutzung der photovoltaischen Erzeugung ist entsprechend groß. Tabelle 13 zeigt die an der Weinproduktion beteiligten Verbraucher auf. Entsprechend der unter 3.2.2 definierten Prozessketten für Weiß- und Rotwein werden die zu verarbeiteten Mengen den Teilschritten zugeordnet und der Stromverbrauch ausgewiesen.

Tabelle 13: Stromverbrauch der kellerwirtschaftlichen Prozesse im Modellbetrieb nach verarbeiteter Teilmenge; W = weiß, R = rot, WW = Weißwein, RW = Rotwein. Eigene Ausarbeitung auf Basis einer Datensammlung des Institutes für Önologie der Hochschule Geisenheim University

Prozess/Verbraucher	Bezugsgröße	Wert	betrifft	Menge	Einh.	kWh
Pumpen						
Weinpumpen	kWh/hl produz. Wein	0,15	WW & RW	1.861,75	hl	279,26
Heißwasserpumpen	kWh/hl produz. Wein	0,08	WW & RW	1.861,75	hl	148,94
Kühlwasserpumpen	kWh/hl produz. Wein	0,58	WW	1.582,49	hl	917,84
Traubenannahme						
Entrapper	kWh/t Trauben	0,30	Trauben R	37,24	t	11,17
Quetsche	kWh/t Trauben	0,50	Trauben W & R	248,23	t	124,12
Trauben abladen	kWh/t Trauben	5,08	Trauben W & R	248,23	t	1.261,01
Pumpen und Transport	kWh/t Trauben	1,76	Trauben W & R	248,23	t	436,88
Pressen	kWh/t Trauben	1,90	Trauben W & R	248,23	t	471,64
Mostbehandlung						

Mostkühlung von 18° zu 12°	kWh/hl (U=1/3)	0,25	Pressmost W	1.688,00	hl	425,61
Sedimentation (1 x Pumpen)	kWh/1000 l	0,09	Pressmost W	168,80	1000 l	15,19
Rührwerk	kWh/1000 l	0,01	Pressmost W	168,80	1000 l	1,69
Gärung						
Gärkühlung; 12° zu 16° max.	kWh/hl (U=1/3)	2,92	Gärgut W	1.604,00	hl	4.685,27
Luftzirkulation Gärkeller	kWh/hl vergor. Wein	0,19	Gärgut W & R	1.985,84	hl	377,31
BSA						
elektrische Heizstäbe	kWh/1000 l	13,6	Presswein R	29,80	1000 l	405,28
Weinsteinentfernung						
Dämpfen Tanks	kWh/1000 l	1,50	WW & RW	186,18	1000 l	279,26
Schönung/Filtration						
Rührwerk	kWh/1000 l	0,01	WW & RW	186,18	1000 l	1,86
Kieselgurfiltration 1. Abstich	kWh/1000 l	0,68	Jungwein R & W	151,18	1000 l	102,80
Kieselgurfiltration 2. Abstich	kWh/1000 l	0,68	Jungwein R & W	181,18	1000 l	123,20
Filtration Trub Kieselgur	kWh/hl Mosttrub	2,40	Trub W	84,00	hl	201,60
Filtration Hefe Kieselgur	kWh/hl Hefetrub	2,20	Hefetrub W & R	35,00	hl	77,00
Schichtenfiltration vor Füllung	kWh/1000 l	0,27	WW & RW	186,18	1000 l	50,27
Abfüllung						
Pumpen	kWh/hl produz. Wein	0,38	WW & RW	1.861,75	hl	707,47
Flaschenreinigung	kWh/100 Flaschen	0,17	WW & RW	2.482,33	100 Fl.	422,00
Flaschensterilisation	kWh/100 Flaschen	0,04	WW & RW	2.482,33	100 Fl.	99,29
Flaschenfüllung	kWh/100 Flaschen	2,78	WW & RW	2.482,33	100 Fl.	6.900,89
Außenwaschmaschine	kWh/1000 l	5,97	WW & RW	186,18	1000 l	1.111,46
Etikettierung	kWh/1000 l	0,89	WW & RW	186,18	1000 l	165,70
Kartonkleber	kWh/1000 l	0,17	WW & RW	186,18	1000 l	31,65
Lagerung						
Luftzirkulation, Befeuchtung	kWh/h produz. Wein	0,57	WW & RW	1.861,75	hl	1.061,20
Nebenaggregate						
Beleuchtung	kWh/m² Keller	10	Kellerfläche	1.079,82	m²	10.798,20
Boiler Heißwasser	kWh/hl produz. Wein	4,67	WW & RW	1.861,75	hl	8.694,37
Gabelstapler	kWh/hl produz. Wein	2,77	WW & RW	1.861,75	hl	5.157,05
ZS Verbrauch Kellerwirtschaft (≅ 93 %)					kWh	45.546,47
Peripherie-Verbraucher						
Büros / sonst. Räume	vom ges. Strom	6%			≅	2.938,48
Andere Verbraucher	vom ges. Strom	1%			≅	489,75
Elektrische Energie Kellerwirtschaft & Sonstiges				kWh	48.974,70	
				kWh/l	0,263	
				kWh/ha	1.780,90	
				kg CO₂e/ha	760,44	

Aus der Übersicht geht hervor, dass der Energieverbrauch in der Kellerwirtschaft pro Liter erzeugtem Wein bei 0,263 kWh liegt. Auf die Bewirtschaftungsfläche von einem Hektar bezogen, ergibt sich ein Wert von 1.780,90 kWh. Für den Modellbetrieb mit seiner Bewirtschaftungsfläche von 27,5 ha beträgt der Gesamtverbrauch der Kellerwirtschaft gemäß Tabelle 48.974,70 kWh. Als Großverbraucher treten die Prozesse Flaschenfüllung, Heißwasserbereitung und Gärkühlung hervor. Mit einem Gesamtverbrauch von 10.798,20 kWh sticht zudem die Beleuchtung heraus. Es wird vermutet, dass die zugrunde liegenden Quellen auf Annahmen mit herkömmlichen Glüh- oder Metalldampflampen beruhen. Im Zeitalter von LED-Technologie erscheint der flächenbezogene Kennwert von 10 kWh/m²*Jahr als obsolet. Da das Baujahr des Wirtschaftsgebäudes jedoch auf das Jahr 1999 datiert wurde, ist der Kennwert nicht realitätsfern. Er versinnbildlicht vielmehr verborgenes bzw. nicht ausgeschöpftes Optimierungspotenzial einer Einzelmaßnahme.

Das Produkt von Energieverbrauch pro Hektar und Emissionen pro kWh elektrischer Energie gibt Auskunft über die flächenbezogenen Emissionen der Kellerwirtschaft. Als CO₂e-Emissionsfaktor wurde der Wert von 427 g/kWh angenommen. Dieser gründet auf einer Schätzung des Umweltbundesamtes (2020) für den deutschen Strommix bei inländischem Verbrauch auf Basis des Jahres 2019. Unter Berücksichtigung von indirekten Emissionen der Vorkette zur Rohstoffbereitstellung erhöht sich dieser Faktor nach Angaben des LfU Bayern (2016) auf 520 g/kWh. Die Gesamtemissionen steigen in diesem Fall von 760,44 auf 926,07 kg CO₂e/ha. Im Ergebnis übertreffen die Emissionen der zweiten Produktionsphase die der landwirtschaftlichen Phase deutlich. Der eher geringe Unterschied bei Betrachtung des reinen Energieverbrauchs – 1.501,68 zu 1.780,90 kWh/ha – vergrößert sich auf Emissionsseite aufgrund des im Vergleich zum Dieselkraftstoff ungünstigeren Emissionsfaktors des Strommixes.

4.1.3 Energiebedarf und Emissionen des Gebäudes

Tabelle 14 zeigt die Berechnung des jährlichen Gebäudeenergiebedarfs für das Weinwirtschaftsgebäude. Der Baukörper weist eine Kubatur von 8.104,65 m³ auf. Hiervon entfallen 5.831,24 m³ auf unbeheizte, 205,11 m³ auf beheizte sowie 2.068,29 m³ auf wenig beheizte Räumlichkeiten. Den beiden Kategorien „beheizt“ und „wenig beheizt“ wird jeweils ein spezifischer Energiebedarf gemäß Wärmeschutzverordnung unterstellt.

Tabelle 14: Berechnung von Kubatur, Jahresheizwärme- und Jahrestransmissionswärmebedarf des Weinwirtschaftsgebäudes

Kubatur	
<i>Fläche Giebel = (Breite x Höhe) / 2</i>	
Breite in m	26,10
Höhe über Traufe in m	2,30
G Giebel in m ²	30,03
<i>Volumen Dachraum: $V_{Dach} = G \times h$</i>	
h in m	46,00
V _{Dach} in m ³	1.381,29
<i>Volumen Quader ohne Dachraum: $V = l*b*h$</i>	
Länge in m	46,00
Breite in m	26,10
Höhe in m	5,60
V _{Quader} in m ³	6.723,36
V_{gesamt} in m³	8.104,65
Wärmeenergiebedarf	
<i>1. Kategorie „unbeheizt“ (T < 12 °C)</i>	
<i>V in m³</i>	
Tanklager	2.885,15
Vollgutlager	2.837,27
Technik/Heizung	108,80
V _{unbeheizt} in m ³	5.831,24
<i>2. Kategorie „beheizt“ (T ≥ 19 °C)</i>	
<i>V in m³</i>	
Toiletten	17,16
Büros	62,40
Labor	31,20
Personalräume	38,97
Flur	55,38
V _{beheizt} in m ³	205,11
<i>Umfassungsfläche A „beheizt“</i>	
<i>Teilflächen in m²</i>	
Grundfläche	78,89
Außenwände inkl. Fenster	57,30
Zwischendecke	78,89
Zwischenwände	57,30
Summe A	272,39
A / V - Verhältnis	1,33
QH _{max} gemäß Anl. 1 WschVO kWh/(m ³ * a)	32,00
QH_{max} „beheizt“ in kWh	6.563,65
<i>3. Kategorie „wenig beheizt“ (T > 12 °C; < 19 °C)</i>	
<i>V in m³</i>	
Mehrzweckraum	1.923,99
Lager Betriebsmittel	144,30
V _{wenig-beheizt} in m ³	2.068,29
<i>Umfassungsfläche A „wenig beheizt“</i>	
<i>Teilflächen in m²</i>	
Grundfläche	340,51
Dachfläche	289,41
Außenwände inkl. Fenster/Tore	148,30
Zwischenwände	336,53
Zwischendecke	55,50
Summe A	1.170,25

A / V - Verhältnis	0,57
QT _{max} gemäß Anl. 2 WschVO kWh/(m ³ * a)	11,00
QT _{max} „wenig beheizt“ in kWh	22.751,24
Thermische Energie Gebäude	kWh 29.314,89
	kWh/l 0,1575
	kWh/ha 1.065,00
	kg CO₂e/ha 213,20

Aus den dargestellten Werten ist ersichtlich, dass die Wärmeenergie für das Gebäude mit insgesamt 29.314,89 kWh den niedrigsten Verbrauchswert der drei analysierten Phasen verzeichnet. Für die Ermittlung der in der Tabelle ausgegebenen Emissionen pro Hektar wurde angenommen, dass die Raumwärme im Modellbetrieb mittels einer Brennwertheizung mit dem Energieträger Erdgas bereitgestellt wird.

Das österreichische Umweltbundesamt liefert für Erdgas einen CO₂e-Emissionsfaktor von 200 g/kWh für die Direktmissionen. Sofern die Emissionen der Vorkette miterfasst werden, steigt dieser Faktor auf 271 g CO₂e/kWh. Heizöl als alternativer Energieträger für die Wärmeerzeugung verzeichnet mit 271 (direkte Emissionen) bzw. 337 g CO₂e/kWh (direkte- und indirekte Emissionen) einen höheren Ausstoß an Treibhausgasen pro Energieeinheit (Umweltbundesamt AUT, 2020). Heizsysteme auf Basis nachwachsender Rohstoffe, wie beispielsweise Holzhackschnitzel, Stückholz oder Pellets, weisen deutlich niedrigere Emissionen pro Energieeinheit auf. Ihre Verbreitung in Weinbaubetrieben ist jedoch im Vergleich zu Erdgas und Heizöl von untergeordneter Bedeutung. Sie sind deshalb für eine objektive Bemessung von Emissionskennzahlen an dieser Stelle nicht zweckdienlich.

4.1.4 Zusammenfassung von Energieverbrauch und Emissionen

Der Gesamtenergieverbrauch im Modellbetrieb wurde anhand eines Standardbewirtschaftungsschemas für den Außenbetrieb, konkreter kellerwirtschaftlicher Prozessabläufe mit beteiligten Verbrauchern sowie einer Wärmebedarfsermittlung des Wirtschaftsgebäudes ermittelt. Er beläuft sich auf insgesamt 119.585,82 kWh bei der gegebenen Bewirtschaftungsfläche von 27,5 ha bzw. auf 4.348,58 kWh/ha.

In Tabelle 15 werden die wichtigsten Kennzahlen gegenübergestellt. Sie dienen als Grundlage zur Bemessung möglicher Einsparpotenziale, die im Rahmen der Nutzungsstrategien ausgearbeitet werden.

Tabelle 15: Zusammenfassung von Energieverbrauch und Emissionen nach Teilphasen

		Phase 1 Außenbetrieb	Phase 2 Kellerwirtschaft	Phase 3 Gebäude	Summe Phasen 1-3	
Energie	kWh	41.296,229	48.974,700	29.314,891	119.585,820	
	kWh/ha	1.501,681	1.780,898	1.065,996	4.348,575	
	kWh/l	0,222	0,263	0,157	0,642	
Emissionen	direkt	kg/ha	412,854	760,444	213,199	1.386,497
		kg/l	0,061	0,112	0,031	0,205
	direkt & indirekt	kg/ha	482,650	926,067	288,885	1.697,602
		kg/l	0,071	0,137	0,043	0,251

Nicht in dieser Aufstellung erfasst sind sämtliche Verbräuche und Emissionen außerhalb der Grenzen der definierten Phasen. Hierbei werden weitere signifikante Emissionen freigesetzt, in hohem Maße beispielsweise durch Produktion und Bereitstellung von Verpackungsmitteln sowie durch die Distribution des Endproduktes zur Verkaufsstelle. Weil jedoch die mögliche Nutzung von photovoltaischer Energie im Mittelpunkt des Interesses steht, werden keine peripheren Energieströme und Emissionen ohne direkten räumlichen Bezug zur Betriebsstätte betrachtet.

4.2 Leistungsfähigkeit der PV-Anlagen

Für die Ermittlung der langfristigen Leistungsfähigkeit einer PV-Anlage am Standort des Modellbetriebs wurden die realen Leistungsdaten einer „jungen“ Bestandsanlage mit Strahlungsdaten eines 12-jährigen Beobachtungszeitraums hinterlegt. Nachfolgend wird das Ergebnis der Datenaufbereitung präsentiert, bevor anschließend die einzelnen Modellvarianten in den Fokus einer Leistungs- und Wirtschaftlichkeitsbewertung rücken.

4.2.1 PVGIS Datenanalyse zum Ertragspotenzial am Standort

Nachfolgende Tabelle 16 fasst die Analyse des PVGIS-Datensatzes zusammen.

Tabelle 16: Strahlungserträge pro m² am Modellstandort nach Anlagenausrichtung und Strahlungsanteil

		Südseite in W/m ²			in kWh
Jahr	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	G(i)	E _{absolut} Süd
2005	644.733,33	601.509,34	1.762,91	1.248.005,58	1.248,01
2006	660.657,49	572.882,96	1.753,82	1.235.294,27	1.235,29
2007	674.328,51	564.025,89	1.746,30	1.240.100,70	1.240,10
2008	579.876,91	586.663,28	1.659,85	1.168.200,04	1.168,20
2009	656.588,09	580.896,27	1.756,07	1.239.240,43	1.239,24
2010	641.158,78	592.054,16	1.761,14	1.234.974,08	1.234,97
2011	706.228,08	601.324,71	1.843,29	1.309.396,08	1.309,40
2012	639.470,45	607.448,28	1.765,48	1.248.684,21	1.248,68
2013	569.034,80	568.875,45	1.626,73	1.139.536,98	1.139,54
2014	645.365,77	602.053,24	1.771,88	1.249.190,89	1.249,19
2015	672.707,93	588.532,31	1.789,91	1.263.030,15	1.263,03
2016	548.487,25	595.053,90	1.629,61	1.145.170,76	1.145,17
2005-2016	7.638.637,39	7.061.319,79	20.866,99	14.720.824,17	14.720,82
Ø	636.553,12	588.443,32	1.738,92	1.226.735,35	1.226,74
		Nordseite in W/m ²			in kWh
Jahr	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	G(i)	E _{absolut} Nord
2005	480.526,37	568.781,48	1.761,17	1.051.069,02	1.051,07
2006	508.233,41	542.141,13	1.753,00	1.052.127,54	1.052,13
2007	504.588,63	530.422,36	1.744,89	1.036.755,88	1.036,76
2008	437.861,53	557.420,61	1.658,89	996.941,03	996,94
2009	500.474,79	548.769,28	1.755,02	1.050.999,09	1.051,00
2010	497.202,07	562.476,45	1.760,05	1.061.438,57	1.061,44
2011	526.325,02	565.406,30	1.841,90	1.093.573,22	1.093,57
2012	478.614,57	573.922,79	1.763,99	1.054.301,35	1.054,30
2013	439.482,75	541.818,55	1.625,44	982.926,74	982,93
2014	490.444,54	569.682,16	1.770,97	1.061.897,67	1.061,90
2015	513.707,92	555.912,89	1.788,66	1.071.409,47	1.071,41
2016	411.892,99	566.972,26	1.628,00	980.493,25	980,49
2005-2016	5.789.354,59	6.683.726,26	20.851,98	12.493.932,83	12.493,93
Ø	482.446,22	556.977,19	1.737,66	1.041.161,07	1.041,16
		Ø Nord/Süd gesamt in W/m ²			in kWh
Jahr	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	G(i)	E _{absolut} N-S
2005-2016	559.499,67	572.710,25	1.738,29	1.133.948,21	1.133,95

Es wurden die Jahressummen der Strahlungsleistung nach den verschiedenen Strahlungsanteilen $G_b(i)$, $G_d(i)$ und $G_r(i)$ sowie die Gesamtstrahlung $G(i)$ abgebildet. Die beiden Dachseiten (Nord/Süd) des Modellgebäudes wurden in der Tabelle getrennt dargestellt, um den Effekt der Ausrichtung zu verdeutlichen. Aufgrund der geringen Dachneigung von 10° weicht der Strahlungsertrag auf der Nordseite jedoch nur um $-15,13\%$ von der begünstigten Südseite ab.

In der letzten Tabellenspalte wurde der Gesamtstrahlungsertrag E_{absolut} für die Einzeljahre und deren Gesamtmittelwert in kWh/m^2 aufgelistet. Der Mittelwert aus den jährlichen Gesamtstrahlungserträgen über den zwölfjährigen Beobachtungszeitraum wurde als $E_{\text{absolutN-S}}$ ausgewiesen und beläuft sich auf $1.133,95 \text{ kWh/m}^2$. Diese Kennzahl wurde als Basis für die weitergehenden Berechnungen zur Leistungsfähigkeit verschiedener PV-Varianten herangezogen. Abbildung 16 visualisiert die Streuung der Strahlungserträge pro Fläche nach Jahren.

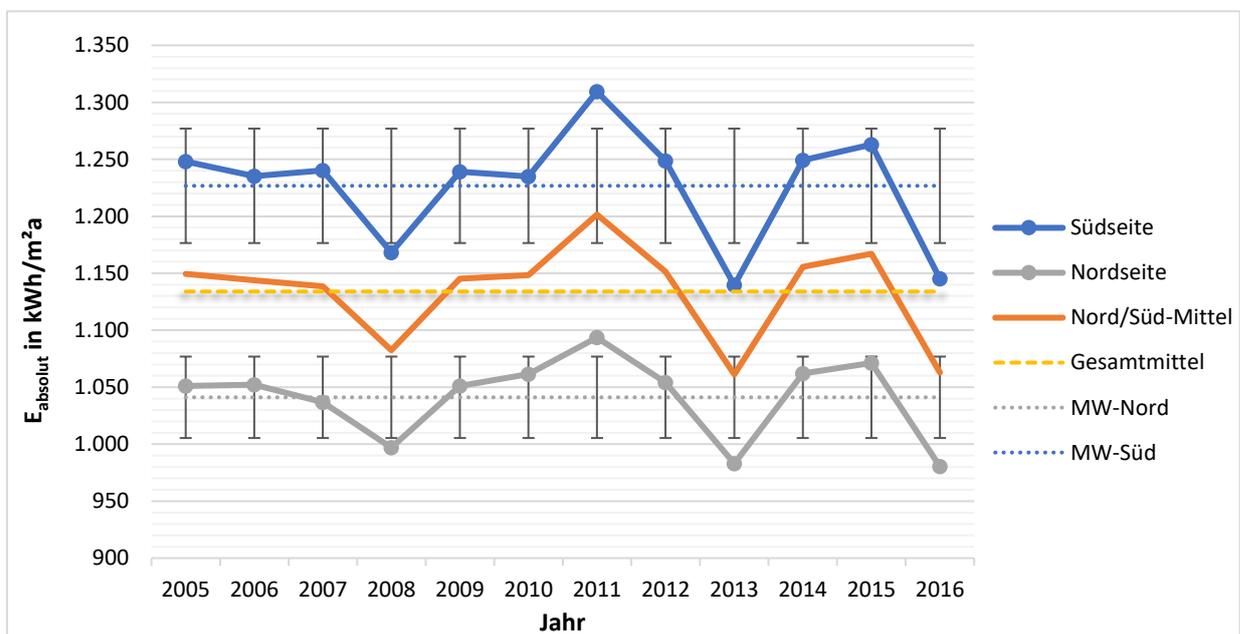


Abbildung 16: Gesamtstrahlungsertrag E_{absolut} pro m^2 von Nord- und Südseite mit einfacher Standardabweichung sowie Jahres- und Gesamtmittel

Die Datenpunkte der Kennlinien von Nord- und Südseite wurden mit der einfachen Standardabweichung hinterlegt. Für die Nordseite beträgt die durchschnittliche Abweichung vom Mittelwert $34,20 \text{ kWh/m}^2$, für die Südseite liegt dieser Indikator bei $48,09 \text{ kWh/m}^2$. Es wird ersichtlich, dass die Strahlungserträge der Nordseite eine geringere Streubreite aufweisen als die der Südseite. Für die Nordseite der Modellanlage liegt eine Spannweite von $113,08 \text{ kWh/m}^2$ mit Extremwerten bei einem Minimum von $980,49$ bzw. einem Maximum

von 1.093,57 kWh/m² vor. Bei der nach Süden ausgerichteten Dachseite sind die Strahlungserträge zwischen dem Minimum 1.139,54 und Maximum von 1.309,40 kWh/m² angesiedelt, was einer Spannweite von 169,86 kWh/m² entspricht. Die maximale Abweichung unter Berücksichtigung beider Faktoren Jahr und Ausrichtung beträgt damit ca. ±15 %.

Der mittlere Strahlungsertrag als wesentlicher Ertragsparameter schwankt über die Jahre bis zu ±6,5 % um den Mittelwert 1.133 kWh/m² zwischen den Extremwerten 1.061,23 (Jahr 2013) und 1.201,48 kWh/m² (Jahr 2011). Die größte Abweichung im direkten Vergleich von zwei aufeinanderfolgenden Jahren wurde 2015/2016 mit -9 % verzeichnet.

Es lässt sich festhalten, dass die Strahlungserträge über den gesamten Beobachtungszeitraum relativ konstant sind. Für die Selbstversorgung mit elektrischer Energie wie auch die Netzeinspeisung kann die Photovoltaik demnach grundsätzlich gut kalkulierbare Beiträge leisten, ungeachtet der Problematik von jahres- und tageszeitlicher Periodik.

4.2.2 Transfer Referenzanlage – Modellbetrieb; Performance Ratio

Für die Referenzanlage am Modellstandort lagen Ertragsdaten aus den Monaten Juli 2019 bis Juni 2020 vor. Da in der Anlage verschiedene Modularten verbaut und an jeweils separaten Wechselrichtern angeschlossen wurden, sind etwaige Leistungsunterschiede nachvollziehbar. Für die vorliegende Arbeit wurde der Hauptfokus jedoch nicht auf Unterschiede der Komponenten gerichtet. Wohlgleich verbessert die Kenntnis über etwaige Abweichungen das objektive Verständnis zum Gesamtpotenzial von Standort und Anlage.

Aus diesem Grund wurden in Tabelle 17 alle Wechselrichter getrennt aufgelistet und die dazugehörigen PV-Erträge dargestellt. Dementsprechend konnten die PR und Anlagen-Volllaststunden als starke Indikatoren für die Leistungsfähigkeit auch gesondert ermittelt werden. Hierfür wurde in der Tabelle ein einheitlicher Wirkungsgrad von 96 % für die Wechselrichter berücksichtigt, der den Herstellerangaben entspricht.

Dies war erforderlich, da das Analysetool im „Sunny Portal“ die Erträge zwar nach Wechselrichtern trennt, aber keine eindeutigen Rückschlüsse auf die finalen Einspeisemengen am Netzeinspeisepunkt zulässt. Diese AC-seitige Zählerleinrichtung liefert jedoch die relevante Rechengröße für die PR und müsste theoretisch für jeden Wechselrichter vorhanden sein, um eine getrennte Analyse ohne einheitlichen Wechselrichterwirkungsgrad zu ermöglichen.

Tabelle 17: Erträge der PV-Referenzanlage am Modellstandort nach Wechselrichtern der unterschiedlichen Modularten und deren Volllaststunden sowie Performance Ratio

Hersteller/Typ	Bauer BS265		Bauer BS310 MC		S-Energy 270 PC	
Wechselrichter	STP 15000TL= WR1		STP 12000TL = WR2		STP 12000TL = WR3	
Modulart	polykristallin		monokristallin		polykristallin	
Anz. Module	68		48		52	
Wp/Modul	265		310		270	
kWp gesamt	18,02		14,88		14,04	
Modulfläche m ²	110,40		77,93		84,94	
η-nominell %	16,19		19,09		16,53	
Monat/Jahr	E_{WR} kWh	kWh/kWp	E_{WR} kWh	kWh/kWp	E_{WR} kWh	kWh/kWp
Jul 19	2.797,02	155,22	2.171,24	145,92	2.106,43	150,03
Aug 19	2.274,24	126,21	1.804,95	121,30	1.746,44	124,39
Sep 19	1.631,24	90,52	1.315,91	88,43	1.271,25	90,55
Okt 19	743,92	41,28	618,94	41,60	586,86	41,80
Nov 19	352,23	19,55	300,95	20,22	279,58	19,91
Dez 19	296,20	16,44	256,91	17,27	234,01	16,67
Jan 20	349,67	19,40	300,08	20,17	275,96	19,66
Feb 20	632,93	35,12	525,42	35,31	492,96	35,11
Mrz 20	1.589,54	88,21	1.287,99	86,56	1.243,84	88,59
Apr 20	2.446,05	135,74	1.936,31	130,13	1.887,76	134,46
Mai 20	2.913,35	161,67	2.242,48	150,70	2.192,19	156,14
Jun 20	2.485,65	137,94	1.927,15	129,51	1.879,53	133,87
Summe	18.512,04	1.027,30	14.688,33	987,12	14.196,81	1.011,17
kWh AC; η-WR 96%	17.771,55		14.100,79		13.628,93	
E_{real} kWh/m²	160,97		180,94		160,45	
Y_F in h	986,21		947,63		970,72	
Y_R in h	1.134		1.134		1.134	
PR	0,87		0,84		0,86	

Hersteller/Typ	Sonnenstrom 270P		LG MonoXPlus 300		LG NeON2 335	
Wechselrichter	STP 12000TL = WR6		STP 12000TL = WR4		STP 12000TL = WR5	
Modulart	polykristallin		monokristallin		monokristallin	
Anz. Module	56		52		44	
Wp/Modul	270		300		335	
kWp gesamt	15,12		15,60		14,74	
Modulfläche m ²	95,20		93,02		78,71	
η-nominell %	15,9		17,5		19,6	
Monat/Jahr	E_{WR} kWh	kWh/kWp	E_{WR} kWh	kWh/kWp	E_{WR} kWh	kWh/kWp
Jul 19	2.264,98	149,80	2.285,24	146,49	2.369,27	160,74
Aug 19	1.879,05	124,28	1.912,13	122,57	1.938,67	131,52
Sep 19	1.362,70	90,13	1.398,83	89,67	1.385,25	93,98
Okt 19	642,88	42,52	656,85	42,11	640,98	43,49
Nov 19	310,87	20,56	318,62	20,42	306,79	20,81
Dez 19	266,85	17,65	273,63	17,54	261,99	17,77
Jan 20	312,44	20,66	320,33	20,53	307,50	20,86
Feb 20	548,43	36,27	561,06	35,97	539,77	36,62
Mrz 20	1.343,90	88,88	1.373,90	88,07	1.340,25	90,93
Apr 20	2.047,08	135,39	2.065,26	132,39	2.053,93	139,34
Mai 20	2.365,50	156,45	2.381,01	152,63	2.436,67	165,31
Jun 20	2.024,78	133,91	2.048,26	131,30	2.084,97	141,45
Summe	15.369,44	1.016,50	15.595,12	999,69	15.666,04	1.062,82
kWh AC; η-WR 96%	14.754,66		14.971,31		15.039,40	
E_{real} kWh/m²	154,99		160,95		191,08	
Y_F in h	975,84		959,70		1.020,31	
Y_R in h	1.134		1.134		1.134	
PR	0,86		0,85		0,90	
Referenzanlage gesamt						
kWp gesamt: 92,40						
kWh AC; η-WR 96%: 90.266,66						
Y_F in h: 976,91						
Y_R in h: 1.134						
PR: 0,862						

Wie aus der Tabelle hervorgeht, liegen die Anlagen-Volllaststunden (Y_F) in einer Spannweite von 947,63 (WR2) bis 1.020,31 (WR5) Stunden. Die PR ist in einem Bereich zwischen 0,84 und 0,90 angesiedelt. Die Werte zeigen, dass die zur Verfügung stehende identische Strahlungsenergie von den verschiedenen Modultypen unterschiedlich effizient umgesetzt wird. Abbildung 17 visualisiert die Unterschiede der PR in einem direkten Vergleich aller Wechselrichter, ergänzt um den Mittelwert, der sich auf 0,862 beläuft.

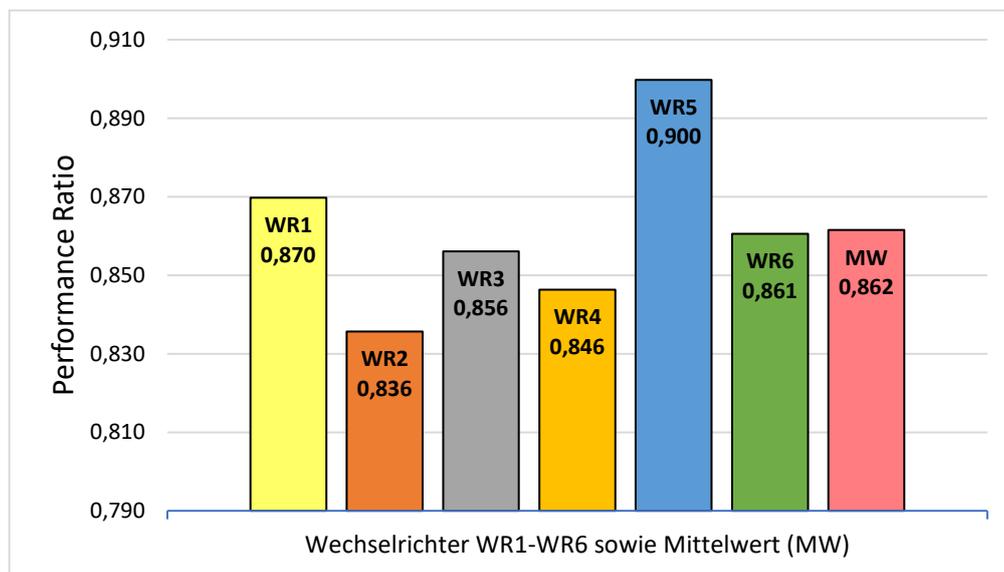


Abbildung 17: Performance Ratio nach einzelnen Wechselrichtern sowie deren Mittelwert

Generell ist zu den ermittelten PR-Kennzahlen anzumerken, dass sie im Kontext eines Literaturvergleichs als gut (WR2) bis hervorragend (WR5) zu bewerten sind. Die Referenzanlage liefert deshalb eine solide Basis für die Prognosen zukünftiger Nutzungspotenziale, da sie eine gute Spannbreite ausgereifter und marktüblicher technologischer Potenziale widerspiegelt. Für die Folgeberechnungen zur Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit wurde der PR-Mittelwert übernommen, der den Querschnitt aller Komponenten abbildet.

4.2.3 Mögliche Fehler der Datenvereinigung

In 3.3.3.3 wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Berechnungen zur PR Datensätze unterschiedlicher Zeiträume zusammengeführt wurden. Das Fehlerpotenzial beruht auf einer möglichen Abweichung des realen Strahlungsertrags im Beobachtungszeitraum Juli 2019 bis Juni 2020 vom angenommenen PVGIS-Mittelwert der Jahre 2005-2016. Tabelle 18 veranschaulicht die Effekte eines potenziell höheren bzw. niedrigeren tatsächlichen Strahlungsertrags auf den Referenzertrag Y_R und daraus abgeleitet die PR im Vergleich zu dem zentral dargestellten PR-Mittelwert auf Basis von $E_{\text{absolut}}N\text{-S}$. Hierzu wurden die Extremwerte des

Strahlungsertrags unter Berücksichtigung der einfachen Standardabweichung bestimmt und in die Berechnung zur PR eingebunden.

Tabelle 18: Potenzielle Dynamik der PR bei Veränderung des Einstrahlungsertrags auf Basis der ermittelten Standardabweichung

Strahlungsertrag	$E_{\text{absolutN-S}} + \text{Stabw.}$	$E_{\text{absolutN-S}}$	$E_{\text{absolutN-S}} - \text{Stabw.}$
kWp gesamt		92,40	
kWh AC; η-WR 96%		90.266,66	
Y_F in h		976,91	
Y_R in h	1.175	1.134	1.093
PR	0,831	0,862	0,894

Die Tabelle verdeutlicht, wie sich die PR bei einer Manipulation des Strahlungsertrags verändert. Charakteristisch ist hierbei die Tatsache, dass die Auswirkungen des Strahlungsertrags nahezu identisch mit den in Abbildung 17 geschilderten Effekten auf Komponentenebene sind.

Insofern erhärtet sich die Einschätzung, dass die gewählte Methodik ein kalkulierbares Fehlerrisiko birgt, dass die angestrebten generellen Aussagen zur Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit nicht gravierend beeinträchtigt.

4.3 Leistung und Wirtschaftlichkeit der PV-Varianten

Die bisherigen Ergebnisse wurden mit den unter 3.3.1 und 3.3.2 geschilderten Annahmen in einer „Excel“-Tabelle zusammengeführt. Anschließend wurde zunächst die Leistungsfähigkeit der einzelnen Varianten von „Alt-“ und „Neuanlagen“ bemessen. Darauf aufbauend fand eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der Varianten mit dem Ziel statt, das monetäre Zukunftspotenzial der Anlagen realistisch einschätzen zu können.

4.3.1 Leistung und Wirtschaftlichkeit Variante 1 (V1) und Variante 2 (V2)

Die beiden Varianten V1 und V2 repräsentieren die Bestandsanlagen, deren Einspeisevergütung nach einem 20-jährigen Zeitraum mit dem 31.12.2020 abgelaufen ist. Tabelle 19 fasst alle wesentlichen Parameter zusammen, die für eine Prognose der Leistungsfähigkeit über die Nutzungsdauer relevant sind.

Tabelle 19: Grundlagenparameter zur Prognose der Leistungsfähigkeit der Modellvarianten V1 und V2

Grundlagenparameter	V1	V2
Inbetriebnahme der Anlagen	01.04.2000	
Ende der EEG-Einspeisevergütung	31.12.2020	
Restnutzungsdauer nach Repowering	12 Jahre	
voraussichtl. Ende der Nutzung	31.12.2032	
Anlagenfläche gesamt	730 m ²	236,25 m ²
Anzahl Module	840	272
Nennleistung pro Modul	110 W _p	
Nennleistung	92,4 kW _p	30 kW _p
Performance Ratio	0,775	
Degradation p.a.	0,50%	
Eigenverbrauchsquote	12 %	35 %
Strahlungsertrag pro m ²	1.133,95 kWh/a	

Farblich hinterlegte Felder kennzeichnen abweichende Parameter, während alle identischen Annahmen ohne Hintergrundfarbe dargestellt wurden. Auf Basis der vorausgegangenen Berechnungen wurde so zum Beispiel der Strahlungsertrag pro m² für beide Varianten übernommen.

Mittels der Grundlagenparameter wurden die Jahresenergieerträge über die Nutzungsdauer für die beiden Varianten in einer „Excel“-Tabelle berechnet. Aus Tabelle 20 geht die Dynamik der rückläufigen Erträge aufgrund fortschreitender Degradation hervor. Zudem zeigen die Energieerträge pro kW_p-Nennleistung ($E_{kwp\text{brutto}}$ bzw. $E_{kwp\text{netto}}$), zu welchem Effekt zusätzlich die niedrigere Performance Ratio führt. Im Gegensatz zur Degradation charakterisiert diese jedoch nicht den Leistungsverlust aufgrund des Alters, sondern der technisch weniger ausgereiften Komponenten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. In Bezug auf den Weiterbetriebszeitraum errechnet sich der Gesamtwirkungsgrad der Varianten V1 und V2 demnach auf ca. 9 %. Die Effizienz der Bestandsanlagen unterscheidet sich demnach aufgrund von alterungs- und technologiebedingten Faktoren deutlich von der Leistungsfähigkeit moderner PV-Anlagen.

Tabelle 20: Prognose des Jahresenergieertrags der Varianten V1 und V2 über die Gesamtnutzungsdauer

Jahr	E_{kwp}brutto <i>kWh/kWp</i>	Degr. <i>%</i>	Degr. <i>kWh/kWp</i>	E_{kwp}netto <i>kWh/kWp</i>	Ertrag V1 <i>kWh</i>	Ertrag V2 <i>kWh</i>
01.01.2021	878,81	9,875	86,78	792,03	73.183,45	23.760,86
2022	878,81	10,375	91,18	787,63	72.777,32	23.629,00
2023	878,81	10,875	95,57	783,24	72.371,31	23.497,18
2024	878,81	11,375	99,96	778,85	71.965,30	23.365,36
2025	878,81	11,875	104,36	774,45	71.559,29	23.233,54
2026	878,81	12,375	108,75	770,06	71.153,28	23.101,71
2027	878,81	12,875	113,15	765,66	70.747,27	22.969,89
2028	878,81	13,375	117,54	761,27	70.341,26	22.838,07
2029	878,81	13,875	121,93	756,87	69.935,25	22.706,25
2030	878,81	14,375	126,33	752,48	69.529,24	22.574,43
2031	878,81	14,875	130,72	748,09	69.123,23	22.442,61
31.12.2032	878,81	15,375	135,12	743,69	68.717,22	22.310,79
2021-2032			Summe	9.214,32	851.403,41	276.429,68

Für die Bemessung der Wirtschaftlichkeit beider Varianten rücken die Investitionen, laufenden Kosten sowie Erlöse für die prognostizierten Energieerträge in den Mittelpunkt des Interesses. Tabelle 21 bildet die relevanten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab, die unter Punkt 3.3.1 ausgeführt wurden.

Tabelle 21: Parameter zur Bemessung der Wirtschaftlichkeit der Modellvarianten V1 und V2

Wirtschaftliche Parameter	V1	V2
Investition Repowering	15.210,00 €	10.550,00 €
Wartung p.a. (ab Jahr 2)	900,00 €	300,00 €
Haftpflichtversicherung p.a.	50,00 €	
Miete intelligenter Zähler p.a.	200,00 €	130,00 €
<i>Preissteigerung Betriebskosten p.a.</i>	<i>1,00%</i>	
Strompreis Netzbezug pro kWh	26,6 ct	
<i>Preissteigerung Netzbezug p.a.</i>	<i>1,50%</i>	
Erlös Direktvermarktung pro kWh	3,5 ct	
EEG-Umlage Eigenverbrauch pro kWh	2,6 ct	-

Als erste Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit der beiden Modellanlagen wurden die Energiegestehungskosten berechnet. Wie unter 3.5.1 erläutert, leiten sich diese aus dem Quotienten der jährlichen Durchschnittskosten und der durchschnittlichen Jahresenergie ab. Tabelle 22 listet sämtliche Kosten sowie die entsprechenden Energieerträge der Betriebsjahre

auf, leitet die Rechengrößen K_a und E_a ab und präsentiert die Stromgestehungskosten K_E für die Varianten 1 und 2.

Tabelle 22: Kosten und Energieerträge über die Nutzungsdauer sowie Energiegestehungskosten K_E der Varianten V1 und V2

Jahr	V1		V2		
	K_i in €	E_i in kWh	K_i in €	E_i in kWh	
2021	250,00 €	73.183,45	180,00 €	23.760,86	
2022	1.152,50 €	72.777,32	481,80 €	23.629,00	
2023	1.164,03 €	72.371,31	486,62 €	23.497,18	
2024	1.175,67 €	71.965,30	491,48 €	23.365,36	
2025	1.187,42 €	71.559,29	496,40 €	23.233,54	
2026	1.199,30 €	71.153,28	501,36 €	23.101,71	
2027	1.211,29 €	70.747,27	506,38 €	22.969,89	
2028	1.223,40 €	70.341,26	511,44 €	22.838,07	
2029	1.235,64 €	69.935,25	516,55 €	22.706,25	
2030	1.247,99 €	69.529,24	521,72 €	22.574,43	
2031	1.260,47 €	69.123,23	526,94 €	22.442,61	
2032	1.273,08 €	68.717,22	532,21 €	22.310,79	
K_0	15.210,00 €		10.550,00 €		Ausgangsinvestition
K_a	2.399,23 €		1.358,58 €		Ø Jahreskosten
E_a	70.950,28		23.035,81		Ø Jahresenergie
K_E	0,03 €		0,06 €		Energiegestehungskosten

Die Gestehungskosten der 30-kWp-Anlage sind doppelt so hoch wie der Vergleichswert für die 92,4 kWp-Anlage. Ausschlaggebend hierfür sind in erster Linie die im Verhältnis hohen Ausgangsinvestitionen für das Repowering. Insbesondere die Kosten zur Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf die Netzinfrastruktur sind von der Größe der Anlage unabhängig und fallen deshalb bei der kleinen Anlage schwerer ins Gewicht. Zwar verzeichnen auch die Betriebskosten eine negative Tendenz mit steigender Anlagengröße, dieser Effekt ist jedoch deutlich geringer.

Bei der Ermittlung der Amortisationszeit spielen die Einnahmen, die im vorliegenden Fall über die Energieerträge generiert werden, eine zentrale Rolle. Hierbei ist bei V1 zwischen den Erlösen für die direktvermarktete Energie (E_{DV}) und der monetären Bemessung des Eigenverbrauchs (E_{EV}) zu differenzieren. Der wirtschaftliche Vorteil des Eigenverbrauchs bemisst sich aus dem analogen Fremdbezugspreis der Periode abzüglich der reduzierten EEG-Umlage multipliziert mit der Eigenverbrauchsmenge.

Wie unter Punkt 3.5.2 geschildert wurde aus beiden genannten Komponenten eine mittlere Vergütung K_{Mittel} berechnet, welche deren jeweiligen Anteil vom Gesamtenergieertrag E_i widerspiegelt.

Tabelle 23 präsentiert die Übersicht der „Excel“-Berechnungen, woraus die Überschüsse der einzelnen Jahre über die Nutzungsdauer ersichtlich werden. Die Amortisationszeit, als Quotient von Investitionskosten K_0 und durchschnittlichem Jahresüberschuss, beträgt im vorliegenden Fall 4,62 Jahre. Das bedeutet, dass die Investition durch die Einnahmenüberschüsse, als Differenz sämtlicher Einnahmen und Ausgaben, nach 4,62 Jahren vollständig zurückgeflossen ist.

Tabelle 23: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V1 in Jahren

V1								
T	E_i kWh	E_{EV} in kWh	E_{DV} in kWh	K_{Bezug} ct/kWh	K_{Mittel} ct/kWh	K_{Ein} €/a	K_{Betrieb} €/a	$K_{\text{Überschuss}}$ €/a
1	73.183,45	8.782,01	64.401,43	26,60	5,96	4.361,73 €	250,00 €	4.111,73 €
2	72.777,32	8.733,28	64.044,04	27,00	6,01	4.372,37 €	1.152,50 €	3.219,87 €
3	72.371,31	8.684,56	63.686,75	27,40	6,06	4.383,15 €	1.164,03 €	3.219,13 €
4	71.965,30	8.635,84	63.329,46	27,82	6,11	4.394,06 €	1.175,67 €	3.218,40 €
5	71.559,29	8.587,11	62.972,18	28,23	6,16	4.405,10 €	1.187,42 €	3.217,68 €
6	71.153,28	8.538,39	62.614,89	28,66	6,21	4.416,26 €	1.199,30 €	3.216,97 €
7	70.747,27	8.489,67	62.257,60	29,09	6,26	4.427,56 €	1.211,29 €	3.216,27 €
8	70.341,26	8.440,95	61.900,31	29,52	6,31	4.438,97 €	1.223,40 €	3.215,57 €
9	69.935,25	8.392,23	61.543,02	29,96	6,36	4.450,51 €	1.235,64 €	3.214,88 €
10	69.529,24	8.343,51	61.185,73	30,41	6,42	4.462,18 €	1.247,99 €	3.214,19 €
11	69.123,23	8.294,79	60.828,44	30,87	6,47	4.473,96 €	1.260,47 €	3.213,49 €
12	68.717,22	8.246,07	60.471,15	31,33	6,53	4.485,87 €	1.273,08 €	3.212,79 €
Ø $K_{\text{Überschuss}}$ in €/a								3.290,91 €
K_0 in €								15.210,00 €
$T_{\text{Amortisation}}$ in a								4,62

Aus Tabelle 24 gehen die Berechnungen zur Amortisationszeit für Variante 2 hervor. Für die Ermittlung des Eigenverbrauchsvorteils war in diesem Fall die EEG-Umlage irrelevant, da aufgrund der Neuregelung des EEG auf die gesamten Energieerträge der Anlage eine Umlagebefreiung greift. Der Vorteil des Eigenverbrauchs schlägt in diesem Fall in der vollen Höhe des Fremdbezugspreis für die betreffende Energiemenge zu Buche.

Tabelle 24: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V2 in Jahren

V2								
T	E _i kWh	E _{EV} in kWh	E _{DV} in kWh	K _{Bezug} ct/kWh	K _{Mittel} ct/kWh	K _{Ein} €/a	K _{Betrieb} €/a	K _{Überschuss} €/a
1	23.760,86	8.316,30	15.444,56	26,60	11,59	2.752,70 €	180,00 €	2.572,70 €
2	23.629,00	8.270,15	15.358,85	27,00	11,72	2.770,42 €	481,80 €	2.288,62 €
3	23.497,18	8.224,01	15.273,17	27,40	11,87	2.788,27 €	486,62 €	2.301,65 €
4	23.365,36	8.177,88	15.187,48	27,82	12,01	2.806,24 €	491,48 €	2.314,76 €
5	23.233,54	8.131,74	15.101,80	28,23	12,16	2.824,34 €	496,40 €	2.327,94 €
6	23.101,71	8.085,60	15.016,11	28,66	12,30	2.842,55 €	501,36 €	2.341,19 €
7	22.969,89	8.039,46	14.930,43	29,09	12,45	2.860,89 €	506,38 €	2.354,51 €
8	22.838,07	7.993,32	14.844,75	29,52	12,61	2.879,35 €	511,44 €	2.367,91 €
9	22.706,25	7.947,19	14.759,06	29,96	12,76	2.897,92 €	516,55 €	2.381,36 €
10	22.574,43	7.901,05	14.673,38	30,41	12,92	2.916,61 €	521,72 €	2.394,89 €
11	22.442,61	7.854,91	14.587,69	30,87	13,08	2.935,41 €	526,94 €	2.408,47 €
12	22.310,79	7.808,77	14.502,01	31,33	13,24	2.954,33 €	532,21 €	2.422,12 €
							Ø K_{Überschuss} in €/a	2.373,01 €
							K₀ in €	10.550,00 €
							T_{Amortisation} in a	4,45

V2 verzeichnet eine Amortisationszeit von 4,45 Jahren, bis die getätigte Investition des Repowering wieder durch die Überschüsse gedeckt wurde.

Im Vergleich der beiden umgerüsteten Bestandsanlagen wird die Amortisation der kleineren Modellanlage mit einer Nennleistung von 30 kW_p demnach um ca. 0,17 Jahre bzw. 62 Tage schneller realisiert als bei der leistungsstärkeren Variante.

Für die Berechnungen nach der Kapitalwertmethode wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 1,5 % berücksichtigt. Das negative Anfangskapital -K₀ wurde fortlaufend um die als Cash-flow abgezinsten Barwerte korrigiert. Der Verlauf des Kapitalwertes KW ist aus Tabelle 25 ersichtlich.

Tabelle 25: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V1

V1							
T	E _i kWh	K _{Bezug} ct/kWh	KW €/T	K _{Ein} €/T	K _{Betrieb} €/T	Barwert €/T	Cashflow €/T
0	0	0	-15.210,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	73.183,45	26,60	-11.159,03 €	4.361,73 €	250,00 €	4.111,73 €	4.050,97 €
2	72.777,32	27,00	-8.033,62 €	4.372,37 €	1.152,50 €	3.219,87 €	3.125,41 €
3	72.371,31	27,40	-4.955,12 €	4.383,15 €	1.164,03 €	3.219,13 €	3.078,51 €
4	71.965,30	27,82	-1.922,79 €	4.394,06 €	1.175,67 €	3.218,40 €	3.032,32 €
5	71.559,29	28,23	1.064,05 €	4.405,10 €	1.187,42 €	3.217,68 €	2.986,84 €
6	71.153,28	28,66	4.006,10 €	4.416,26 €	1.199,30 €	3.216,97 €	2.942,05 €
7	70.747,27	29,09	6.904,04 €	4.427,56 €	1.211,29 €	3.216,27 €	2.897,94 €
8	70.341,26	29,52	9.758,54 €	4.438,97 €	1.223,40 €	3.215,57 €	2.854,50 €
9	69.935,25	29,96	12.570,25 €	4.450,51 €	1.235,64 €	3.214,88 €	2.811,71 €
10	69.529,24	30,41	15.339,81 €	4.462,18 €	1.247,99 €	3.214,19 €	2.769,56 €
11	69.123,23	30,87	18.067,85 €	4.473,96 €	1.260,47 €	3.213,49 €	2.728,04 €
12	68.717,22	31,33	20.754,99 €	4.485,87 €	1.273,08 €	3.212,79 €	2.687,14 €

Variante 1 verzeichnet erstmals im 5. Jahr einen positiven Kapitalwert. Zu dieser Periode wurden sämtliche Auszahlungen zu T₀ inklusive der berücksichtigten Zinsen über den Cashflow wieder eingezahlt. Da keine erneute Auszahlung nach dieser Periode getätigt wurde, tragen sämtliche darauffolgenden Überschüsse des Cashflows zu einer Steigerung des Kapitalwerts bei. Die Modellvariante V1 verzeichnet demnach ab Periode 5 ein positives Ergebnis.

Die Vergleichsrechnung für Variante 2 ist in Tabelle 26 dargestellt. Die Schwelle zum positiven Kapitalwert wird in der gleichen Periode (T₅) überschritten. Im Verhältnis zum eingesetzten Kapital wird in V2 jedoch ein insgesamt höherer Gewinn bis zum Ende der Nutzungsdauer erzielt.

Die Investition in das Repowering ist in beiden Fällen wirtschaftlich interessant, weil die generierten Überschüsse die veranschlagten Kapitalkosten deutlich übertreffen. Der effektive Zins für das eingesetzte Kapital ist letztlich höher als die kalkulatorische Annahme von 1,5 %.

Tabelle 26: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V2

V2							
T	E _i kWh	K _{Bezug} ct/kWh	KW €/Periode	K _{Ein} €/T	K _{Betrieb} €/T	Barwert €/T	Cashflow €/T
0	0	0	-10.550,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	29206,65	26,60	-8.015,32 €	2.752,70 €	180,00 €	2.572,70 €	2.534,68 €
2	29089,31	27,00	-5.793,85 €	2.770,42 €	481,80 €	2.288,62 €	2.221,47 €
3	28972,01	27,40	-3.592,74 €	2.788,27 €	486,62 €	2.301,65 €	2.201,11 €
4	28854,72	27,82	-1.411,82 €	2.806,24 €	491,48 €	2.314,76 €	2.180,93 €
5	28737,42	28,23	749,12 €	2.824,34 €	496,40 €	2.327,94 €	2.160,93 €
6	28620,13	28,66	2.890,23 €	2.842,55 €	501,36 €	2.341,19 €	2.141,12 €
7	28502,83	29,09	5.011,71 €	2.860,89 €	506,38 €	2.354,51 €	2.121,48 €
8	28385,54	29,52	7.113,73 €	2.879,35 €	511,44 €	2.367,91 €	2.102,02 €
9	28268,24	29,96	9.196,45 €	2.897,92 €	516,55 €	2.381,36 €	2.082,72 €
10	28150,94	30,41	11.260,05 €	2.916,61 €	521,72 €	2.394,89 €	2.063,60 €
11	28033,65	30,87	13.304,68 €	2.935,41 €	526,94 €	2.408,47 €	2.044,63 €
12	27916,35	31,33	15.330,51 €	2.954,33 €	532,21 €	2.422,12 €	2.025,83 €

4.3.2 Leistung und Wirtschaftlichkeit Variante 3 (V3) und Variante 4 (V4)

Tabelle 27 gibt Auskunft über sämtliche Parameter, die für eine Prognose aller zukünftigen Erträge der Modellvarianten V3 und V4 von Bedeutung sind. Der Betrachtungszeitraum ist mit 20 Jahren länger angesetzt als bei den Bestandsanlagen, da bei Neuanlagen die Dauer der garantierten Einspeisevergütung den Zeithorizont determiniert, während es bei den Bestandsanlagen die zu erwartende Restlebensdauer ist.

Tabelle 27: Grundlagenparameter zur Prognose der Leistungsfähigkeit der Modellvarianten V3 und V4

Grundlagenparameter	V3	V4
Inbetriebnahme der Anlagen	01.01.2021	
Nutzungsdauer	20 Jahre	
Kalkulatorischer Zinssatz	1,5%	
Ende der EEG-Einspeisevergütung	31.12.2041	
Anlagenfläche gesamt	470 m ²	168 m ²
Anzahl Module	280	91
Nennleistung pro Modul	330 W _p	
Nennleistung	92,4 kW _p	30 kW _p
Performance Ratio	0,862	
Degradation p.a.	0,40%	
Eigenverbrauchsquote	12 %	35 %
Strahlungsertrag pro m ²	1.133,95 kWh/a	

Für den Strahlungsertrag wurde der über die PVGIS-Analyse ermittelte Wert, wie auch bei den Varianten 1 und 2, übernommen. Wesentliche Unterscheidungsmerkmale sind die veranschlagte Performance Ratio sowie die Degradation.

Die PR bildet den über die Referenzanlage am Standort ermittelten Wert ab. In Kapitel 2.2.7 wurde die Komplexität und Kontroverse zum Degradationsbegriff mit einem Quelldiskurs veranschaulicht. Die in Tabelle 27 angesetzten 0,40 % p. a. spiegeln einen Querschnitt aktueller Quellangaben wider. Der Unterschied von 0,10 % zu den Bestandsvarianten verleiht dem fortgeschrittenen Reifegrad der Zelltechnologie über zwei Jahrzehnte hinweg Ausdruck.

Einheitliche Annahmen für alle Vergleichsvarianten V1-V4 wären in Bezug auf die beiden erläuterten Parameter unrealistisch. Eine Differenzierung war insofern notwendig, um die Prognose der Leistungsfähigkeit nicht zu verzerren. Tabelle 28 präsentiert das Ergebnis der Leistungsprognose für den Zeitraum 01.01.2021 bis 31.12.2040. Aus den Werten wird die Dynamik der Erträge im Verlauf der Nutzungsdauer ersichtlich.

Tabelle 28: Prognose des Jahresenergieertrags der Varianten V3 und V4 über die Gesamtnutzungsdauer

Jahr	E_{kwp}brutto <i>kWh/kWp</i>	Degr. %	Degr. <i>kWh/kWp</i>	E_{kwp}netto <i>kWh/kWp</i>	Ertrag V3 <i>kWh</i>	Ertrag V4 <i>kWh</i>
01.01.2021	977,46	0,400	3,91	973,56	89.956,49	29.206,65
2022	977,46	0,800	7,82	969,64	89.595,07	29.089,31
2023	977,46	1,200	11,73	965,73	89.233,80	28.972,01
2024	977,46	1,600	15,64	961,82	88.872,53	28.854,72
2025	977,46	2,000	19,55	957,91	88.511,26	28.737,42
2026	977,46	2,400	23,46	954,00	88.149,99	28.620,13
2027	977,46	2,800	27,37	950,09	87.788,72	28.502,83
2028	977,46	3,200	31,28	946,18	87.427,45	28.385,54
2029	977,46	3,600	35,19	942,27	87.066,18	28.268,24
2030	977,46	4,000	39,10	938,36	86.704,91	28.150,94
2031	977,46	4,400	43,01	934,45	86.343,64	28.033,65
2032	977,46	4,800	46,92	930,55	85.982,37	27.916,35
2033	977,46	5,200	50,83	926,64	85.621,10	27.799,06
2034	977,46	5,600	54,74	922,73	85.259,83	27.681,76
2035	977,46	6,000	58,65	918,82	84.898,56	27.564,47
2036	977,46	6,400	62,56	914,91	84.537,29	27.447,17
2037	977,46	6,800	66,47	911,00	84.176,02	27.329,88
2038	977,46	7,200	70,38	907,09	83.814,75	27.212,58
2039	977,46	7,600	74,29	903,18	83.453,48	27.095,28
2040	977,46	8,000	78,20	899,27	83.092,20	26.977,99
2021-2040			Summe	18.728,20	1.730.485,63	561.845,98

Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage errechnet sich auf Basis der Erträge auf ca. 15 % über den dargestellten Zeitraum von 20 Jahren. Ein direkter Vergleich dieser Kennzahl mit dem Vergleichswert der Bestandsanlagen offenbart damit einen deutlichen Unterschied. Zwar hinkt der Vergleich aufgrund des um insgesamt 12 Jahre längeren absoluten Betrachtungszeitraums im Fall von V1 und V2, durch deren Weiterbetrieb über die ursprüngliche Nutzungsdauer hinaus. Wird dieser Zeithorizont jedoch angeglichen, ist der Gesamtwirkungsgrad einer heutigen Neuanlage auch über die Gesamtzeit deutlich höher. Grund hierfür ist, wie bereits erläutert, der technologische Entwicklungsstand leistungsrelevanter Komponenten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Er tangiert, so zumindest die vorherrschende Meinung der gesichteten Quellen, das Leistungsverhalten der Anlage linear über den gesamten Lebenszyklus. Vor dem Hintergrund der deutlichen Unterschiede für den Leistungsindikator PR am Beispiel der Referenzanlage (Tabelle 17) sind jedoch Zweifel an diesem generellen Schluss unausweichlich. In der vorliegenden Arbeit konnte dieser Frage aber nicht tiefgreifender nachgegangen werden, weil die hierzu notwendige Datenbasis nicht vorhanden war. Zur Transformation der Leistungs- in eine Wirtschaftlichkeitsprognose wurden erneut die Kosten über den Nutzungszeitraum ermittelt. Tabelle 29 fasst die relevanten wirtschaftlichen Parameter für sämtliche Folgeberechnungen zur Wirtschaftlichkeit der Varianten V3 und V4 zusammen.

Tabelle 29: Parameter zur Bemessung der Wirtschaftlichkeit der Modellvarianten V3 und V4

Wirtschaftliche Parameter	V3	V4
Investitionssumme	67.855,31 €	26.491,87 €
Erneuerung Wechselrichter Jahr 12	9.798,46 €	2.616,00 €
Zinssatz	1,50%	
Wartung p.a. (ab Jahr 2)	900,00 €	300,00 €
Haftpflichtversicherung p.a.	50,00 €	
Anlagenversicherung	160,00 €	100,00 €
Miete intelligenter Zähler p.a.	200,00 €	130,00 €
<i>Preissteigerung Betriebskosten p.a.</i>	1,00%	
Strompreis Netzbezug pro kWh	26,6 ct	
<i>Preissteigerung Netzbezug p.a.</i>	1,50%	
EEG-Umlage Eigenverbrauch pro kWh	2,6 ct	-
Einspeisevergütung pro kWh bis 10 kW _p	8,16 ct	
Anteil vom Gesamtertrag E _{PV}	10,82%	33,33%
Einspeisevergütung pro kWh bis 40 kW _p	7,93 ct	
Anteil vom Gesamtertrag E _{PV}	32,47%	66,67%
Einspeisevergütung pro kWh bis 100 kW _p	6,22 ct	
Anteil vom Gesamtertrag E _{PV}	56,71%	-

Deutliche Unterschiede zu den wirtschaftlichen Parametern der Bestandsanlagen treten in Form einer Folgeinvestition sowie den nach Leistung gestaffelten Förderungen der garantierten Einspeisevergütung zutage. Die Folgeinvestition repräsentiert den Austausch des Wechselrichters nach einer Lebensdauer von 12 Jahren (K_{12}). Gemeinsam mit den Kosten der Anfangsinvestition K_0 und den laufenden Kosten summieren sich diese zu den Gesamtkosten bzw. – dividiert durch die Nutzungsjahre – zu den durchschnittlichen Jahreskosten K_a . In Tabelle 30 werden die gesamten Kosten über die Nutzungsdauer und alle Energieerträge für die Varianten V3 und V4 visualisiert.

Tabelle 30: Kosten und Energieerträge über die Nutzungsdauer sowie Energiegestehungskosten K_E der Varianten V3 und V4

Jahr	V3		V4		
	K_i in €	E_i in kWh	K_i in €	E_i in kWh	
2021	410,00 €	89.956,49	280,00 €	29.206,65	
2022	1.314,10 €	89.595,07	582,80 €	29.089,31	
2023	1.327,24 €	89.233,80	588,63 €	28.972,01	
2024	1.340,51 €	88.872,53	594,51 €	28.854,72	
2025	1.353,92 €	88.511,26	600,46 €	28.737,42	
2026	1.367,46 €	88.149,99	606,46 €	28.620,13	
2027	1.381,13 €	87.788,72	612,53 €	28.502,83	
2028	1.394,94 €	87.427,45	618,65 €	28.385,54	
2029	1.408,89 €	87.066,18	624,84 €	28.268,24	
2030	1.422,98 €	86.704,91	631,09 €	28.150,94	
2031	1.437,21 €	86.343,64	637,40 €	28.033,65	
2032	1.451,58 €	85.982,37	643,77 €	27.916,35	
2033	1.466,10 €	85.621,10	650,21 €	27.799,06	
2034	1.480,76 €	85.259,83	656,71 €	27.681,76	
2035	1.495,57 €	84.898,56	663,28 €	27.564,47	
2036	1.510,52 €	84.537,29	669,91 €	27.447,17	
2037	1.525,63 €	84.176,02	676,61 €	27.329,88	
2038	1.540,89 €	83.814,75	683,38 €	27.212,58	
2039	1.556,29 €	83.453,48	690,21 €	27.095,28	
2040	1.571,86 €	83.092,20	697,11 €	26.977,99	
K_0	67.855,31 €		26.491,87 €		Ausgangsinvestition
K_{12}	9.798,46 €		2.616,00 €		Folgeinvestition
K_a	5.270,57 €		2.075,82 €		Ø Jahreskosten
E_a		86.524,28		28.092,30	Ø Jahresenergie
K_E	0,06 €		0,07 €		Energiegestehungskosten

Es zeigt sich, dass die Energiegestehungskosten K_E in V4 bei 7 ct liegen, während sie in V3 mit 6 ct um 1 ct geringer ausfallen. Die geringe Abweichung der ermittelten Kennzahlen verdeutlicht, dass das Verhältnis von Kosten zu Ertrag in diesen Vergleichsvarianten relativ homogen ist. Die größere Skalierung geht demzufolge nicht mit einer deutlichen Kostenreduktion pro Energieeinheit einher. Tabelle 31 präsentiert die Berechnungen zur Amortisationszeit für V3. Der Amortisationszeitpunkt der Variante ist bei 10,99 Jahren angesiedelt.

Tabelle 31: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V3 in Jahren

V3									
T	E_i kWh	E_{EV} in kWh	E_{EEG} in kWh	K_{Bezug} ct/kWh	K_{EEG} ct/kWh	K_{Mittel} ct/kWh	K_{Ein} €/T	$K_{Betrieb}$ €/T	$K_{Überschuss}$ €/T
1	89.956,49	10.794,78	79.161,71	26,60	7,27	9,28	8.345,67 €	410,00 €	7.935,67 €
2	89.595,07	10.751,41	78.843,66	27,00	7,27	9,33	8.355,04 €	1.314,10 €	7.040,94 €
3	89.233,80	10.708,06	78.525,75	27,40	7,27	9,37	8.364,71 €	1.327,24 €	7.037,47 €
4	88.872,53	10.664,70	78.207,83	27,82	7,27	9,42	8.374,69 €	1.340,51 €	7.034,17 €
5	88.511,26	10.621,35	77.889,91	28,23	7,27	9,47	8.384,96 €	1.353,92 €	7.031,04 €
6	88.149,99	10.578,00	77.571,99	28,66	7,27	9,52	8.395,53 €	1.367,46 €	7.028,07 €
7	87.788,72	10.534,65	77.254,07	29,09	7,27	9,58	8.406,40 €	1.381,13 €	7.025,27 €
8	87.427,45	10.491,29	76.936,16	29,52	7,27	9,63	8.417,58 €	1.394,94 €	7.022,64 €
9	87.066,18	10.447,94	76.618,24	29,96	7,27	9,68	8.429,06 €	1.408,89 €	7.020,17 €
10	86.704,91	10.404,59	76.300,32	30,41	7,27	9,74	8.440,85 €	1.422,98 €	7.017,87 €
11	86.343,64	10.361,24	75.982,40	30,87	7,27	9,79	8.452,95 €	1.437,21 €	7.015,74 €
12	85.982,37	10.317,88	75.664,48	31,33	7,27	9,85	8.465,36 €	1.451,58 €	7.013,78 €
13	85.621,10	10.274,53	75.346,57	31,80	7,27	9,90	8.478,08 €	1.466,10 €	7.011,98 €
14	85.259,83	10.231,18	75.028,65	32,28	7,27	9,96	8.491,12 €	1.480,76 €	7.010,36 €
15	84.898,56	10.187,83	74.710,73	32,76	7,27	10,02	8.504,47 €	1.495,57 €	7.008,90 €
16	84.537,29	10.144,47	74.392,81	33,26	7,27	10,08	8.518,14 €	1.510,52 €	7.007,61 €
17	84.176,02	10.101,12	74.074,89	33,76	7,27	10,14	8.532,12 €	1.525,63 €	7.006,50 €
18	83.814,75	10.057,77	73.756,98	34,26	7,27	10,20	8.546,43 €	1.540,89 €	7.005,55 €
19	83.453,48	10.014,42	73.439,06	34,78	7,27	10,26	8.561,06 €	1.556,29 €	7.004,76 €
20	83.092,20	9.971,06	73.121,14	35,30	7,27	10,32	8.576,01 €	1.571,86 €	7.004,15 €
Ø $K_{Überschuss}$ in €/a									7.064,13 €
K_0 in €									67.855,31 €
K_{12} in €									9.798,46 €
K_0+K_{12} in €									77.653,77 €
$T_{Amortisation}$ in a									10,99

Zu den Faktoren, aus denen sich die Erlöse der Bestandsanlagen errechnen, kommt für die Varianten V3 und V4 die garantierte Einspeisevergütung hinzu. In den Tabellen wird diese

als K_{EEG} ausgewiesen. Sie setzt sich aus den anteiligen Fördersätzen in Abhängigkeit von der gesetzlichen Staffelung nach Gesamtnennleistung zusammen. Gemeinsam mit dem analog zu V1 und V2 ermittelten Eigenverbrauchsvorteil fließt dieser durchschnittliche Vergütungssatz anteilig für den ins Netz eingespeisten Energieertrag in die Berechnung von K_{Mittel} ein. Weiterhin wird neben der Anfangsinvestition K_0 auch der Austausch des Wechselrichters nach 12 Jahren als K_{12} berücksichtigt.

Tabelle 32: Berechnung der Amortisationszeit von Variante V4 in Jahren

V4									
T	E_i kWh	E_{EV} in kWh	E_{EEG} in kWh	K_{Bezug} ct/kWh	K_{EEG} ct/kWh	K_{Mittel} ct/kWh	K_{Ein} €/T	$K_{Betrieb}$ €/T	$K_{Überschuss}$ €/T
1	29.206,65	10.222,33	18.984,32	26,60	8,01	14,51	4.239,15 €	280,00 €	3.959,15 €
2	29.089,31	10.181,26	18.908,05	27,00	8,01	14,65	4.262,74 €	582,80 €	3.679,94 €
3	28.972,01	10.140,20	18.831,81	27,40	8,01	14,80	4.286,62 €	588,63 €	3.697,99 €
4	28.854,72	10.099,15	18.755,57	27,82	8,01	14,94	4.310,78 €	594,51 €	3.716,26 €
5	28.737,42	10.058,10	18.679,32	28,23	8,01	15,09	4.335,22 €	600,46 €	3.734,76 €
6	28.620,13	10.017,04	18.603,08	28,66	8,01	15,23	4.359,95 €	606,46 €	3.753,48 €
7	28.502,83	9.975,99	18.526,84	29,09	8,01	15,38	4.384,96 €	612,53 €	3.772,43 €
8	28.385,54	9.934,94	18.450,60	29,52	8,01	15,54	4.410,26 €	618,65 €	3.791,60 €
9	28.268,24	9.893,88	18.374,36	29,96	8,01	15,69	4.435,85 €	624,84 €	3.811,00 €
10	28.150,94	9.852,83	18.298,11	30,41	8,01	15,85	4.461,72 €	631,09 €	3.830,64 €
11	28.033,65	9.811,78	18.221,87	30,87	8,01	16,01	4.487,90 €	637,40 €	3.850,50 €
12	27.916,35	9.770,72	18.145,63	31,33	8,01	16,17	4.514,36 €	643,77 €	3.870,59 €
13	27.799,06	9.729,67	18.069,39	31,80	8,01	16,34	4.541,12 €	650,21 €	3.890,91 €
14	27.681,76	9.688,62	17.993,15	32,28	8,01	16,50	4.568,18 €	656,71 €	3.911,47 €
15	27.564,47	9.647,56	17.916,90	32,76	8,01	16,67	4.595,54 €	663,28 €	3.932,26 €
16	27.447,17	9.606,51	17.840,66	33,26	8,01	16,84	4.623,20 €	669,91 €	3.953,28 €
17	27.329,88	9.565,46	17.764,42	33,76	8,01	17,02	4.651,16 €	676,61 €	3.974,55 €
18	27.212,58	9.524,40	17.688,18	34,26	8,01	17,20	4.679,42 €	683,38 €	3.996,04 €
19	27.095,28	9.483,35	17.611,93	34,78	8,01	17,38	4.707,99 €	690,21 €	4.017,77 €
20	26.977,99	9.442,30	17.535,69	35,30	8,01	17,56	4.736,86 €	697,11 €	4.039,75 €
							Ø $K_{Überschuss}$ in €/a	3.859,22 €	
							K_0 in €	26.491,87 €	
							K_{12} in €	2.616,00 €	
							K_0+K_{12} in €	29.107,87 €	
							$T_{Amortisation}$ in a	7,54	

Die Investition von V4 hat sich bereits nach 7,54 Jahren amortisiert. Im Vergleich zu V3 ist der Zeitraum damit um 3,45 Jahre kürzer.

Bei der Visualisierung des Kapitalwerts von V3 und V4 wurde zwischen den Zeiträumen der beiden Investitionen, d. h. nach KW_0 für die Neuanlage sowie KW_{12} für den Austausch des Wechselrichters, unterschieden. Die Investition tritt als solche nicht direkt mit ihrem Wert in Erscheinung, sondern reduziert den entsprechenden Kapitalwert in der betreffenden Periode um die Investitionssumme.

Tabelle 33: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V3

V3								
T	E_i	K_{Bezug}	KW_0	KW_{12}	K_{Ein}	K_{Betrieb}	Barwert	Cashflow
	kWh	ct/kWh	€/T	€/T	€/T	€/T	€/T	€/T
0	0	0	-67.855,31 €		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	89.956,49	26,60	-60.036,92 €		8.345,67 €	410,00 €	7.935,67 €	7.818,39 €
2	89.595,07	27,00	-53.202,55 €		8.355,04 €	1.314,10 €	7.040,94 €	6.834,37 €
3	89.233,80	27,40	-46.472,50 €		8.364,71 €	1.327,24 €	7.037,47 €	6.730,05 €
4	88.872,53	27,82	-39.845,01 €		8.374,69 €	1.340,51 €	7.034,17 €	6.627,49 €
5	88.511,26	28,23	-33.318,38 €		8.384,96 €	1.353,92 €	7.031,04 €	6.526,63 €
6	88.149,99	28,66	-26.890,91 €		8.395,53 €	1.367,46 €	7.028,07 €	6.427,47 €
7	87.788,72	29,09	-20.560,95 €		8.406,40 €	1.381,13 €	7.025,27 €	6.329,96 €
8	87.427,45	29,52	-14.326,88 €		8.417,58 €	1.394,94 €	7.022,64 €	6.234,07 €
9	87.066,18	29,96	-8.187,09 €		8.429,06 €	1.408,89 €	7.020,17 €	6.139,79 €
10	86.704,91	30,41	-2.140,02 €		8.440,85 €	1.422,98 €	7.017,87 €	6.047,07 €
11	86.343,64	30,87	3.815,87 €		8.452,95 €	1.437,21 €	7.015,74 €	5.955,90 €
12	85.982,37	31,33		-116,35 €	8.465,36 €	1.451,58 €	7.013,78 €	5.866,24 €
13	85.621,10	31,80		5.661,71 €	8.478,08 €	1.466,10 €	7.011,98 €	5.778,06 €
14	85.259,83	32,28		11.353,07 €	8.491,12 €	1.480,76 €	7.010,36 €	5.691,35 €
15	84.898,56	32,76		16.959,15 €	8.504,47 €	1.495,57 €	7.008,90 €	5.606,08 €
16	84.537,29	33,26		22.481,36 €	8.518,14 €	1.510,52 €	7.007,61 €	5.522,22 €
17	84.176,02	33,76		27.921,10 €	8.532,12 €	1.525,63 €	7.006,50 €	5.439,74 €
18	83.814,75	34,26		33.279,73 €	8.546,43 €	1.540,89 €	7.005,55 €	5.358,62 €
19	83.453,48	34,78		38.558,57 €	8.561,06 €	1.556,29 €	7.004,76 €	5.278,84 €
20	83.092,20	35,30		43.758,94 €	8.576,01 €	1.571,86 €	7.004,15 €	5.200,38 €

Aus der Kapitalwertberechnung zu V3 in Tabelle 33 geht hervor, dass erstmals bei Periode 11 ein positiver Wert verzeichnet wird. Durch die Folgeinvestition, welche höher ist als die Summe aus positivem Kapitalwert und dem Zufluss aus dem Cashflow zu diesem Zeitpunkt, fällt der Kapitalwert in Periode 12 jedoch erneut negativ aus. Ab Periode 13 werden sodann ausschließlich positive Kapitalwerte bis zum Ende des Betrachtungszeitraums verzeichnet.

Die Kalkulation des Kapitalwerts von V4 in Tabelle 34 zeigt, dass die Investition für den Austausch des Wechselrichters in Periode 12 keinen vergleichbaren Effekt hervorruft. Der

Kennwert ist ab Periode 7 fortwährend positiv. Überschüsse werden dementsprechend über einen vergleichsweise langen Zeitraum bis zum Nutzungsende generiert und machen die Investition wirtschaftlich reizvoll.

Tabelle 34: Berechnung des Kapitalwerts über die Nutzungsdauer der Variante V4

V4								
T	E _i	K _{Bezug}	KW ₀	KW ₁₂	K _{Ein}	K _{Betrieb}	Barwert	Cashflow
	E _i in kWh	ct/kWh	€/T	€/T	€/T	€/T	€/T	€/T
0	0	0	-26.491,87 €		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
1	29206,65	26,60	-22.591,23 €		4.239,15 €	280,00 €	3.959,15 €	3.900,64 €
2	29089,31	27,00	-19.019,25 €		4.262,74 €	582,80 €	3.679,94 €	3.571,98 €
3	28972,01	27,40	-15.482,80 €		4.286,62 €	588,63 €	3.697,99 €	3.536,45 €
4	28854,72	27,82	-11.981,40 €		4.310,78 €	594,51 €	3.716,26 €	3.501,40 €
5	28737,42	28,23	-8.514,57 €		4.335,22 €	600,46 €	3.734,76 €	3.466,83 €
6	28620,13	28,66	-5.081,85 €		4.359,95 €	606,46 €	3.753,48 €	3.432,72 €
7	28502,83	29,09	-1.682,79 €		4.384,96 €	612,53 €	3.772,43 €	3.399,06 €
8	28385,54	29,52	1.683,06 €		4.410,26 €	618,65 €	3.791,60 €	3.365,85 €
9	28268,24	29,96	5.016,13 €		4.435,85 €	624,84 €	3.811,00 €	3.333,07 €
10	28150,94	30,41	8.316,87 €		4.461,72 €	631,09 €	3.830,64 €	3.300,73 €
11	28033,65	30,87	11.585,68 €		4.487,90 €	637,40 €	3.850,50 €	3.268,81 €
12	27916,35	31,33	14.822,99 €		4.514,36 €	643,77 €	3.870,59 €	3.237,31 €
13	27799,06	31,80		15.413,21 €	4.541,12 €	650,21 €	3.890,91 €	3.206,22 €
14	27681,76	32,28		18.588,73 €	4.568,18 €	656,71 €	3.911,47 €	3.175,52 €
15	27564,47	32,76		21.733,96 €	4.595,54 €	663,28 €	3.932,26 €	3.145,22 €
16	27447,17	33,26		24.849,27 €	4.623,20 €	669,91 €	3.953,28 €	3.115,31 €
17	27329,88	33,76		27.935,05 €	4.651,16 €	676,61 €	3.974,55 €	3.085,78 €
18	27212,58	34,26		30.991,66 €	4.679,42 €	683,38 €	3.996,04 €	3.056,62 €
19	27095,28	34,78		34.019,49 €	4.707,99 €	690,21 €	4.017,77 €	3.027,82 €
20	26977,99	35,30		37.018,88 €	4.736,86 €	697,11 €	4.039,75 €	2.999,39 €

4.3.3 Wirtschaftlichkeit der Varianten V1-V4 im Vergleich

Die wesentlichen Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu den Modellvarianten werden kurz zusammengefasst, um deren Spezifika zu unterstreichen.

Tabelle 35: Übersicht der Kennzahlen zur Wirtschaftlichkeit der Varianten im Vergleich

	V1	V2	V3	V4
Energiegestehungskosten pro kWh	3,38 ct	5,90 ct	6,09 ct	7,39 ct
Amortisationsdauer	4,62 a	4,45 a	10,99 a	7,54 a
Interner Zinsfuß	17,90%	18,23%	5,63%	10,81%

Aus Tabelle 35 geht hervor, dass die Bestandsanlagen V1 und V2 niedrigere Energiegestehungskosten verzeichnen als die beiden Neuanlagen V3 und V4. Der direkte Unterschied im Vergleich leistungsidentischer Anlagen – sprich V1 zu V3 (92,4 kW_p) sowie V2 zu V4 (30 kW_p) – liegt bei 2,71 bzw. 1,49 ct/kWh.

Die Tabelle zeigt weiterhin, dass sich die Investitionen in das Repowering im Vergleich mit einer neuen PV-Anlage schneller amortisieren. Mit 10,99 Jahren weist V3 den längsten Amortisationszeitraum auf.

Als ergänzende Information wurde der interne Zinsfuß über die iterative „Excel“-Funktion „IKV“ bestimmt und in der Tabelle hinterlegt. Er beschreibt denjenigen Zinssatz, der zu einem neutralen Kapitalwert über die Betrachtungsdauer führt: je höher der interne Zinsfuß, desto besser die Rendite der Investition.

Der geschilderte Indikator ist bei V2 am höchsten, d. h., dass die damit verbundene Investition unter den gegebenen Umständen im Vergleich am lukrativsten ist. Für V3 beträgt der Zinsfuß 5,63 % und ist damit ca. 5 Prozentpunkte unterhalb des Wertes der Vergleichsvariante V4 angesiedelt.

In Anbetracht des Vergleichs aller Ergebnisse bleibt zu konstatieren, dass bei sämtlichen Varianten zwischen guter und hervorragender Wirtschaftlichkeit unterschieden werden kann, jedoch keiner der Werte grundsätzliche Zweifel an einer der Investitionsentscheidungen weckt.

Die Abbildungen 18 und 19 veranschaulichen den Verlauf der Kapitalwerte für jeweils zwei Vergleichsvarianten. Von einer gemeinsamen Darstellung aller Varianten wurde aufgrund der unterschiedlichen Zeithorizonte abgesehen.

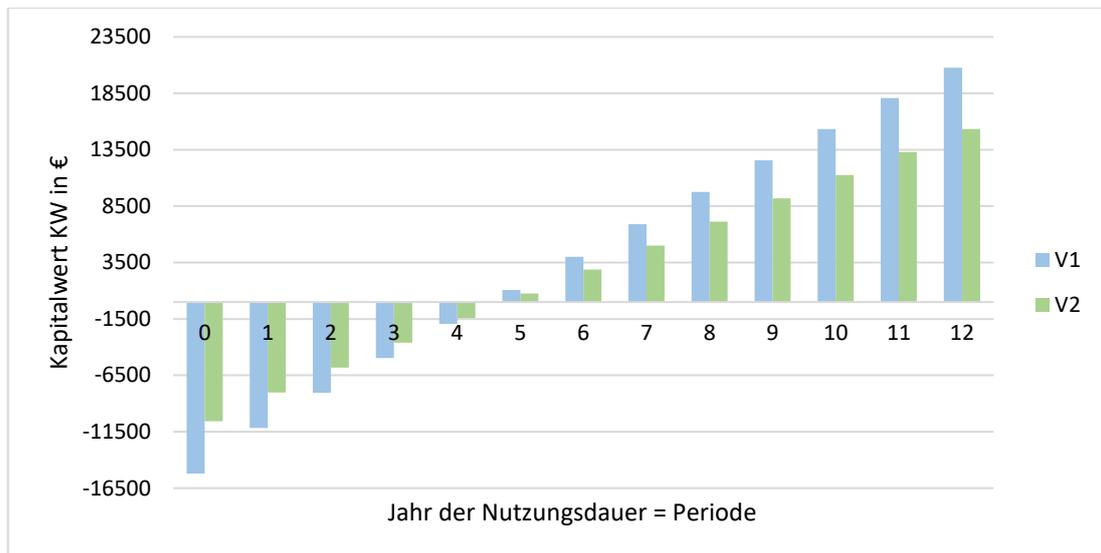


Abbildung 18: Verlauf der Kapitalwerte von V1 und V2 über die Nutzungsdauer

Abbildung 18 zeigt, dass die positive Steigung des linearen Kapitalwertverlaufs bei V1 leistungsbedingt größer ist als bei V2. Außerdem verdeutlicht die geringe Abweichung zwischen der absoluten Differenz der negativen Kapitalwerte zu Beginn und den positiven Werten am Ende die Ähnlichkeit des internen Zinsfußes.

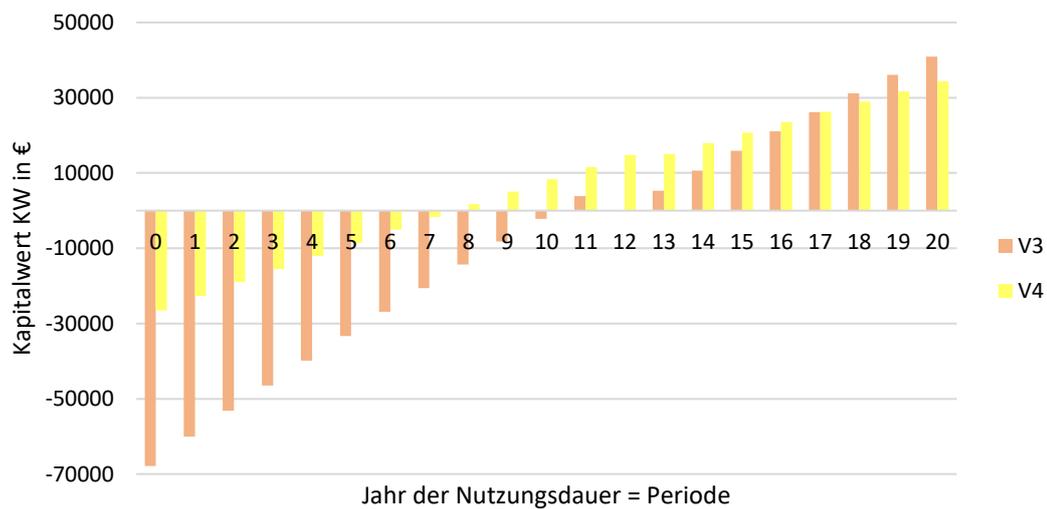


Abbildung 19: Verlauf der Kapitalwerte von V3 und V4 über die Nutzungsdauer

Bedingt durch die Folgeinvestition in Periode 12 sind die Verläufe der Kapitalwerte im Vergleich von V3 und V4 in Abbildung 19 nicht linear. Ein Vergleich der Differenzen zwischen Anfangs- und Endkapitalwert belegt auch hier die durch den Zinsfuß repräsentierten Unterschiede in der Renditeerwartung. Einer großen negativen Differenz bei T_0 zu Ungunsten von V3 steht eine vergleichsweise niedrige positive Differenz bei T_{20} gegenüber, weshalb sich genannter Nachteil beim Zinsfuß von ca. 5 % ergibt.

4.4 Elektrifizierung als Nutzungsoption für PV-Energie

Auf Basis der Ergebnisse zum Energieverbrauch in der Außenwirtschaft wurde die Leistungsfähigkeit eines elektrischen Schleppers überprüft und anschließend eine wirtschaftliche und ökologische Analyse der Maßnahme durchgeführt.

4.4.1 Leistung

Der Energieaufwand für den Außenbetrieb wurde auf Basis des Dieserverbrauchs nach dem KTBL-Bewirtschaftungsschema mit insgesamt 41.296,23 kWh für die Gesamtbetriebsfläche bzw. 1.501,68 kWh/ha beziffert. Dieser Wert berücksichtigt jedoch alle Außenbetriebstätigkeiten, d. h. mitunter auch solche, die nicht oder nicht direkt mit einem elektrischen Schlepper bewerkstelligt werden können. Daher wurde ein Tätigkeitsprofil erstellt, das lediglich diejenigen Tätigkeiten berücksichtigt, bei denen der E-Traktor potenziell zum Einsatz kommen kann. Die Traubenlese per Vollernter bleibt deshalb ebenso unberücksichtigt wie sämtliche manuellen oder teilmechanisierten Tätigkeiten mit Ausnahme des Traubentransportes. Es wurde überprüft, welches Leistungspotenzial ein E-Traktor in der Außenwirtschaft des Modellbetriebs entfalten kann.

In einem ersten Schritt wurde hierzu der bekannte fossile Energiebedarf, der über den Heizwert aus dem Dieserverbrauch hergeleitet und nachfolgend als „Brutto-E-Diesel“ bezeichnet wurde, in die entsprechende Energiemenge „Netto-E“ umgerechnet. Dies erfolgte mittels eines überschlägigen Wirkungsgrad-Faktors von $\eta=0,3$ für den Diesel-Traktor. Das Resultat wurde wiederum durch einen den elektrischen Wirkungsgrad charakterisierenden Divisor von $\eta=0,9$ geteilt, um die benötigte Energiemenge „Brutto-E-Elektro“ herzuleiten.

Tabelle 36 bildet die Berechnungen ab und weist den elektrischen Energiebedarf für die aufgelisteten Tätigkeiten mit 410,20 kWh/ha bzw. 11.280,47 kWh für die Gesamtbetriebsfläche aus.

Tabelle 36: Tätigkeiten im elektrifizierten Außenbetrieb – Herleitung der benötigten elektrischen Energie anhand des Dieserverbrauchs

Tätigkeiten E-Schlepper	Verbrauch	Brutto-E-Diesel	Netto-E	Brutto-E-Elektro
	Diesel	Heizwert	η -0,3	η -0,9
	l/ha	kWh	kWh	kWh
1. Rebholz häckseln	8,76	84,44	25,33	28,15
2. PSM-Applikation 1	9,11	87,81	26,34	29,27
3. Mulchen und Düngung	10,45	100,73	30,22	33,58
4. Stammputzer beidseitig	5,55	53,50	16,05	17,83
5. Herbizide beidseitig	5,50	53,01	15,90	17,67
6. PSM-Applikation 2	9,11	87,81	26,34	29,27
7. PSM-Applikation 3	9,24	89,06	26,72	29,69
8. PSM-Applikation 4	9,24	89,06	26,72	29,69
9. PSM-Applikation 5	9,24	89,06	26,72	29,69
10. Laubschnitt + Mulchen	7,72	74,41	22,32	24,80
11. PSM-Applikation 6	9,24	89,06	26,72	29,69
12. Herbizide beidseitig	5,56	53,59	16,08	17,86
13. Laubschnitt + Mulchen	7,72	74,41	22,32	24,80
14. PSM-Applikation 7	9,34	90,03	27,01	30,01
15. PSM-Applikation 8	9,34	90,03	27,01	30,01
16. Traubentransport	2,55	24,58	7,37	8,19
SUMME/ha	127,67	1.230,60	369,18	410,20
SUMME/27,5 ha	3.510,93	33.841,42	10.152,42	11.280,47

Im nächsten Schritt wurde eine Arbeitsplanung erstellt, welche die tatsächliche Schlagkraft des E-Schleppers eruiert und damit die Frage klärt, inwiefern die gesamte Ertragsreblfläche des Modellbetriebs mit einem E-Schlepper bewirtschaftet werden kann. Tabelle 37 stellt die Berechnungsergebnisse dar, die auf folgendem Ansatz beruhen: Aus der Netto-Nennkapazität des Akkus von 80 kWh und der benötigten Energie „Brutto-E-Elektro“ wurde die spezifische Maximalarbeitszeit der Tätigkeiten pro Akku-Ladung ermittelt. Die Resultate wurden auf tägliche Arbeitszeitfenster übertragen und so eine Staffelung zwischen Arbeits- und Ladezeitblöcken vorgenommen.

Tabelle 37: Arbeitsplanung der Tätigkeiten nach Energiebedarf und Akkukapazität

Tätigkeit	Zeitfenster Erledigung	Arbeitszeit h/ha	Ladungen/ha Nennkapazität	Arbeitszeit h/Ladung	Arbeits-Slot-1 von-bis	Laden-Slot-1 von-bis	Arbeits-Slot-2 von-bis	Laden-Slot-2 von-bis
1.	7-19 Uhr	1,26	0,35	3,58	7:00-10:34	10:34-14:34	14:34-18:09	18:09-22:09
2.	6-20 Uhr	1,70	0,37	4,65	6:00-10:38	10:38-14:38	14:38-19:17	19:17-23:17
3.	7-19 Uhr	2,56	0,42	6,10	7:00-13:05	13:05-17:05		
4.	7-19 Uhr	1,96	0,22	8,79	7:00-15:47	15:47-19:47		
5.	7-19 Uhr	1,64	0,22	7,42	7:00-14:25	14:25-18:25		
6.	6-20 Uhr	1,70	0,37	4,65	6:00-10:38	10:38-14:38	14:38-19:17	19:17-23:17
7.	6-20 Uhr	1,74	0,37	4,69	6:00-10:41	10:41-14:41	14:41-19:22	19:22-23:23
8.	6-20 Uhr	1,74	0,37	4,69	6:00-10:41	10:41-14:41	14:41-19:22	19:22-23:22
9.	6-20 Uhr	1,74	0,37	4,69	6:00-10:41	10:41-14:41	14:41-19:22	19:22-23:22
10.	7-19 Uhr	1,32	0,31	4,26	7:00-11:15	11:15-15:15	15:15-19:30	19:30-23:30
11.	6-20 Uhr	1,74	0,37	4,69	6:00-10:41	10:41-14:41	13:41-19:22	19:22-23:22
12.	7-19 Uhr	1,67	0,22	7,48	7:00-14:28	14:28-18:28		
13.	7-19 Uhr	1,32	0,31	4,26	7:00-11:15	11:15-15:15	15:15-19:30	19:30-23:30
14.	6-20 Uhr	1,78	0,38	4,75	6:00-10:44	10:44-14:44	14:44-19:29	19:29-23:29
15.	6-20 Uhr	1,78	0,38	4,75	6:00-10:44	10:44-14:44	14:45-19:29	19:29-23:29
16.	7-19 Uhr	1,48	0,10	14,45	7:00-21:27	21:27-01:27		

Rot hinterlegte Felder kennzeichnen das effektive Arbeitszeitende einer Tätigkeit im deklarierten Arbeitszeitfenster. Das bedeutet: Ein rot markiertes Feld in der Spalte „Laden-Slot-1“ bedeutet, dass diese betreffende Tätigkeit nach dem Ladevorgang nicht erneut aufgenommen wird. Für diese Tätigkeiten steht folglich ein Arbeits-Slot pro Tag zur Verfügung, aus dem sich die Schlagkraft ableitet. Tätigkeiten mit einer roten Markierung in der Spalte „Laden-Slot-2“ kommen dementsprechend auf zwei Arbeits-Slots pro Tag.

Es ist zu erkennen, dass Tätigkeiten mit geringem Energiebedarf ein langes Arbeitszeitintervall ermöglichen, weshalb je 1 Arbeits- und Lade-Slot das tägliche Zeitfenster ausfüllen. Bei energieintensiven Tätigkeiten fällt hingegen eine Zwischenladung mit anschließender Arbeitswiederaufnahme an. Ein Sonderfall tritt beim Traubentransport (Tätigkeit 16.) zutage, wo die einfache Akkukapazität den Zeitrahmen der täglichen Arbeitserledigung theoretisch übersteigt. Das effektive Ende wird in diesem Fall auf die Uhrzeit des Arbeitszeitfensters vorverlegt. Bei der Kombination von Laubschnitt und Mulchen (Tätigkeit 10. und 13.) wird das Arbeitsfenster mit Vollendung von Slot 2 geringfügig überschritten. Da es sich jedoch

um keine dringende Tätigkeit handelt, ist es in diesen Fällen von untergeordneter Bedeutung, ob das Zeitfenster ausgedehnt oder die Arbeit am nächsten Tag fortgesetzt wird. Auf Basis der Arbeitszeitplanung und dem Arbeitszeitbedarf pro Hektar wurde die effektive Flächenleistung pro Tag für die Tätigkeiten berechnet. Tabelle 38 bildet die Kalkulationen ab.

Tabelle 38: Ermittlung der Schlagkraft elektrisch bewirtschafteter Tätigkeiten im Außenbetrieb

Tätigkeit	Arbeits-Slots pro Tag (d)	Effektive Arbeitszeit h/d	Arbeitszeit h/ha	Flächenleistung effektiv ha/d	Anzahl Arbeitstage Gesamtfläche	Schlagkraft max. 2-Tage in ha	Restfläche Diesel-Traktor in ha
1.	2	7,16	1,26	5,68	4,84		
2.	2	9,29	1,70	5,47	5,03	10,93	16,57
3.	1	6,10	2,56	2,38	11,54		
4.	1	8,79	1,96	4,49	6,13		
5.	1	7,42	1,64	4,53	6,07		
6.	2	9,29	1,70	5,47	5,03	10,93	16,57
7.	2	9,38	1,74	5,39	5,10	10,78	16,72
8.	2	9,38	1,74	5,39	5,10	10,78	16,72
9.	2	9,38	1,74	5,39	5,10	10,78	16,72
10.	2	8,51	1,32	6,45	4,26		
11.	2	9,38	1,74	5,39	5,10	10,78	16,72
12.	1	7,48	1,67	4,48	6,14		
13.	2	8,51	1,32	6,45	4,26		
14.	2	9,49	1,78	5,33	5,16	10,66	16,84
15.	2	9,49	1,78	5,33	5,16	10,66	16,84
16.	1	10,00	1,48	6,76	4,07		

Die Spalte „Anzahl Arbeitstage Gesamtfläche“ charakterisiert die Schlagkraft des E-Traktors in Bezug auf die Gesamtbewirtschaftungsfläche von 27,5 ha. Auf den Pflanzenschutz ist in dieser Hinsicht ein besonderes Augenmerk zu richten. Bei dieser Tätigkeit ist eine zwingende Schlagkraft erforderlich, um die Ertragssicherheit bei hohem Infektionsdruck gewährleisten zu können. Für die Praxis kann aus genanntem Grund ein Maximum von zwei Tagen als realistisches Schlagkraftkriterium für eine vollständige Pflanzenschutzanwendung definiert werden. Für alle rot hinterlegten Tätigkeiten ist dieses Kriterium relevant. Die ausgewiesene „Schlagkraft max. 2 Tage“ repräsentiert die Einsatzgrenze des E-Schleppers. Aus der Differenz zur Gesamtfläche ergibt sich der Einsatzbedarf für ein zweites Pflanzenschutzfahrzeug. Dieser wurde im vorliegenden Fall auf ca. 17 ha ermittelt.

Für die nachfolgenden ökologischen und ökonomischen Bemessungen der Nutzungsvariante wird unterstellt, dass der E-Schlepper als primäres Fahrzeug bei allen Tätigkeiten ohne zwingende Schlagkraft für die gesamte Bewirtschaftungsfläche zum Einsatz kommt. Nur beim Pflanzenschutz wird für die bezifferten Restflächen auf ein Bestandsfahrzeug mit Diesel-Kraftstoff als Backup zurückgegriffen, um das Schlagkraftkriterium zu erfüllen.

4.4.2 Ökologische Effekte der Elektrifizierung

Aufbauend auf den vorherigen Ergebnissen wurde der ökologische Mehrwert der Elektrifizierung über einen Vorher/Nachher-Abgleich der Emissionen kontrolliert.

Tabelle 39: Energiebedarf elektrisch und fossil nach Elektrifizierung mit einem E-Schlepper

Tätigkeit	Energiebedarf elektrisch ohne Restflächen in kWh/ha	Dieselverbrauch Restflächen in l	Fossile Energie Restflächen in kWh	CO _{2e} WTT kg/ha	CO _{2e} TTW in kg/ha	CO _{2e} WTW in kg/ha
1.	28,15					
2.	11,64	150,93	1.454,78	2,46	14,54	17,00
3.	33,58					
4.	17,83					
5.	17,67					
6.	11,64	150,93	1.454,78	2,46	14,54	17,00
7.	11,64	154,50	1.489,24	2,52	14,89	17,41
8.	11,64	154,50	1.489,24	2,52	14,89	17,41
9.	11,64	154,50	1.489,24	2,52	14,89	17,41
10.	24,80					
11.	11,64	154,50	1.489,24	2,52	14,89	17,41
12.	17,86					
13.	24,80					
14.	11,64	157,25	1.515,75	2,56	15,15	17,72
15.	11,64	157,25	1.515,75	2,56	15,15	17,72
16.	8,19					
Summe/ha	265,98	44,89	432,66	20,11	118,95	139,06
Total	7.314,35	1.234,38	11.898,03	553,00	3.271,10	3.824,10

Aus Tabelle 39 geht hervor, dass insgesamt 7.314,35 kWh elektrische Energie für die in beschriebenen Umfang realisierte Bewirtschaftung des Außenbetriebs mittels E-Schlepper

bereitgestellt werden müssen. Des Weiteren beläuft sich der unvermeidliche fossile Energiebedarf für den Pflanzenschutz mit einem Diesel-Fahrzeug auf 11.898,03 kWh, was einem Verbrauch von 1.234,38 l Dieselkraftstoff bei 27,5 ha Fläche entspricht.

Tabelle 40: Vergleich von Energiebedarf und Emissionen im Außenbetrieb vor und nach der Elektrifizierung

Emissionen & Energie Vorher/Nachher	Diesel l/ha	MJ/ha	kWh/ha	CO _{2e} TTW kg/ha	CO _{2e} WTT kg/ha	CO _{2e} WTW kg/ha
Außenbetrieb ohne E-Traktor	155,79	5406,05	1501,68	412,85	69,80	482,65
Nebentätigkeiten + Traubenernte	28,12	975,89	271,09	74,54	12,60	87,14
Pflanzenschutz Restfläche	44,89	1557,56	432,66	118,95	20,11	139,06
ZS Restbedarf fossil	73,01	2533,45	703,75	193,49	32,71	226,11
Differenz = Einsparung	82,78	2872,60	797,93	219,36	37,09	256,45
Prozentuale Einsparung Phase 1			53,14%			
Prozentuale Einsparung Phase 1-3			18,35 %			

Tabelle 40 fasst den verbliebenen Energiebedarf und die damit einhergehenden Emissionen im Außenbetrieb zusammen. Aus der Differenz zwischen dem Aufwand mit und ohne E-Schlepper wurde die prozentuale Einsparung ermittelt. Sie beläuft sich auf 53,14 % bei Phase 1 bzw. 18,35 % unter Berücksichtigung der gesamten Systemgrenzen von Phase 1-3. Die direkten und indirekten CO_{2e}-Emissionen von einem Liter Wein können in diesem Zuge von 251 auf 213 g/l gesenkt werden.

Es handelt sich hierbei wohlgerne um das maximale Einsparpotenzial, das über die Berechnung ausgelotet wurde. Für den ökologischen Wert ausschlaggebend ist in diesem Zusammenhang die Herkunft der im E-Schlepper verwendeten elektrischen Energie. Sofern es sich um konventionellen Energiemix-Strom handelt, reduziert sich der ökologische Vorteil erheblich. Bei Versorgung über einen Ökostromtarif verbessert sich der Fußabdruck der Antriebsenergie. Den Optimalfall stellt die Versorgung mit eigenem PV-Strom dar.

Aus den PVGIS-Datensätzen wurde in Abbildung 20 ein entsprechendes Strahlungsprofil für den Standort generiert, um das Eigenversorgungspotenzial abschätzen zu können.

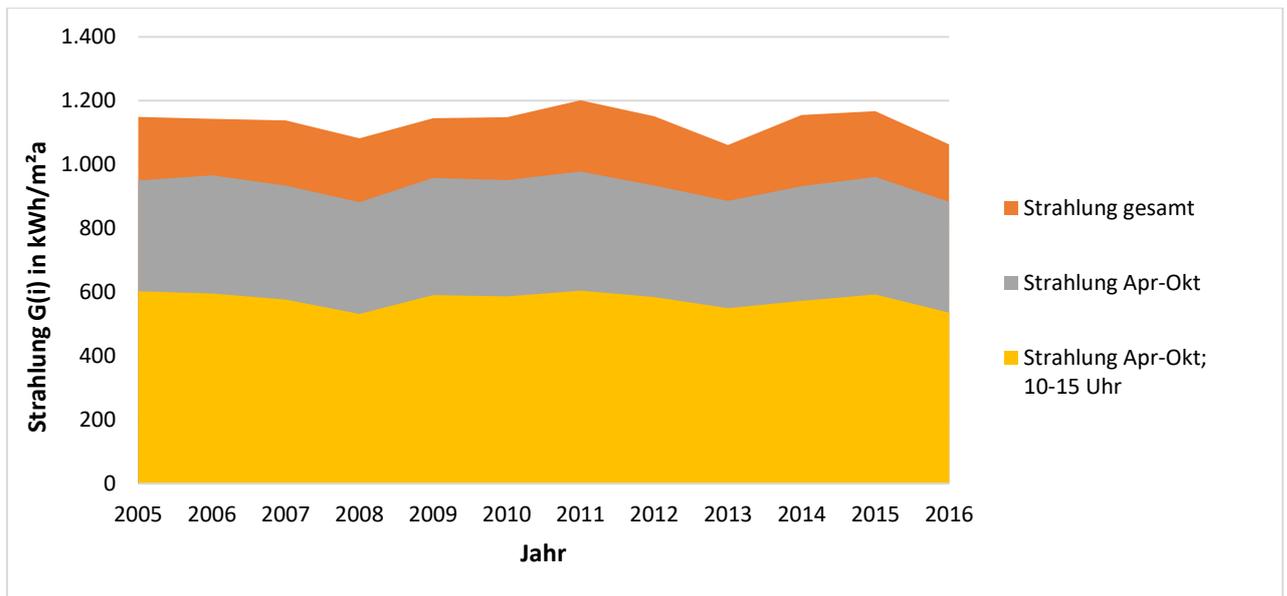


Abbildung 20: Strahlungsprofil am Modellstandort nach relevanten Monaten der Vegetationsperiode und Ladezeitfenstern

Es ist zu erkennen, dass ein Großteil der gesamten Strahlungsenergie „Strahlung gesamt“ in den Monaten April-Oktober am Modellstandort auftritt. Dieser Anteil lag über den Zeitraum der 12 Beobachtungsjahre 2005-2016 im Mittel bei 82,45 %. Hiervon entfielen wiederum 61,74 % auf den Zeitraum 10-15 Uhr und damit in einen für die Beladung des E-Schleppers relevanten Zeitraum. Sofern der Betrieb die Ladevorgänge aller Tätigkeiten ohne Dringlichkeit mit der PV-Produktion synchronisiert, können theoretisch bis zu 82 % des gesamten Strombedarfs für den E-Traktor auch ohne Batteriespeicher über die PV-Anlage bereitgestellt werden. Für die nachfolgenden Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit wird jedoch mit einer konservativen Annahme von 70 % Strom aus Eigenversorgung, entsprechend 5.120,05 kWh, kalkuliert.

4.4.3 Wirtschaftliche Effekte der Elektrifizierung

Die Nutzung von elektrischer Energie aus der betriebseigenen PV-Anlage in einem E-Traktor führt zu einer unmittelbaren Erhöhung des Eigenverbrauchs. Daraus folgt eine Dynamik bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der PV-Investition, da sich mit zunehmendem Eigenverbrauch die mittlere Vergütung erhöht, wodurch die Erlöse steigen.

Die Effekte wurden mittels Modifikation der bekannten Modellrechnungen V1-V4 zu Amortisation und Kapitalwert simuliert. Der mit 12 % bzw. 35 % vom Gesamtertrag bemessene Eigenverbrauch wurde dafür zusätzlich um den Stromverbrauch des E-Traktors erhöht. Es

wurde jedoch nicht der Gesamtverbrauch von 7.314,35 kWh herangezogen, sondern der bereits erläuterte Anteil von 70 %, entsprechend 5.120,05 kWh. Tabelle 41 veranschaulicht die Dynamik der bekannten ökonomischen Kennzahlen aufgrund der Berücksichtigung eines zusätzlichen Eigenverbrauchs durch die Elektrifizierung. Die um den Eigenverbrauch des E-Schleppers ergänzten Varianten V1-V4 wurden jeweils durch den Zusatz „-E“ gekennzeichnet.

Tabelle 41: Dynamik von Amortisationszeit und internem Zinsfuß auf Basis der Kapitalwertmethode nach Erhöhung des Eigenverbrauchs

	Amortisationsdauer in Jahren	Interner Zinsfuß nach Kapitalwert
V1-E	4,62	17,90%
V1	3,44	26,30%
Differenz	-1,18	8,40%
V2-E	4,45	18,23%
V2	2,90	31,10%
Differenz	-1,55	12,87%
V3-E	10,99	5,62%
V3	9,60	7,50%
Differenz	-1,39	1,88%
V4-E	7,54	10,81%
V4	5,85	15,29%
Differenz	-1,69	4,48%

Die Tabelle zeigt, dass sich die Investitionen von V1-V4 um mindestens 1,18 Jahre schneller amortisieren, sofern zusätzlicher Eigenverbrauch in Höhe von 5.120,05 kWh, wie hier über den E-Schlepper, realisiert werden kann. Zudem steigt der interne Zinsfuß, d. h., dass der Gesamtüberschuss über die Nutzungsdauer aus dem Cashflow gegenüber den Investitionen durch die Eigenverbrauchserhöhung zunimmt.

Tabelle 42 zeigt eine Kostenvergleichsrechnung zwischen dem E-Traktor und einem vergleichbaren Diesel-Schlepper.

Tabelle 42: Kostenvergleich E- vs. Diesel-Schlepper pro Hektar bei identischem Arbeitsaufwand

Kostenvergleich		E-Schlepper 70 / 30 Bestands-PV	E-Schlepper 70 / 30 Neu-PV	D-Schlepper
Kapitalkosten	Neupreis	185.000,00 €	185.000,00 €	95.000,00 €
	Restwert (20 % NP)	37.000,00 €	37.000,00 €	19.000,00 €
	Nutzungsdauer in Jahren	12	12	12
	AFA	12.333,33 €	12.333,33 €	6.333,33 €
	Wallbox SMA EV Charger	2.000,00 €	2.000,00 €	-
	Restwert	1 €	1 €	-
	AFA Wallbox	166,58 €	166,58 €	-
	Kalkulationszins	1,5	1,5	1,5
	Zinskosten	1.680,01 €	1.680,01 €	855,00 €
	Summe	14.179,92 €	14.179,92 €	7.188,33 €
Kenndaten	Betriebsgröße	27,50	27,50	27,50
	Strompreis €/kWh	0,111	0,125	-
	Verbrauch in kWh/ha	265,98	265,98	-
	Dieselpreis €/L	-	-	1,00 €
	Verbrauch in L/ha*a	-	-	82,78
	Kosten Motoröl in €/ha	-	-	2,48 €
Fixkosten	Versicherung	340,00 €	340,00 €	340,00 €
	Wartung	51,55 €	51,55 €	103,09 €
	Techn. Überwachung	15,00 €	15,00 €	15,00 €
	SUMME FIX p.a.	14.586,47 €	14.586,47 €	7.646,42 €
Variable Kosten	Energiekosten p.a.	814,10 €	916,50 €	2.276,45 €
	Kosten Betriebsstoffe			68,29 €
	SUMME VARIABEL p.a.	814,10 €	916,50 €	2.344,74 €
GESAMT	Kosten gesamt p.a.	15.400,57 €	15.502,97 €	9.991,17 €
	Kosten gesamt / Hektar	560,02 €	563,74 €	363,32 €
	Mehrkosten pro Hektar	196,71 €	200,43 €	-
	Mehrkosten Gesamtfläche	5.409,41 €	5.511,81 €	-

Die abgebildete Kalkulation setzt voraus, dass beide Fahrzeuge die gleichen Tätigkeiten mit dem identischen Netto-Energiebedarf verrichten. Hierzu wurde für die in Tabelle 38 ausgewiesenen Pflanzenschutz-Restflächen der Dieselverbrauch bestimmt und vom ursprünglichen Gesamtdieselverbrauch aller Tätigkeiten subtrahiert. Diese Differenz repräsentiert den Energieverbrauch durch die Verbrennung von Dieselmotorkraftstoff für jene Tätigkeiten, die der E-Traktor mit einer elektrischen Brutto-Energie von 7.314,35 kWh bewerkstelligt.

Es wurde weiterhin zwischen dem Strompreis „Bestands-PV“ und „Neu-PV“ im Fall des E-Traktors differenziert. Dieser basiert auf dem Gestehungskosten-Mittelwert der jeweiligen Ausgangsvarianten, spricht V1 und V2 sowie V3 und V4, in Verrechnung mit dem Fremdbezugspreis im Verhältnis 70:30.

Unter diesen Voraussetzungen verzeichnen beide Varianten des E-Traktors deutlich niedrigere variable Kosten, durch den günstigen PV-Strom im Vergleich zu den höheren Treibstoffkosten des Diesels, bei gleichem Energieaufwand. Ein nennenswerter Unterschied zwischen „Bestands-PV“ und „Neu-PV“ ist nicht festzustellen. Allerdings betragen die Fixkosten für den Diesel-Traktor nur etwa die Hälfte der Fixkosten der E-Schlepper.

Insgesamt führt dies zu deutlich höheren Einsatzkosten pro Hektar für den E-Traktor. Der Effekt niedrigerer variabler Kosten wird von dem massiven Unterschied bei den Fixkosten überkompensiert. Der Vorteil von günstigem PV-Strom aus Eigenproduktion kommt im direkten Technologievergleich nicht zum Tragen.

Mithilfe der Zielwertsuche in „Excel“ wurde die Schwelle für den Anschaffungspreis des E-Traktors ermittelt, bei der Kostenneutralität zwischen fossiler und elektrischer Bewirtschaftung eintritt. Sie liegt bei 119.911,70 € für die Variante „Bestands-PV“ bzw. 114.558,36 € für die Vergleichsvariante „Neu-PV“. Die Investitionskosten für einen E-Traktor müssten also um mindestens 35-38 % sinken, damit sich dessen Einsatz ökonomisch bezahlt macht.

5 Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass sich sowohl Bestandsanlagen als auch neue PV-Anlagen in der Skalierung 30 und 92,4 kW_p auf einem Weingut wirtschaftlich betreiben bzw. weiterbetreiben lassen. Die Wirtschaftlichkeit wird jedoch von mehreren Faktoren beeinflusst, die in Kürze erläutert werden sollen, um die allgemeine Aussage abschließend weiter präzisieren zu können.

Ein wichtiger Faktor im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeit ist der Eigenverbrauch. Er spielt in beiden Fällen, d. h. bei Neu- und Altanlagen, eine entscheidende Rolle. Eigenverbrauch erhöht die Erlöse und trägt dazu bei, dass sich die getätigte Investition schneller amortisiert und insgesamt eine bessere Rendite erzielt wird. Eigenverbrauch ist deshalb ein Kernelement für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen.

In der vorliegenden Untersuchung wurden bewusst zwei prozentuale Eigenverbrauchsanteile unterstellt, die effektiv eine vergleichbare Energiemenge zwischen allen Varianten repräsentieren. Hierdurch soll der konkreten Anwendungssituation in einem Weingut Rechnung getragen werden. Demnach ist der Eigenverbrauch absolut gesehen weder davon abhängig, wie viel Strom das Weingut insgesamt verbraucht, noch davon, wie viel Strom die Anlage insgesamt produziert, sondern vielmehr davon, wie viel elektrische Energie regelmäßig zu Zeiten günstiger Einstrahlung benötigt wird. Unabhängig von der Größe der PV-Anlage lässt sich also in der Praxis der Eigenverbrauch über eine konstante Energiemenge beschreiben. Die Varianten mit unterschiedlichen prozentualen Eigenverbrauchsanteilen bilden also einen Betrieb mit identischen verbrauchsseitigen Ausgangsbedingungen ab, um die Effekte von Anlagenalter und Vergütung in den Vordergrund zu rücken.

Trotz einer vergleichbaren Eigenverbrauchsmenge wiegt der daraus resultierende Vorteil in den Varianten unterschiedlich schwer. Der Grund hierfür liegt in den gesetzlichen Rahmenbedingungen, die zwischen den Leistungsgrößen differenzieren. Die leistungskleinere Anlage verzeichnen deshalb pro kWh Eigenverbrauch einen Mehrwert von 2,6 ct gegenüber den Varianten mit 92,4 kW_p, weil sie von der reduzierten EEG-Umlage befreit sind. Die mittlere Vergütung aus den anteiligen Beträgen der Einspeisevergütungs- bzw. Direktvermarktungskonditionen einerseits und den Fremdbezugskosten andererseits kippt in ein unlenkbares, gesetzlich bedingtes Ungleichgewicht zugunsten der kleineren Anlagen. Bei gleicher absoluter Eigenverbrauchsmenge verbuchen diese damit eine deutlich verbesserte Ver-

gütung pro kWh. Die Mehrleistung von PV-Anlagen über 30 kW_p erbringt zwar höhere Erträge, jedoch nicht zwangsläufig höhere Erlöse. Vergleichbar ist dieser Effekt im übertragenen Sinne mit dem Phänomen der kalten Progression, wo ein Mehr an Bruttoeinnahmen in niedrigeren Netto-Einkünften resultiert.

Aus genannten Gründen gerät der Faktor Leistung bei den Vergleichsrechnungen absolut ins Hintertreffen. Finanziell tritt weder ein Nachteil der alterungsbedingten Leistungsminderung noch der besagte Nennleistungsunterschied in Erscheinung. Einzig bei den Energiegestehungskosten, welche das bloße Verhältnis von Kosten pro Leistung abbilden, kommt die Leistungsstärke neuerer und größerer Anlagen zum Tragen. Das wiederum heißt: Je größer die Anlage ist, egal ob alt oder neu, desto niedriger sind die Kosten pro kWh. Sofern der Eigenverbrauch nicht als Nutzungsoption infrage kommt, ist die größere Anlage definitiv bevorteilt und bietet eine bessere Perspektive für den Betrieb/Weiterbetrieb im Rahmen der Einspeisevergütung, der Folgevergütung bis 2027 oder der reinen Direktvermarktung.

Ein konkretes Beispiel hierfür kann anhand der Variante V2 veranschaulicht werden, bei der vergleichsweise hohe Kosten für das Repowering und eine niedrige Leistung durch Degradation zusammentreffen. Im Vergleich weist diese Variante die kürzeste Amortisation und den attraktivsten internen Zinsfuß auf. Sinkt der Eigenverbrauchsanteil jedoch unter 10 % bzw. 2.200 kWh p.a., kann sich die Investition über einen Betrachtungszeitraum von 12 Jahren nicht amortisieren. Im Vergleich hierzu kann sich die direkte Vergleichsvariante V1 auch bei einer identisch niedrigen absoluten Eigenverbrauchsmenge, d. h. einem umgerechneten Eigenverbrauchsanteil von ca. 3 %, in einem Zeitraum von ca. 8 Jahren amortisieren. Ein genereller Schluss aus diesem Zusammenhang könnte demnach lauten: je kleiner die Anlage, desto höher der Anreiz und dringender die Notwendigkeit für eine Nutzung der Energie im Eigenverbrauch zum wirtschaftlichen Betrieb/Weiterbetrieb der Anlage. Die reine Vollein- speisung ist nur noch bei groß skalierten Neuanlagen sinnvoll. Für Bestandsanlagen in den betrachteten Dimensionen ist dieses Betreibermodell unvorteilhaft. Eine Umrüstung auf den Eigenverbrauch sollte in jedem Fall als primäre Option nach dem Ende der 20-jährigen Garantievergütung verfolgt werden.

Als weiterer Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit wurde die Höhe der Investitionen bereits peripher thematisiert. Die Investitionshöhe hatte in den Modellrechnungen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Höhere Investitionen erfordern prinzipiell eine längere Amortisationszeit bzw. generieren eine niedrigere Rendite, wenn die Erlöse gleichbleiben. Erkennbar wird dieser Zusammenhang bei einem Vergleich der Varianten V1 und V3. Die

betreffenden Anlagen besitzen eine ähnliche Leistungsfähigkeit und identische Eigenverbrauchsquote. Hinsichtlich der wirtschaftlichen Kennzahlen unterscheiden sie sich jedoch sehr deutlich, aufgrund ihres stark voneinander abweichenden Investitionsniveaus. Variante 3 verzeichnet über alle Varianten hinweg die ungünstigste Perspektive, weil die Investitionen im Vergleich am höchsten sind und die Erlöse aus gestaffelter Einspeisevergütung sowie dem EEG-Umlage belasteten Eigenverbrauchsvorteil niedrig ausfallen. Bei V1 werden der altersbedingte Leistungsabfall und die ebenfalls zu Buche schlagende reduzierte Umlagebelastung von dem Investitionskostenvorteil hingegen deutlich kompensiert. Bestandsanlagen über 30 kW_p Nennleistung können insofern auch mit sehr niedrigen Eigenverbrauchsanteilen lohnend weiterbetrieben werden, da die Investitionen für den Weiterbetrieb niedrig sind und den Nachteil der EEG-Umlage aufwiegen.

Die Gewinner der gesetzlichen Anpassungen im Rahmen des EEG 2021 sind Anlagen bis einschließlich 30 kW_p Nennleistung mit Eigenverbrauch. Lediglich sehr kleine Anlagen unterhalb von 10 kW_p mit vergleichsweise hohen Investitionen für das Repowering und gleichzeitig niedrigen Eigenverbrauchsquoten könnten an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit kratzen. Allerdings sind derartige Konstellationen unüblich, da mit sinkender Anlagengröße die potenzielle Eigenverbrauchsquote steigt. Für den Anwendungsfall in einem Weingut wie beispielsweise dem skizzierten Modellbetrieb lässt die ermittelte Verbrauchsstruktur keine belastbaren Zweifel an einem ausreichenden Eigenverbrauch für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb von PV-Anlagen erwecken. Im Gegenteil – bei einer sehr kleinen Bestandsanlage in einem Weingut sollte das neue EEG dazu ermuntern, das Repowering mit einer Anlagenerweiterung bis an die Umlagefreigrenze von 30 kW_p vorzunehmen.

Die Erkenntnisse zum Energieverbrauch verdeutlichen, dass der Eigenverbrauch von PV-Strom zudem eine hervorragende Möglichkeit bietet, um die Emissionen von Phase 2 zu senken. Ohne Eigenverbrauch sind die Emissionen in diesem Betriebsbereich aufgrund des schlechten Emissionsfaktors von konventionellem Strom sehr hoch. Eine Nutzung von CO₂-neutralem Strom aus einer PV-Bestandsanlage kann die Emissionen in diesem Betriebsbereich senken. Veranschlagt man die ca. 8.000-11.000 kWh Eigenverbrauch aus den Modellrechnungen, so entspricht diese Energiemenge nur ca. 18 % des Energiebedarfs in Phase 2. Ungeachtet der heterogenen Verbrauchskurve, die durch intensive Hochverbrauchsphasen einerseits und lange Intervalle mit niedrigem Energiebedarf andererseits gekennzeichnet ist, erscheint ein Eigenverbrauchspotenzial in dieser Größenordnung als konservativ. Das bedeutet, dass auch ohne Investitionen in Steuerungs-, System- oder Verbrauchertechnologien

die Anlagen mit ökonomischem und ökologischen Mehrwert zu betreiben/weiterzubetreiben wären. Mit der berücksichtigten Eigenverbrauchsmenge würden die CO₂e-Gesamtemissionen des Weingutes über alle 3 Phasen um ca. 10,3 % gesenkt. Wohlgermerkt werden hierbei die Emissionen des Repowering unterschlagen, weil sie grundsätzlich als gering einzuschätzen sind und auch in der CO₂-Bilanzierung von herkömmlichem Strom keine Elektroinstallation erfasst wird.

Das theoretische Potenzial zur Eigenverbrauchsdeckung und gleichermaßen zur Emissionsenkung ist ungleich größer. Mit im Schnitt 23.035,81 kWh/a liefert V2 die geringsten Erträge, verkörpert damit aber immer noch ein Einsparpotenzial von rund 19,35 % am Gesamtenergieverbrauch des Weingutes. Bei V1 steigt dieses Potenzial auf ca. 60 % vom Gesamtverbrauch, was der Summe des Energiebedarfs für die Phasen 1 und 3 entspricht.

Für eine maximale Erschließung dieser Potenziale sind jedoch Speichertechnologien unabdingbar. In diesem Kontext konnte die Untersuchung aufzeigen, welchen Effekt die Nutzung eines elektrischen Schleppers auf die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen und die Emissionen im Außenbetrieb hat. Es wurde gezeigt, dass ein E-Schlepper in Ergänzung mit einem konventionellen Dieselschlepper als „Backup“ die benötigte Schlagkraft aufbringen kann und der praktische Einsatz in einem Weingut der geschilderten Größenordnung logistisch realisierbar ist. Allerdings überlagern die im Verhältnis hohen Anschaffungskosten den wirtschaftlichen Vorteil des günstigen PV-Stroms aus Eigenerzeugung, sodass der Einsatz des E-Schleppers im Endeffekt mit Mehrkosten von ca. 200 €/ha verbunden ist. Das Einsparpotenzial der Emissionen im Außenbetrieb wurde auf über 50 % beziffert bzw. auf ca. 18 % über alle Phasen. Die Elektrifizierung wird daher perspektivisch als aussichtsreich erachtet. Einstweilige Hemmnisse wie ein zu hoher Anschaffungspreis regulieren sich letztlich auch über die Produktionstechnologie bzw. Fertigungszahlen der Fahrzeuge.

Die im Rahmen der Ergebnisse angeführte Beschränkung der Schlagkraft ist auch von der eingesetzten Technologie auf Geräteseite abhängig. In Bezug auf den Pflanzenschutz ist hiermit das Verfahren gemeint, d. h., ob einreihige oder mehrreihige Pflanzenschutzgeräte zum Einsatz kommen. Bei synchroner Behandlung von sechs Teilbreiten steigt die Schlagkraft gegenüber der klassischen Applikation auf zwei Teilbreiten deutlich an, wenngleich der Zugewinn wegen der niedrigeren Arbeitsgeschwindigkeit und längeren Wendezeiten nicht proportional ausfällt. Eine Zulassung der Drohnentechnologie auch außerhalb von Sonderanwendungen wie dem Steillagenweingebau könnte den Leistungsruck, der beim Pflanz-

zenschutz auf dem Antriebsfahrzeug lastet, abschwächen und der Elektrifizierung in die Karten spielen. Der Fortschritt bei Akku- und Ladetechnologie wird dazu beitragen, die für das Laden benötigten Zeitfenster zu verkürzen sowie die effektive Arbeitszeit zu erhöhen. Insgesamt wird der elektrische Strom im Zuge von Digitalisierung, Automatisierung und Robotik in der Landwirtschaft allgemein – und auch in der Sonderkultur Weinbau im Speziellen – an Bedeutung gewinnen und die Dominanz der Verbrennungstechnologie auf lange Sicht, zumindest in vielen Bereichen, vermutlich brechen können.

Vor diesem Hintergrund ist auch zu erwähnen, dass etwaige Fördermaßnahmen im Rahmen des Kostenvergleichs bewusst ausgeklammert wurden. Über kurz oder lang wird der Landwirtschaftssektor jedoch nicht an einschneidenden ökologischen Restriktionen vorbeikommen, um die gesteckten Klimaziele zu erreichen. Diese könnten auch die landwirtschaftliche Mobilität betreffen, die – bislang zumindest – noch nicht von der Dynamik im Personenkraftverkehr geprägt ist. Staatliche Interventionen sind in diesem Zusammenhang eine der wesentlichen, unbekannteren Stellschrauben, die über den wirtschaftlichen Vorteil oder Nachteil zugunsten der einen oder anderen Technologie entscheiden können.

Großes Potenzial birgt auch die erörterte PtG-Technologie. Sie bietet gegenwärtig jedoch keinen realisierbaren Ansatz für den konkreten Anwendungsfall. Ein entscheidender Vorteil dieser Technologie gegenüber anderen Speichermedien ist die zeitliche Entkoppelung von Energieerzeugung und -verbrauch. Hierdurch könnten die Einsparpotenziale über das Maß der Elektrifizierung hinaus gesteigert werden. Bis dies zu erreichen ist, muss jedoch der Maßstab der serienreifen Technologie auf die Dimensionen der Weinwirtschaft schrumpfen oder es müssen Konzepte zur gemeinschaftlichen Nutzung der Technologie erarbeitet werden. In der Kopplung mehrerer erneuerbarer Energiequellen zur Erhöhung der Anlagenauslastung und dem gemeinsamen Nutzen der primären Speicher- und sekundären Wärmeenergie könnte der Schlüssel zur erfolgreichen Implementierung liegen. Allerdings ist diese Vision, stand heute, äußerst ambitioniert, da sie technologischer und gesetzlicher Anpassungen bedürfte und nicht zuletzt die oft traditionellen, individualistischen Strukturen der Weinbranche aufbrechen müsste.

Die Gebäudeenergie-technik, die vergleichsweise wenig Berücksichtigung bei der Entwicklung von Nutzungsoptionen fand, aber im Modellbetrieb immerhin gut 35 % der Energie verbraucht und 28 % der CO₂e-Emissionen verursacht, bietet ebenfalls optimale Voraussetzungen für eine Nutzung der Abwärme von PtG-Prozessen. Hierfür müssten aber Schnittstellen zu anderen Phasen, wie zum Beispiel der Gärkühlung und der Klimatisierung des

Flaschenlagers, überbrückt werden, die komplexes Fachwissen für eine Umsetzung voraussetzen.

Für Weingüter mit einer PV-Volleinspeiseanlage und dem Hintergrund einer auslaufenden Garantievergütung lassen sich auf Basis der Ergebnisse vorliegender Arbeit folgende abschließende Empfehlungen ableiten:

- Die Außerbetriebsetzung ausgeförderter EEG-Anlagen macht ökonomisch wie ökologisch bei einer Dimensionierung von 30 und 92,4 kW_p keinen Sinn, sofern prinzipiell ein zumindest geringer Eigenbedarf für elektrischen Strom besteht.
- Reine Volleinspeisung stellt bei den derzeitigen Vermarktungserlösen keine Option für Bestands- und Neuanlagen in den genannten Dimensionierungen dar. Kein Eigenverbrauch ist keine Option.
- Sofern ein Weingut noch keine PV-Anlage besitzt, bietet die Kategorie bis 30 kW_p bessere wirtschaftliche Perspektiven als eine Anlage mit größerer Skalierung.
- Im Rahmen der gezielten Eigenverbrauchssteigerung können zusätzliche Erlöse generiert werden, die den ökonomischen und ökologischen Wert der Anlage verbessern. Ungeachtet einer möglichen leistungsbedingten EEG-Umlagebelastung gilt für Weingüter der Grundsatz: je höher der zu erwartende Eigenverbrauchsanteil, desto aussichtsreicher die Investition.
- Derzeit sollte der Fokus hinsichtlich einer Erhöhung des Eigenverbrauchs auf Maßnahmen wie optimierte Prozessplanung und gezielte Steuerung von Verbrauchern gerichtet werden. Investitionen in Speichertechnologien können ökologische Vorteile, aber bislang keinen wirtschaftlichen Nutzen bieten.
- Der Einsatz eines elektrischen Schleppers für die Bewirtschaftung des Außenbetriebs in einem Weingut ist logistisch realisierbar, erhöht den Eigenverbrauch und reduziert die Emissionen. Er kann jedoch nicht die Schlagkraft eines herkömmlichen Dieseltankers erreichen und geht mit deutlich höheren Maschinenkosten einher. Eine von der Standardbewirtschaftung abweichende Anbaupraxis wie zum Beispiel extensive Bewirtschaftungsformen oder PIWI-Rebsorten können unter Umständen jedoch das Kriterium der zwingenden Leistungsfähigkeit entkräften und die Investition aus ökologischen Beweggründen rechtfertigen.

6 Zusammenfassung

Anknüpfend an das einleitende Zitat von Klaus Töpfer muss sich der Weinbau als eine emissionsintensive Sonderkultur besonders mit seiner Zukunftsausrichtung auseinandersetzen und die Frage gefallen lassen, welche konkreten Antworten er auf die Herausforderungen des Klimawandels liefert.

Die vorliegende Arbeit konnte vor diesem Hintergrund zumindest herausstellen, dass Photovoltaik einen aktiven Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Weinbau leisten kann und dies im Besonderen in Form von ausgeförderten Bestandsanlagen. Jede selbst verbrauchte Kilowattstunde Energie aus eigener Erzeugung verbessert den *Carbon Footprint* der Produktionskette und verkörpert einen direkten wirtschaftlichen Vorteil im Vergleich zum Fremdbezug. Die Untersuchung verdeutlichte weiterhin, dass der spürbare Leistungsnachteil durch Degradation eine untergeordnete Rolle spielt und stattdessen die niedrigen Investitionen für das Repowering in einem monetären Vorteil resultieren.

Anlagenbetreiber im Weinbau sollten sich daher nicht die Frage stellen, ob sie eine Anlage weiterbetreiben, sondern wie sie den Nutzen ihrer Anlage optimieren können, um eine ökologische und ökonomische Win-win-Situation zu erzielen. Diesbezüglich brachte die Arbeit hervor, dass die eine technologische Ideallösung für eine maximale Ausschöpfung des energetischen Potenzials derzeit noch nicht in Sicht ist. Vielmehr können individuelle Lösungen einen enormen Mehrwert generieren und das geschärfte Bewusstsein für die Produktions- und Verbrauchsverläufe im Tages- und Jahresgang, egal ob in Form menschlicher Intelligenz oder computergestützter Anwendungen, in erheblichen Einsparungen resultieren. Nichtsdestotrotz wird die unausweichliche Dynamik bei Speichertechnologien, Mobilität, Digitalisierung, Automatisierung und Robotik etc. in absehbarer Zukunft Lösungen bereitstellen, die für die Zwecke der Weinbranche nutzbar sein und Synergien mit der photovoltaischen Energieerzeugung erzeugen werden.

Grundsätzlich fällt es bei der Analyse von Lösungsansätzen schwer, zwischen finanziellen und ökologischen Aspekten abzuwägen und eine Bewertung zu treffen. Die frühe Entwicklung der Photovoltaik war geprägt vom Pioniergeist weniger Vorreiter, verbunden mit erheblichen finanziellen Aufwendungen, und mitunter risikobehaftet. Vor diesem Hintergrund sollten ökonomische Gründe nicht ausschließlich in den Vordergrund gestellt, sondern auch ideelle Ziele und indirekte Effekte wie beispielsweise die Marketingvorteile grüner Technologien berücksichtigt werden. Insbesondere für Betriebe mit Bio/Öko-Zertifizierung sollte

die Frage zukünftig mehr Raum einnehmen, ob ökologisches Wirtschaften nicht auch an den Emissionen zu bemessen ist und sich nicht primär über den Verzicht auf synthetische Pflanzenschutzmittel und Herbizide definieren sollte.

7 Literaturverzeichnis

Abbott, T.; Longbottom, M.; Wilkes, E.; Johnson, D. (2016) Assessing the environmental credentials of Australian wine. *Wine and Viticulture Journal* 31(1), S. 35-37

Adoir, E.; Penavayre, S.; Petitjean, T.; Rességuier, L. de (2019) Study of the viticultural technical itineraries carbon footprint at fine scale. *BIO Web Conf.* 15.

DOI:10.1051/bioconf/20191501030

AEE (2017) Zukunftsforum Energiewende: Grundlast war gestern – Energie Update. <https://energie-update.de/aktuelles/zukunftsforum-energiewende-grundlast-war-gestern/>, abgefragt am 19.08.2020

AGEB (2020, Hrsg.) Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2019. Retrieved from Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. website: <https://www.ag-energiebilanzen.de/4-0-Arbeitsgemeinschaft.html>*

Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE) (2013) Erneuerbare Energien im Strommarkt: Neue Anforderungen an das Marktdesign im Zuge der Energiewende (Renews Kompakt). https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/276.AEE_RenewsKompakt_Strommarkt_dez13.pdf

AGORA Energiewende (2014) Projekt - Die EEG 2.0-Reform. <https://www.agora-energiewende.de/projekte/die-eeeg-20-reform/>

Albrecht, Steve; Saliba, Michael; Correa Baena, Juan P.; Lang, Felix; Kegelmann, Lukas; Mews, Mathias; Steier, Ludmilla; Abate, Antonio; Rappich, Jörg; Korte, Lars; Schlatmann, Rutger; Nazeeruddin, Mohammad K.; Hagfeldt, Anders; Grätzel, Michael; Rech, Bernd (2016) Monolithic perovskite/silicon-heterojunction tandem solar cells processed at low temperature. *Energy Environ. Sci.* 9(1), S. 81-88. DOI:10.1039/C5EE02965A

Amillo, A. G.; Huld, Thomas; Pinedo Pascua, Irene; Urraca, Ruben; Dunlop, Ewan (2019) PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. EUMETSAT CM SAF 5 User workshop Mainz. https://www.cmsaf.eu/EN/Outreach/Workshops/past_workshops/UserWorkshop2019/Programme_pdfs/2_CM_SAF_Workshop_0619_PVGIS.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Andritschke, Nico (2018) Großskalige saisonale Wärmespeicher werden benötigt. Interview mit Professor Dr. Sebastian Bauer und Professor Dr. Andreas Dahmke. vom

22.01.2018. <https://www.springerprofessional.de/energie/energiewende/-grossskalige-saisonale-waermespeicher-werden-benoetigt-/15316844>

August, Christine (2020) „Wie viel CO₂ steckt in einem Liter Benzin?“. https://www.helmholtz.de/erde_und_umwelt/wie-viel-co2-steckt-in-einem-liter-benzin/, abgefragt am 06.09.2020

AxSun Solar (2020) Die AxSun-Qualität. <https://www.axsun.de/der-qualitaetsunterschied>, abgefragt am 08.07.2020

Bala, Christian; Schuldzinski, Wolfgang (2016) Prosuming und Sharing - neuer sozialer Konsum: Aspekte kollaborativer Formen von Konsumtion und Produktion

Bär, Katharina; Mörs, Friedemann; Götz, Manuel; Graf, Frank (2015) Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten. *gwf-Gas* 156(7), S. 466-473. https://www.researchgate.net/publication/280009014_Vergleich_der_biologischen_und_katalytischen_Methanisierung_fur_den_Einsatz_bei_PtG-Konzepten.

BayWeinTEK (2017) Planungsgrundlagen für Weinwirtschaftsgebäude. <https://www.bayweintek.de/inhalte/geb%C3%A4udedetails-planungsgrundlagen.html>, abgefragt am 30.09.2020

BDEW (2020a) Stromerzeugung und -Verbrauch in Deutschland: 1991-2019. https://www.bdew.de/media/documents/20200211_BRD_Stromerzeugung1991-2019.pdf

BDEW (2020b) Erneuerbaren-Anteil wegen großer Sondereffekte erstmals bei 52 Prozent. Retrieved from Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. website: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbaren-anteil-wegen-gro%C3%9Fer-sondereffekte-erstmals-bei-52-prozent/>*

BDEW (2020c) Power-to-Heat: ein Baustein der Sektorkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Retrieved from BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V website: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf*

BDEW (2020d) BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, abgefragt am 18.10.2020

Becker, Arno; Dietrich, Jürgen; Fröba, Norbert; Huber, Georg; Kohl, Elmar; Kranich, Helmut; Krolla, Alfred; Michelfelder, Uwe; Plewe, Winfried; Reinhold, Christian (2017) KTBL Datensammlung Weinbau und Kellerwirtschaft: Daten für die Betriebsplanung 16. überarbeitete Auflage Aufl., Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Becker, Christiane; Albrecht, Steve; Glunz, Stefan; Kajari-Schröder, Sarah; Wolter, Sascha; Colsmann, Alexander; Paetzold, Ulrich W.; Dyakonov, Vladimir; Ahlswede, Erik; Powalla, Michael (2020) Tandemsolarzellen mit Perowskiten – Die neuen Stars der Photovoltaik (FVEE Themen 2019).

Benedetto, Graziella (2013) The environmental impact of a Sardinian wine by partial Life Cycle Assessment. *Wine Economics and Policy* 2(1), S. 33-41.

DOI:10.1016/j.wep.2013.05.003

Berman, D.; Faiman, D. (1997) EVA browning and the time-dependence of I–V curve parameters on PV modules with and without mirror-enhancement in a desert environment.

Solar Energy Materials and Solar Cells 45(4), S. 401-412. DOI:10.1016/S0927-0248(96)00087-6

Bett, Andreas; Burger, Bruno; Jaus, Joachim; Fellmeth, Tobias; Stalter, Oliver; Vetter, Matthias; Mohring, Hans-Dieter; Gombert, Andreas; Lerchenmüller, Hansjörg (2009) Konzentrierende Photovoltaik (CPV) für Länder mit hoher direkter Einstrahlung (FVEE AEE Themen 2009). Retrieved from FVEE website: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_05_08.pdf*

Beucker, Severin; Fichter, Klaus (2007) Trends und Rahmenbedingungen für das Innovationssystem Farbstoffsolarzelle – Perspektive 2020. Retrieved from Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit website: <https://wiki.iao.fraunhofer.de/images/studien/innovationssystem-farbstoffsolarzelle.pdf>*

Beucker, Severin; Fichter, Klaus; Lang-Koetz, Claus; Hinsch, Andreas (2008) Erfolgsfaktoren von Produktinnovationen in der Solarwirtschaft: Internationale Fallstudien zu Innovationssystemen am Beispiel von Farbstoffsolarzellen (ColorSol-Konsortium).

Biegger, Philipp; Medved, Ana Roza; Lehner, Markus; Ebner, Hannes Michael; Friedacher, Alfred (2016) Methanisierung im Umfeld von „Power to Gas“. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), Technische Universität Graz (TUG) (Hrsg.)

Kurzfassungsband zum 14. Symposium Energieinnovation Graz // Energie für unser Europa. 14. Symposium Energieinnovation, 10.-12. Februar 2016, TU Graz, Österreich. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, S. 463f.

BINE (2001) Thermochemische Speicher (BINE Themeninfo No. 2/01). http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2001/Projekt-Info_02-2001/projekt_0201internetx.pdf

BINE (2014) Energie von tausend Sonnen: Konzentrierende Photovoltaik. <http://www.bine.info/themen/erneuerbare-energien/publikation/energie-von-tausend-sonnen/?cHash=0e9e97f6a4c18e58a2272369fac6be05&type=333>

BINE (2020) Themeninfo: Photovoltaik - Innovationen bei Solarzellen und Modulen - Solarmoduletechnik. <http://www.bine.info/publikationen/publikation/photovoltaik-innovationen-bei-solarzellen-und-modulen/solarmoduletechnik/>, abgefragt am 03.07.2020

BMEL (2020) Ertragslage Garten- und Weinbau 2020: Daten-Analysen. <https://www.bmel-statistik.de/fileadmin/daten/GBB-2000000-2020.pdf>

BMJV (2020) Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).

BMU (2002, Hrsg.) Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). Retrieved from Bundesumweltministerium website: https://www.erneuerbareenergien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-ee-2002.pdf?__blob=publicationFile&v=3*

BMU (2003, Hrsg.) Erneuerbare Energien in Zahlen Stand März 2003

BMU (2003a, Hrsg.) Neue Sonnenstrom-Vergütung ab 1. Januar 2004: Pressemitteilung 245/03. <https://www.bmu.de/pressemitteilung/neue-sonnenstrom-verguetung-ab-1-januar-2004/>

BMU (2010, Hrsg.) Hintergrundpapier: Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG durch das Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien - EAG EE. Retrieved from Bundesumweltministerium KI III 4 website: https://rsw.beck.de/docs/librariesprovider5/rsw-dokumente/hintergrundinfo_eag_ee_bf*

BMU & KfW (2003b, Hrsg.) 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm kurz vor dem Ziel: Pressemitteilung 108/03. <https://www.bmu.de/pressemitteilung/100000-daecher-solarstrom-programm-kurz-vor-dem-ziel/>

BMWi (2014a, Hrsg.) Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode: 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. Retrieved from Bundesministerium für Wirtschaft und Energie website: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/zentrale_vorhaben_energiewende_fuer_die_18_legislaturperiode.pdf?__blob=publicationFile&v=6*

BMWi (2014b) Faktenblatt Photovoltaik: Die EEG-Reform. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/faktenblatt_photovoltaik.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BMWi (2018a) Der Strompreis. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>, abgefragt am 09.08.2020

BMWi (2018b, Hrsg.) EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2020. Retrieved from Bundesministerium für Wirtschaft und Energie website: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F__blob%3DpublicationFile*

BMWi (2020a) Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71804

BMWi (2020b) Erneuerbares Energien Gesetz 2009 (EEG 2009). https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71120

BMWi (2020c) EU-Richtlinie für erneuerbare Energien. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EU_Richtlinie_fuer_EE/eu_richtlinie_fuer_erneuerbare_energien.html

BMWi (2020d) EEG in Zahlen 2000-2020. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf%3F__blob%3DpublicationFile

BMWi (2020e) Was ist ein "Prosumer"? <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/06/Meldung/direkt-erklaert.html>, abgefragt am 17.08.2020

Book, Felix (2014) Hocheffiziente Industriesolarzellen mit selektiver Oberflächendotierung Dissertation, Universität Konstanz Konstanz. <https://d-nb.info/1093176911/34>

Bothe, Karsten; Sinton, Ron; Schmidt, Jan (2005) Fundamental boron-oxygen-related carrier lifetime limit in mono- and multicrystalline silicon. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 13(4), S. 287-296. DOI:10.1002/pip.586

Boulton, Roger (2019) The Design Solutions for a Self Sustainable Zero Carbon Winery. *Wineries of the Future, Solutions for the Wine Industry Conference, Climate Change Leadership Porto*. <http://www.climatechange-porto.com/>

Brinner, Andreas; Schmidt, Maik; Schwarz, Simon; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich (2018) Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*.

BSW (2012) EEG-Novelle 2012 II– Was ändert sich rückwirkend zum 1. April 2012? https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/20120801_EEG-Novelle_2012_Merkblatt.pdf

BSW (2016) Direktvermarktung von Solarstrom: Markt- und Anbieterübersicht. Retrieved from Bundesverband Solarwirtschaft e.V. website: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/RZ_BSW_Broschuere_web.pdf*

BSW (2020) Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche: Faktenpapier Photovoltaik. https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw_faktenblatt_photovoltaik.pdf

BSW (2008) EEG 2009 - Wichtigste Änderungen und Fördersätze Photovoltaik. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/EEG2009_Zusammenfass.pdf

Bundesgesetzblatt (1990) Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz: Stromeinspeisungsgesetz. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//%5B@attr_id=%27bgbl190s2633b.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl190s2633b.pdf%27%5D__1590169274666, abgefragt am 22.05.2020

Bundesgesetzblatt (1994) Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden: Wärmeschutzverordnung. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl194s2121.pdf%27%5D

#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl194s2121.pdf%27%5D__16020140219
46

Bundesgesetzblatt (2000) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27555598%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1

Bundesgesetzblatt (2003) Zweites Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/private/active/0/5-Zweites_EEG_AendG_BGBI-I-2003-3074.pdf

Bundesgesetzblatt (2008) Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*%255B@attr_id=%27bgbl108s2074.pdf%27%255D

#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl108s2074.pdf%27%5D__15904903990
16

Bundesgesetzblatt (2009) Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2101.pdf%27%5D

#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2101.pdf%27%5D__15904947673
21

Bundesgesetzblatt (2010) Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*\[@attr_id=%27bgbl110s1170.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1170.pdf%27%5D__1590497250803](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*[@attr_id=%27bgbl110s1170.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1170.pdf%27%5D__1590497250803)

Bundesgesetzblatt (2011a) Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren: (Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien-EAG EE). https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s0619.pdf%27%5D

#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s0619.pdf%27%5D__15905004879
41

Bundesgesetzblatt (2011b) Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1634.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1634.pdf%27%5D__1590503439364

Bundesgesetzblatt (2012) Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//*%5B@attr_id=%27bgbl112s1754.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl112s1754.pdf%27%5D__1590499681162

Bundesgesetzblatt (2014) Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*\[%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27%5D__1590648285024](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*[%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl114s1066.pdf%27%5D__1590648285024)

Bundesgesetzblatt (2016a) Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien: EEG 2017. [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*\[@attr_id=%27bgbl116s2258.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D__1588421262844](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*[@attr_id=%27bgbl116s2258.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D__1588421262844)

Bundesgesetzblatt (2016b) Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung. https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/energierecht/BGBI_I_2016_3106_1_.pdf

Bundesgesetzblatt (2020) Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften: Bundesgesetzblatt. [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*\[@attr_id=%27bgbl120s3138.pdf%27\]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl120s3138.pdf%27%5D__1611776113343](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=//*[@attr_id=%27bgbl120s3138.pdf%27]#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl120s3138.pdf%27%5D__1611776113343)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014, Hrsg.) Photovoltaik: Die EEG-Reform. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Hintergrundinformationen/faktenblatt_photovoltaik_bf.html

Bundesnetzagentur (2016) Leitfaden zur Eigenversorgung. Retrieved from Referat erneuerbare Energien (605) website: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Eigenversorgung/Eigenversorgung-node.html*

Bundesnetzagentur (2019) Workshop zum Hinweispapier zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Hinweispaepiere/Messen_Schaetzen_WSPraese.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur (2020a) Fördersätze für PV-Anlagen: Vergütungssätze in Cent/kWh - Feste Einspeisevergütung. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html

Bundesnetzagentur (2020b) Messeinrichtungen / Zähler. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Metering/SmartMeter_node.html#FAQ695346, abgefragt am 17.10.2020

Bundesnetzagentur (2020c) Veröffentlichung von EEG-Registerdaten. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, abgefragt am 11.01.2021

Bundesumweltministerium (2012) Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/die_wichtigsten_aenderungen_der_eeg_novelle_zur_photovoltaik_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1

C.A.R.M.E.N. eV (2019) Marktübersicht Batteriespeicher 2019. Retrieved from Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. website: https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%20BCbersicht-Batteriespeicher_2019.pdf*

Christian Growitsch; Felix Müsgens (2005) Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes – ein Erfolgsmodell? https://www.researchgate.net/publication/227449197_Die_Liberalisierung_des_deutschen_Strommarktes_-_ein_Erfolgsmodell

Colman, Tyler; Páster, Pablo (2009) Red, White, and 'Green': The Cost of Greenhouse Gas Emissions in the Global Wine Trade. *Journal of Wine Research* 20(1), S. 15-26.
DOI:10.1080/09571260902978493

Conrads, Lisa & Klamka, Jonas (2020) EEG 2021: Die wichtigsten Änderungen: Blog ErneuerbareEnergien.NRW. <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/windenergie/fachbeitrag-eeg-2021-die-wichtigsten-aenderungen/>, abgefragt am 27.01.2021

Degünther, Bernhard (2013) Sinn und Zweck von Strommessungen in der Kellerwirtschaft. DLR Rheinhessen-Nahe-Hunsrück. Bad Kreuznacher Wintertagung Bad Kreuznach.

Degünther, Bernhard (2014) Strom – und Wasserverbrauch in der Kellerwirtschaft. Retrieved from DLR Rheinhessen-Nahe-Hunsrück website: [https://www.dlr.rlp.de/Internet/global/the-men.nsf/ALL/26C5DF1E16202E21C125838600371A96/\\$FILE/Bernhard%20Deg%C3%BCnther%20-%20Strom-%20und%20Wasserverbrauch%20in%20der%20Kellerwirtschaft%20AT%202014.pdf](https://www.dlr.rlp.de/Internet/global/the-men.nsf/ALL/26C5DF1E16202E21C125838600371A96/$FILE/Bernhard%20Deg%C3%BCnther%20-%20Strom-%20und%20Wasserverbrauch%20in%20der%20Kellerwirtschaft%20AT%202014.pdf)*

Degünther, Bernhard; Seckler, Johann (2005) Vom Weinberg in die Flasche. DLR R-N-H. Symposium Architektur + Wein 2 Oppenheim.

Deissenroth, Marc; Merten, Frank; Sehnke, Frank; Sager, Christina; Bauer, Frank; Sabatier, Matthias; Burger, Bruno; Kranzer, Dirk; Rohrig, Kurt (2014) Die Akteurswende. Retrieved from FVEE website: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2014/th2014_04_01.pdf*

DELFT (2014) Solar Energy. Retrieved from University of Technology website: https://courses.edx.org/c4x/DelftX/ET.3034TU/asset/solar_energy_v1.1.pdf*

Deltau, Gerhard (1992) Photovoltaikstrom im Haushalt (Schriften des Weiterbildenden Studiums Energie und Umwelt No. Heft 1). Retrieved from Universität Kassel website: <https://www.uni-kassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/Fachgebiete/FSG/Download/Lehre/ETP1/Photovoltaik.pdf>*

DESTATIS (2020) Land- und Forstwirtschaft, Fischerei: Wachstum und Ernte - Weinmost - (Fachserie 3 No. Reihe 3.2.1).

Deutscher Bundestag (2000, Hrsg.) Beschlussempfehlung und Bericht: zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Drucksache 14/2341). Retrieved from Ausschuss für Wirtschaft und Technologie (9. Ausschuss) website:

<https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/14/027/1402776.pdf>*

Deutscher Bundestag (2003, Hrsg.) Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Drucksache 15/810). <https://dip21.bundestag.de/doc/btd/15/008/1500810.pdf>

Deutscher Bundestag (2018, Hrsg.) Regelungen zur Eigenversorgung in der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie: Sachstand (No. WD 5 - 3000 - 156/18). Retrieved from Wissenschaftliche Dienste website: <https://www.bundestag.de/resource/blob/587058/0493e37892dc9f6342479e7b233eb3bc/WD-5-156-18-pdf-data.pdf>*

Deutscher Bundestag (2020) Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung –Drucksachen 19/23482, 19/24234, 19/24535 Nr. 10 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien -Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften: Drucksache 19/25302. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw51-de-erneuerbare-energien-gesetz-812876>, abgefragt am 11.01.2021

Diekmann, Jochen; Leprich, Uwe; Ziesing, Hans-Joachim (2007) Regulierung der Stromnetze in Deutschland: Ökonomische Anreize für Effizienz und Qualität einer zukunftsfähigen Netzinfrastruktur Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung. <http://hdl.handle.net/10419/116430>

Diermann, Ralph (2019) Insolight erzielt mit CPV-Modul für Gebäudedächer einen Wirkungsgrad von 29 Prozent. <https://www.pv-magazine.de/2019/02/19/insolight-erzielt-mit-cpv-modul-fuer-gebaeuedaecher-einen-wirkungsgrad-von-29-prozent/>

Dimosthenis, Trimis; Anger, Stephan (2014) Potenzial der thermisch integrierten Hochtemperaturelektrolyse und Methanisierung für die Energiespeicherung durch Power-to-Gas (PtG). *gwf-Gas* (1-2), S. 50-59

Dimroth, Frank (2018) Juan Francisco Martínez Sánchez Receives the Student Award for his Development of a New PV Hybrid Concentrator Module. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/news/2018/juan-francisco-martinez-sanchez-receives-the-student-award-for-his-development-of-a-new-pv-hybrid-concentrator-module.html>

Dimroth, Frank; Grave, Matthias; Beutel, Paul; Fiedeler, Ulrich; Karcher, Christian; Tibbits, Thomas N. D.; Oliva, Eduard; Siefer, Gerald; Schachtner, Michael; Wekkeli, Alexander; Bett, Andreas W.; Krause, Rainer; Piccin, Matteo; Blanc, Nicolas; Drazek, Charlotte; Guiot, Eric; Ghyselen, Bruno; Salvetat, Thierry; Tauzin, Aurélie; Signamarcheix, Thomas; Dobrich, Anja; Hannappel, Thomas; Schwarzburg, Klaus (2014) Wafer bonded four-junction GaInP/GaAs//GaInAsP/GaInAs concentrator solar cells with 44.7% efficiency. Prog. Photovolt: Res. Appl. 22(3), S. 277-282. DOI:10.1002/pip.2475

Dotzauer, Petra (2016) Redox-Flow-Batterien. <https://www.bayern-innovativ.de/seite/redox-flow-batterien>, abgefragt am 24.08.2020

DStGB (2015) EEG-Reform 2014 als wichtiger Schritt für die Energiewende: Die wesentlichen Änderungen im Überblick. <https://www.dstgb.de/dstgb/Homepage/Schwerpunkte/Energiewende/Erneuerbare%20Energien/EEG-Reform%202014%20als%20wichtiger%20Schritt%20f%C3%BCr%20die%20Energiewende%3A%20Die%20wesentlichen%20%C3%84nderungen%20im%20%C3%9Cberblick/>

Duerr, Ines; Bierbaum, Joerg; Metzger, Jens; Richter, Jannik; Philipp, Daniel (2016) Silver Grid Finger Corrosion on Snail Track affected PV Modules – Investigation on Degradation Products and Mechanisms. Energy Procedia 98, S. 74-85. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021631044X>. DOI:10.1016/j.egypro.2016.10.083

DWD (2020) Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Leistungen - Globalstrahlungskarten, Mittlere Monats- und Jahressummen. https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_mi.html, abgefragt am 02.07.2020

DWI (2020) Das Anbaugebiet Rheingau. <https://www.deutscheweine.de/tourismus/in-den-anbaugebieten/rheingau/das-anbaugebiet/>, abgefragt am 03.09.2020

Dyakonov, Vladimir; Pfeiffer, M. (2003) Organische Solarzellen (PV-UNI-NETZ Workshop).

EnBW (2020) Reststromtarif: Strom zum reinen Einkaufspreis an der Börse beziehen | Interconnector.de: Virtuelles Kraftwerk der EnBW. <https://www.interconnector.de/reststromtarif/>, abgefragt am 14.08.2020

Energieagentur RLP (2017) Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen. https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf

EnergieAgentur.NRW GmbH (2017) Das EEG 2017: Die wichtigsten Änderungen (EA.paper No. 8). https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/wp-content/uploads/2019/06/EA-paper-8_final.pdf

EnergieSchweiz (2017, Hrsg.) Solarstrom-Eigenverbrauch Optimieren: Handbuch

Enkhardt, Sandra (2019) Photovoltaik-Anlagen dürfen nach Ende der EEG-Förderung nicht einfach "wild einspeisen". <https://www.pv-magazine.de/2019/08/01/pv-anlagen-duerfen-nach-ende-der-eeg-foerderung-nicht-einfach-wild-einspeisen/>

Enkhardt, Sandra (2020a) ZSW entwickelt Extremtest für PID-Beständigkeit von Solarmodulen. <https://www.pv-magazine.de/2020/03/23/zsw-entwickelt-extremtest-fuer-pid-bestaendigkeit-von-solarmodulen/>, abgefragt am 05.07.2020

Enkhardt, Sandra (2020b) BVES: Wachstum des deutschen Speichermarktes setzt sich fort. <https://www.pv-magazine.de/2020/03/12/bves-wachstum-des-deutschen-speichermarktes-setzt-sich-fort/>, abgefragt am 26.08.2020

Enkhardt, Sandra (2020c) Nach Bundesratsbeschluss wird 52-Gigawatt-Deckel für Photovoltaik final aus EEG gestrichen. <https://www.pv-magazine.de/2020/07/03/nach-bundesratsbeschluss-wird-52-gigawatt-deckel-fuer-photovoltaik-final-aus-eeg-gestrichen/>, abgefragt am 27.01.2021

Europäische Gemeinschaft (2009) Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG: RL 2009/28/EG. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=DE>

Europäische Kommission (1997) ENERGIE FÜR DIE ZUKUNFT: ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER: Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan. https://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_de.pdf

Europäische Kommission (2016) JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, abgefragt am 21.10.2020

Europäische Union (2018) RICHTLINIE (EU) 2018/ 2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>

Europäische Union (2019) Saubere Energie Saubere Energie für alle Europäer. Retrieved from Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union website: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=null&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search*

EXYTRON GmbH (2018) Speicherung von Strom - erneuerbare Energie - regeneratives Erdgas. <https://exytron.online/smartenergytechnology/>, abgefragt am 30.08.2020

Falcone, Giacomo; Luca, Anna de; Stillitano, Teodora; Strano, Alfio; Romeo, Giuseppa; Gulisano, Giovanni (2016) Assessment of Environmental and Economic Impacts of Vine-Growing Combining Life Cycle Assessment, Life Cycle Costing and Multicriterial Analysis. Sustainability 8(8), S. 793. DOI:10.3390/su8080793

FEEI (2020) Smart Grids - Smartgrids Austria. <https://www.smartgrids.at/smart-grids.html>, abgefragt am 19.08.2020

Ferrara, Carmen; De Feo, Giovanni de (2018) Life Cycle Assessment Application to the Wine Sector: A Critical Review. Sustainability 10(2), S. 395. DOI:10.3390/su10020395

Figgner, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver; Angenendt, Georg; Robinius, Martin; Stolten, Detlef; Sauer, Dirk Uwe (2020) The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. Journal of Energy Storage 29, S. 101153. DOI:10.1016/j.est.2019.101153

Fischer, Florian (2019, März) Innovative Energielösungen in der Landwirtschaft Smart Farm Allgäu. Regionales Energieforum Isny e.V. Energieforum Isny.

FIVS (2008, Hrsg.) International Wine Carbon Calculator Protocol: Version 1.2. http://www.ipw.co.za/content/pdfs/ghg/eng/International_Wine_Carbon_Calculator_Protocol_V1.2.pdf

FIVS (2016, Hrsg.) FIVS International Wine Greenhouse Gas Protocol: Version 2.0.

<https://www.fivs.org/virtuallibrary/previewFile/id/28909/hash/e7774547b3d2f5f9534c9b3cd73ee39931af1753/key/776042960/>

Forschungszentrum Jülich GmbH (2020) Hochtemperatur-Speicher liefert Strom - Neuigkeiten aus der Forschung für energieoptimierte Gebäude und Quartiere - Forschungsinitiative Energiewendebauen. <https://projektinfos.energiewendebauen.de/forschung-im-dialog/neuigkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/hochtemperatur-speicher-liefert-strom/>, abgefragt am 31.08.2020

Fraunhofer CSP (2020) PV-Recycling. <https://www.csp.fraunhofer.de/de/kompetenzfelder/-pv-recycling.html>, abgefragt am 08.07.2020

Fraunhofer ICT (2015) Sorptionsspeicher zur Nutzung der Verlustwärme: Energie- und Ressourceneffizienz

Fraunhofer ICT (2017) Redox-Flow-Batterie. Retrieved from Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT website: https://www.ict.fraunhofer.de/content/dam/ict/de/documents/medien/ae/AE_Redox_Flow_Batterie_V03-1_de.pdf*

Fraunhofer ISE (2014) Solarzelle mit 46% Wirkungsgrad – neuer Weltrekord: Französisch-deutsche Kooperation bestätigt Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Photovoltaikindustrie Freiburg.

Fraunhofer ISE (2019) Fraunhofer ISE stellt zwei Wirkungsgradrekorde für monolithische Dreifachsolarzellen auf Siliciumbasis auf Freiburg. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2019/2219_ISE_d_PI_Rekorde_Mehrfachsolarzellen.pdf

Fraunhofer ISE (2019) Photovoltaics Report Freiburg.

Fraunhofer ISE (2020a) Bewertung PID – Module und Anlagen - Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/bewertung-pid-module-und-anlagen.html>, abgefragt am 05.07.2020

Fraunhofer ISE (2020b) Herstellung monokristalliner P- und N-Typ Ingots nach dem Czochralski-Verfahren. <https://www.csp.fraunhofer.de/de/kompetenzfelder/-Kristallisationstechnologie/wissenschaftliche-highlights/--Herstellung-monokristalliner-P-und-N-Typ-Ingots-nach-dem-Czochralski-Verfahren.html>, abgefragt am 05.07.2020

Fraunhofer ISE (2020c) Schnelle Regeneration – Vermeidung lichtinduzierter Degradation in Solarzellen durch schnelle Regeneration - Fraunhofer ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/schnelle-regeneration.html>, abgefragt am 05.07.2020

Fraunhofer ISE (2020d, Hrsg.) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Retrieved from Institut für Solare Energiesysteme website: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>*

Fraunhofer ISE (2020e) Stromerzeugung | Energy Charts 2019. https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2019

Fraunhofer ISE (2020f) Stromerzeugung | Energy Charts 2020. https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm

Fraunhofer ISE (2020g) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Retrieved from Institut für Solare Energiesysteme website: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>*

Fraunhofer ISE (2020h) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Retrieved from Institut für Solare Energiesysteme website: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>*

Fraunhofer UMSICHT (2017, Hrsg.) Thermochemische Wärmespeicher: Wärmespeicherung mit chemischen Reaktionen

Freund, Maximilian (2008) Energie- und Wassereinsparung in Weinkellereien. Schweizer Zeitschrift für Wein- und Obstbau (19), S. 4-7

Freund, Maximilian (2012) Messungen zum Energieverbrauch von Membranpressen. Hochschule Geisenheim University.

Fröhlich, Jochen; Freund, Maximilian (2008) Energie- und Wassereinsparung in Weinkellereien. Amethyst Workshop Geisenheim.

Fuentes-Pila, Joaquín; Garcia, José Luis (2014) Handbook: Efficient Wineries.

Fuhs, Walther; Stiebig, Helmuth; Reber, Stephan (2003, Hrsg.) Dünnschicht-Solarzellen aus Silicium (FVS Themen 2003). Retrieved from FVS website: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2003/th2003_03_02.pdf*

Fusi, Alessandra; Guidetti, Riccardo; Benedetto, Graziella (2014) Delving into the environmental aspect of a Sardinian white wine: from partial to total life cycle assessment. *The Science of the total environment* 472, S. 989-1000. DOI:10.1016/j.scitotenv.2013.11.148

Gähns, Svantje (2017, November) Prosumer in der Energiewirtschaft: Überblick, Potenziale und Erkenntnisse aus Projekten des IÖW Potsdam.

Garland, Gina M.; Suddick, Emma; Burger, Martin; Horwath, W. R.; Six, Johan (2011) Direct N₂O emissions following transition from conventional till to no-till in a cover cropped Mediterranean vineyard (*Vitis vinifera*). *Agriculture Ecosystems & Environment* 141(1-2), S. 234-239. DOI:10.1016/j.agee.2011.02.017

Gaul, Thomas (2019) Energie: Wie sich Sonnenstrom rechnen kann | landundforst.de. <https://www.landundforst.de/landwirtschaft/betrieb/energie-sonnenstrom-rechnen-543923>

Gawel, Erik; Purkus, Alexandra (2013) Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? *Z Energiewirtschaft* 37(1), S. 43-61. DOI:10.1007/s12398-012-0097-x

Geisz, John F.; France, Ryan M.; Schulte, Kevin L.; Steiner, Myles A.; Norman, Andrew G.; Guthrey, Harvey L.; Young, Matthew R.; Song, Tao; Moriarty, Thomas (2020) Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. *Nat Energy* 5(4), S. 326-335. <https://www.nature.com/articles/s41560-020-0598-5#citeas>. DOI:10.1038/s41560-020-0598-5

Geyrhofer, Alois (2013) KRAFTSTOFFVERBRAUCH BEIM WEINBAU-TRAKTOR. <https://obstwein-technik.eu/Core?aktiveNavigationsID=879&fachbetaeageID=66>, abgefragt am 04.08.2020

Ghaib, Karim (2017) *Das Power-to-Methane-Konzept* Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden

Giesecke, Jürgen; Heimerl, Stephan; Mosonyi, Emil (2014) *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb* 6., aktual. und erw. Aufl. Aufl., Berlin: Springer Vieweg.

Glunz, S. W.; Rein, Stefan; Lee, J. Y.; Wilhelm, Warta (2001) Minority carrier lifetime degradation in boron-doped Czochralski silicon. *Journal of Applied Physics* 90(5), S. 2397-2404.

Gómez-Lorente, Daniel; Rabaza, Ovidio; Aznar-Dols, Fernando; Mercado-Vargas, María (2017) Economic and Environmental Study of Wineries Powered by Grid-Connected Photovoltaic Systems in Spain. *Energies* 10(2), S. 222. DOI:10.3390/en10020222

Grashof, Katherina; Zipp, Alexander; Wille-Haussmann, Bernhard; Lechtenböher, Stefan; Reeg, Matthias (2014) Monopole, Liberalisierung, Energiewende – (Dis-)Kontinuitäten im Strommarktdesign: Ökonomische Phasen der Energiewende (Themen 2014). Retrieved from FVEE website: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2014/th2014_04_03.pdf*

Graulich, Kathrin; Manhart, Andreas (2017) Entwicklung von Kriterien und Herstellerempfehlungen für ein Förderprogramm der EWS zu Photovoltaik-Batteriespeichern: Kurzstudie für die Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH (EWS)

Grimm, Nadia; Uhlig, Jeanette; Weber, Andreas; Zoch, Immo (2015) Systemlösung Power to Gas.: Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife.

Guter, Wolfgang (2010) Neuartige Solarzellen aus dem Weltall erobern die Erde: Metamorphe Konzentrator-Mehrfachsolarzellen mit Wirkungsgraden über 41 Prozent. https://www.koerber-stiftung.de/fileadmin/user_upload/koerber-stiftung/redaktion/deutscher-studienpreis/pdf/wettbewerbsbeitraege/Guter_Wettbewerbsbeitrag.pdf

Haase, Felix; Hollemann, Christina; Schäfer, Sören; Merkle, Agnes; Rienäcker, Michael; Krügener, Jan; Brendel, Rolf; Peibst, Robby (2018) Laser contact openings for local poly-Si-metal contacts enabling 26.1%-efficient POLO-IBC solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 186, S. 184-193. DOI:10.1016/j.solmat.2018.06.020

Hacke, Peter; Terwilliger, Kent; Smith, Ryan; Glick, Stephen; Pankow, Joel; Kempe, Michael; Bennett, Sarah K. I.; Kloos, Mario (2011) System voltage potential-induced degradation mechanisms in PV modules and methods for test. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, S. 814-820. DOI:10.1109/PVSC.2011.6186079

Hahn, Giso (2012) Solarzellen aus Folien-Silizium. *Neue Materialien der Photovoltaik*. In: T. Bürke & R. Wengenmayr (Hrsg.) *Erneuerbare Energie. Konzepte für die Energiewende*; 3. Aufl., Weinheim: Wiley-VCH, S. 44-51

Harr, Michael; Bonnet, Dieter; Fischer, Karl-Heinz (2012) Auf dem Weg zur Netzparität. CdTe-Dünnschicht-Solarzellen. In: T. Bürke & R. Wengenmayr (Hrsg.) *Erneuerbare Energie. Konzepte für die Energiewende*; 3. Aufl., Weinheim: Wiley-VCH, S. 56-59

Harris, Irina; Sanchez Rodrigues, Vasco; Pettit, Stephen; Beresford, Anthony; Liashko, Rodion (2018) The impact of alternative routeing and packaging scenarios on carbon and sulphate emissions in international wine distribution. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 58, S. 261-279. DOI:10.1016/j.trd.2016.08.036

Hasenfratz, Eberhard (2006) Die Rolle der Globalstrahlung im Klimasystem Südwestdeutschlands - Vergleichende statistische Untersuchungen zu ihrer raumzeitlichen Variabilität Dissertation, Johannes Gutenberg-Universität Mainz. <https://publications.ub.uni-mainz.de/theses/volltexte/2006/1209/pdf/1209.pdf>

Hauer, Andreas; Bauer, Dan Philipp; Wetzels, Thomas (2020) Thermische Energiespeicher für Elektrizitätserzeugung und industrielle Anwendungen. In: Forschungs Verbund Erneuerbare Energien (FVEE) (Hrsg.) *Energy Research for Future –Forschung für die Herausforderungen der Energiewende. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2019*, S. 70-73

Hauer, Andreas; Braun, Martin; Gils, Christian; Laing, Doerte; Gschwander, Stefan (2014) Speicherung von Stromspitzen in Wärme und Kälte. Integration erneuerbarer Elektrizität. In: Forschungs Verbund Erneuerbare Energien (FVEE) *Forschung für ein nachhaltiges Strom-Wärme-System. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2013, FVEE Themen 2013*, Berlin, S. 89-92

Heinemann, Detlef (2007) Strukturen von Batterie- und Energiemanagementsystemen mit Bleibatterien und Ultracaps; Dissertation, Technische Universität Berlin.

Hellmann, Kai-Uwe (2009) Prosumismus im Zeitalter der Internetökonomie. *SWS-Rundschau* 49(1), S. 67-73

Henick-Kling, Thomas (2011) Energy Efficiency in Wineries (Industrial Services Fact-sheet No. WSUEEP10-027).

Hennings, W.; Linssen, J.; Markewitz, P.; Voegelé, S. (2011) Energiespeicher. Retrieved from Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung website: https://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/preprints/2011/preprint_06_2011.pdf?__blob=publicationFile*

Hersch, P. & Zweibel, K. (1982) *Basic photovoltaic principles and methods*

Hessisches Statistisches Landesamt (2010) Die Weinmosternte in Hessen 2009: Statistische Berichte (Kennziffer C II 4 — j/09).

Hessisches Statistisches Landesamt (2012) Die Weinmosternte in Hessen 2011: Statistische Berichte (No. Kennziffer C II 4 - j/11).

Hessisches Statistisches Landesamt (2015) Die Weinmosternte in Hessen 2014: Statistische Berichte (No. Kennziffer C II 4 - j/14).

Hessisches Statistisches Landesamt (2018) Die Weinmosternte in Hessen 2017: Statistische Berichte (No. Kennziffer C II 4 - j/17).

Hessisches Statistisches Landesamt (2020) Die Weinmosternte in Hessen 2019: Statistische Berichte (No. Kennziffer C II 4 - j/19).

Höhendinger, Martin; Stumpfenhausen, Jörn; Wörz, Sascha; Krieg, Hans-Jürgen; Dietrich, Reinhard; Frech, Lorenz; Bernhardt, Heinz (2018) Einbindung externer Datenquellen und Komponenten in ein On-Farm Energiemanagementsystem. In: A. Ruckelshausen; A. Meyer-Aurich; W. Lentz & B. Theuvsen (Hrsg.) Informatik in der Land-, Forst- und Ernährungswirtschaft. Fokus: Digitale Marktplätze und Plattformen: Referate der 38. GIL-Jahrestagung 26.-27. Februar 2018, Kiel, Germany, Referate der GIL-Jahrestagung: Vol. 38, Bonn: Köllen Druck & Verlag GmbH, S. 107-110

Höhlein, Bernd; Grube, Thomas; Reijerkerk, Jaco; Aicher, Thomas; Jörissen, Ludwig (2004) Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.) Wasserstoff und Brennstoffzellen –Energieforschung im Verbund. Themen 2004, S. 152-160

Hoinkis, Jan (2016) Chemie für Ingenieure 14., vollständig überarbeitete und aktualisierte Auflage Aufl., Weinheim: Wiley-VCH

HPS GmbH (2020) Produkt | Home Power Solutions: Factsheet picea. <https://www.homepowersolutions.de/produkt#content>, abgefragt am 28.08.2020

Hwang, Jang-Yeon; Myung, Seung-Taek; Sun, Yang-Kook (2017) Sodium-ion batteries: present and future. Chem. Soc. Rev. 46(12), S. 3529-3614. DOI:10.1039/C6CS00776G

IKT für Elektromobilität (2019) In der Smart Farm tanken Elektro-Traktoren die Sonnenkraft vom Dach Berlin. <https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-pm-februar2019.pdf>;
jsessionid=B16891B2B85E6EBF16307087807E14AA?__blob=publicationFile&v=3

Innogy-Stiftung (2015) Innovationen durch Prosumer im Energiemarkt | RWE Stiftung. <https://innogy-stiftung.com/2015/08/10/schwarmintelligenz-energiemarkt/>, abgefragt am 18.08.2020

Ishii, Tetsuyuki; Masuda, Atsushi (2017) Annual degradation rates of recent crystalline silicon photovoltaic modules. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 25(12), S. 953-967.
DOI:10.1002/pip.2903

ISO (2020) ISO - ISO 50001 — Energy management. <https://www.iso.org/iso-50001-energy-management.html>, abgefragt am 11.08.2020

Jäger, Sönke (2016) Welche Lebensdauer haben PV-Anlagen nach heutigen Erfahrungen tatsächlich? Forum Solarpraxis Bremen.

Jordan, Dirk C.; Kurtz, Sarah R.; VanSant, Kaitlyn; Newmiller, Jeff (2016) Compendium of photovoltaic degradation rates. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 24(7), S. 978-989.
https://www.researchgate.net/publication/293479756_Compendium_of_photovoltaic_degradation_rates. DOI:10.1002/pip.2744

Jörissen, Ludwig; Bächler, Heike; Fabjan, Christoph; Garche, Jürgen; Tomazic, Gerd (1999) Redox-Flow-Batterien: Ein Vorschlag zur saisonalen Energiespeicherung. In: J. Garche; W. Höhe & G. Stadermann (Hrsg.) *Elektrochemische Speichersysteme für regenerative Energieversorgungsanlagen*. Workshop des FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE, S. 139-152

Jossen, Andreas (2018) Die Bleibatterie: Grundlagen, verschlossene Bauart, Alterung. <https://basytec.de/Literatur/Bleibatterie.pdf>

Jung, Stefan (2008) Energiebilanz eines Wein erzeugenden Betriebes in der Pfalz Diplomarbeit, Fachhochschule Wiesbaden, Fachbereich Geisenheim.

Jung, Susanne (2021) EEG 2021: Regelungen für Ü20-Anlagen. <https://www.sfv.de/eeg-2021-regelungen-fuer-ue20-anlagen>, abgefragt am 27.01.2021

Jung, Susanne; Otto, Tobias; Sutter, Jörg; Vogtmann, Michael; Behnisch, Markus (2020) Leistungen und Kosten beim Weiterbetrieb von PV-Altanlagen. Retrieved from Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V.; Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.; Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer und Coll. website: http://www.sfv.de/artikel/gutachten_leistungen_und_kosten_beim_weiterbetrieb_von_pv-altanlagen.htm*

Jürgen Garcke; Dirk Uwe Sauer; Harry Döring; Peter Harnisch (1998) Alterungserscheinungen an Bleiakumulatoren unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes in Photovoltaik-Systemen - Darstellung, Simulation, Systemoptimierung

Jüstel, Thomas (2004) Vom Quarz zum Silizium (Anorganische Chemie I). Retrieved from FH Münster website: https://www.fh-muenster.de/ciw/downloads/personal/juestel/juestel/Vom_Quarz_zum_hochreinen_Silizium__Mai_2003_.pdf*

Karlsruher Institut für Technologie KIT (2018) HELMETH – Power-to-SNG mit hohem Wirkungsgrad: Erzeugung von Erdgassubstitut mittels erneuerbarer Energien Karlsruhe.

Kiefer, Klaus; Farnung, Boris; Müller, Björn; Reinartz, Klaus; Rauschen, Igor; Klünter, Christian (2018) Degradation in PV power plants: Theorie and practice. 36th European PV Solar Energy Conference and Exhibition Marseille. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/conference-paper/36-eupvsec-2019/Kiefer_5BO75.pdf

Kirchartz, Thomas (2009) Generalized detailed balance theory of solar cells. <http://hdl.handle.net/2128/3626>

KIT, ZSW, KIT (2019) Tandemsolarmodule: Mehr Strom aus dem Doppelpack: Halbleiter-Kombination aus Perowskit und CIGS verspricht Effizienzsteigerung in der Photovoltaik Stuttgart. https://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Newsartikel_06/PM_Projekt-Capitano-Tandemsolarzellen.pdf

Klaaßen, Lars (2019) Reserven für 450.000 Jahre. <https://www.helmholtz.de/energie/reserven-fuer-450000-jahre/>, abgefragt am 24.08.2020

KLiB (2020) TRANSITION: Die Natrium-Ionen-Batterie - Batterie 2020. <https://batterie-2020.de/projekte/forschungsfelder/zukuenftige-batteriesysteme/transition-die-natrium-ionen-batterie/>, abgefragt am 24.08.2020

Kneuper, Friedrich (2018) Lokale Energiemärkte auf Blockchain Basis: Zwischenstand White Paper Projekt mit dem Karlsruher Institut für Technologie. Konferenz Kommunales Infrastruktur-Management Berlin.

Kofinger, M. et al. (2017) Innovative saisonale Wärmespeicher für urbane Wärmenetze (Berichte aus Energie- und Umweltforschung No. 21/2018). Wien.

Konrad, Frank (2008) Planung von Photovoltaik-Anlagen Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Konstantin, Panos (2017) Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg 4th ed. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg

Köntges, Marc; Oreski, Gernot; Jahn, Ulrike; Herz, Magnus; Hacke, Peter; Weiß, Karl-Anders (2017) Assessment of photovoltaic module failures in the field: International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme: IEA PVPS Task 13, Subtask 3 : report IEA-PVPS T13-09:2017 Paris: International Energy Agency

Koppitz, Manuel (2018) Bauteilarchitekturen für druckbare organische Solarzellen Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Karlsruhe. <https://www.semanticscholar.org/paper/Bauteilarchitekturen-f%C3%BCr-druckbare-organische-Koppitz/c060fe0bda6d8515a64b55b05b0ee1f47f1db30c>

Körnig, Carsten (2018) The smarter E Europe: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) München.

KOS Energie GmbH (2019) KOS Energie GmbH führt IoT-Plattform für Regionalstrom-Communities ein Hallbergmoos. <https://www.kos-energie.de/news/aktuelles-und-presse/kos-fuehrt-iot-plattform-fuer-regionalstrom-communities-ein/>

Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülich, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas (2018, Hrsg.) STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN. Retrieved from Fraunhofer ISE website: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf*

Kretzschmar, J. (2017) Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Krüger, Maurice (2018) Schaltplan Strings PV-Anlage HS Geisenheim: Dokument Anlagenplanung, Wolf Energiesysteme Wölfersheim.

Krummer, Michael (2020) Organisch-Anorganische Hybrid-Perowskite Freiburg. <https://portal.uni-freiburg.de/fkchemie/lehre/bachelor/perowskite>

Kühl, Lars (2010) Solare Stromerzeugung - Photovoltaik. In: M. Kramer (Hrsg.) Integratives Umweltmanagement. Systemorientierte Zusammenhänge zwischen Politik, Recht, Management und Technik. Wiesbaden: Gabler Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, S. 563-586

Lange, Sebastian (2018) EEG-Umlage auf Eigenverbrauch nur noch "unter Vorbehalt" zahlen? https://www.pv-magazine.de/2018/12/07/eeg-umlage_auf_eigenbrauch_nur_noch_unter_vorbehalt_zahlen_45032/

Langner, Ramona (2015) Perowskitesolarzellen. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3396850.pdf

Lauf, Thomas; Memmler, Michael; Schneider, Sven (2019) Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018 (Climate Change 37/2019). Retrieved from Umweltbundesamt website: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger*

Laukamp, Hermann; Schoen, Tony; Ruoss, Daniel (2002) Reliability Study of Grid Connected PV Systems: Field Experience and Recommended Design Practice (Task 7 No. Report IEA-PVPS T7-08: 2002).

Lettner, Georg; Auer, Hans; Fleischhacker, Andreas; Schwabeneder, Daniel; Dallinger, Bettina; Moisl, Fabian; Roman, Eduardo; Velte, Daniela; Huidobro, Ana (2018) EXISTING AND FUTURE PV PROSUMER CONCEPTS Wien. Retrieved from Technische Universität Wien; Fundacion Tecnalia Research & Innovation website: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2018/08/D2.1_Existing-future-prosumer-concepts_PVP4Grid_FV.pdf*

Lewerenz, H.-J.; Jungblut, H. (1995) Photovoltaik: Grundlagen und Anwendungen Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg

LfU Bayern (2016) Treibhausgas-Emissionsfaktoren der Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland: Bezugsjahr 2014. https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen, abgefragt am 13.01.2021

LfU Bayern (2020) Wirtschaftlichkeit von Stromspeicher im Photovoltaikbereich. <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/071515/index.php>, abgefragt am 25.08.2020

LG Electronics Inc. (2019) GARANTIEBEDINGUNGEN FÜR ALLE LGxxxQxx-V5 SOLARMODULE VON LG ELECTRONICS. https://www.photovoltai4all.de/media/pdf/5c/6a/23/LG_Limited-Guarantee_SolarModules_LGxxxQxx-V5_DE.pdf

Li, Meng; Zuo, Wei-Wei; Yang, Ying-Guo; Aldamasy, M. H.; Wang, Qiong; Cruz, Silver H. T.; Feng, Shang-Lei; Saliba, Michael; Wang, Zhao-Kui; Abate, Antonio (2020) Tin Halide Perovskite Films Made of Highly Oriented 2D Crystals Enable More Efficient and Stable Lead-free Perovskite Solar Cells. *ACS Energy Lett.* 5(6), S. 1923-1929.
DOI:10.1021/acsenerylett.0c00782

Lipps, Hans-Peter (2007, Januar) Auswirkungen des Klimawandels auf die Gesundheit der Trauben. Kreuznacher Wintertagung Bad Kreuznach.

Luo, Chenglong; Sun, Dan; Xu, Lijie; Xiong, Jihai; Liao, Mengyin (2017) Comparison and Analysis of Calculation Models of Solar Irradiance on Inclined Surface Based on Numerical Simulation Method. 2017 2nd International Conference on Electrical, Automation and Mechanical Engineering (EAME 2017), S. 342-347. <https://www.atlantis-pess.com/proceedings/eame-17/25875824>. DOI:10.2991/eame-17.2017.81

Luo, Wei; Khoo, Yong Sheng; Hacke, Peter; Naumann, Volker; Lausch, Dominik; Harvey, Steven P.; Singh, Jai Prakash; Chai, Jing; Wang, Yan; Aberle, Armin G.; Ramakrishna, Seeram (2017) Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. *Energy Environ. Sci.* 10(1), S. 43-68. DOI:10.1039/C6EE02271E

Malvoni, Maria; Congedo, Paolo M.; Laforgia, Domenico (2017) Analysis of energy consumption: a case study of an Italian winery. *Energy Procedia* 126, S. 227-233.
DOI:10.1016/j.egypro.2017.08.144

Mao, Minglei; Luo, Chao; Pollard, Travis P.; Hou, Singyuk; Gao, Tao; Fan, Xiulin; Cui, Chunyu; Yue, Jinming; Tong, Yuxin; Yang, Gaojing; Deng, Tao; Zhang, Ming; Ma, Jianmin; Suo, Liumin; Borodin, Oleg; Wang, Chunsheng (2019) A Pyrazine-Based Polymer for Fast-Charge Batteries. *Angewandte Chemie* 131(49), S. 17984-17990.
DOI:10.1002/ange.201910916

Mark-E (2020) Ihr guter Weg zur Direktvermarktung erneuerbare Energien. <https://www.mark-e.de/geschaeftskunden/dienstleistungen/direktvermarktung/?gclid=>

CjwKCAjwydP5BRBREiwA-qrCGhIguC2cuaj5imFBn4cU-

DIqmJ7YBMTqMIZ9wf_mBuhJ7w4nO7h4V9BoCS_MQAvD_BwE, abgefragt am

13.08.2020

Markstaler, M. (2019) Photovoltaik für Ingenieure: Theorie und Anwendung für dezentrale Energiesystemberechnung mit Python.

Maslaton (2015) Clearingstelle EEG veröffentlicht Empfehlung zur Eigenversorgung nach dem EEG 2014. Retrieved from MASLATON Rechtsanwalts-gesellschaft mbH website:

https://www.maslaton.de/news/Clearingstelle-EEG-veroeffentlicht-Empfehlung-zur-Eigenversorgung-nach-dem-EEG-2014--n360*

Mayer, Johannes N.; Burger, Bruno (2014) Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. Retrieved from Fraunhofer ISE website: [https://www.ise.fraunhofer.de/con-](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_Kurzstudie_EEG_Umlage_2014_07_14.pdf*)

[tent/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_Kurzstudie_EEG_Umlage_2014_07_14.pdf*](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_Kurzstudie_EEG_Umlage_2014_07_14.pdf*)

Mayer, Jörg (2009) Die energie- und forschungspolitischen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien in Deutschland. Retrieved from Agentur für Erneuerbare Energien website: [https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themen-](https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_04_03.pdf*)

[hefte/th2009/th2009_04_03.pdf*](https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2009/th2009_04_03.pdf*)

Mehling, Harald (2003) Latentwärmespeicher (BINE Themeninfo No. IV/02). Retrieved from FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH website:

[http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-In-](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/IV_2002/themen0402internetx.pdf*)
[fos/IV_2002/themen0402internetx.pdf*](http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Themen-Infos/IV_2002/themen0402internetx.pdf*)

Meng, Lingxian; Zhang, Yamin; Wan, Xiangjian; Li, Chenxi; Zhang, Xin; Wang, Yanbo; Ke, Xin; Xiao, Zuo; Ding, Liming; Xia, Ruoxi; Yip, Hin-Lap; Cao, Yong; Chen,

Yongsheng (2018) Organic and solution-processed tandem solar cells with 17.3% efficiency. Science (New York, N.Y.) 361(6407), S. 1094-1098. DOI:10.1126/science.aat2612

Mertens, Konrad (2020) Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis 5., aktualisierte Auflage: Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG.

Metzger, Jochen et al. (2020) Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs: Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen – Kurzgutachten (Climate Change No. 10/2020).

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf

Meyer, Nikolaus (2012) Günstige Module für solares Bauen. CIS-Dünnschicht-Solarzellen. In: T. Bürke & R. Wengenmayr (Hrsg.) Erneuerbare Energie. Konzepte für die Energiewende; 3. Aufl., Weinheim: Wiley-VCH, S. 52-55

Meyer, Sylke; Richter, Susanne; Gläser, Marcus; Timmel, Sebastian; Hagendorf, Christian (2013) Ursachenforschung an Moduldefekten: Beispiel Schneckenspure. 4. PV-Symposium Bitterfeld-Wolfen.

Michael, Thomas (2011) Diercke Drei ö- Universalatlas: Erdkunde, Geschichte, Wirtschaft, Politik (1. Aufl., Dr. A, [Nachdr.]). Braunschweig: Westermann

Milanzi, Sarah; Spiller, Carla; Grosse, Benjamin; Hermann, Lisa; Kochems, Johannes; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2018) Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. Retrieved from Technische Universität Berlin website: https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf*

Mitchell, Bernhard; Peharz, Gerhard; Siefer, Gerald; Peters, Marius; Gandy, Tobias; Goldschmidt, Jan C.; Benick, Jan; Glunz, Stefan W.; Bett, Andreas W.; Dimroth, Frank (2011) Four-junction spectral beam-splitting photovoltaic receiver with high optical efficiency. Prog. Photovolt: Res. Appl. 19(1), S. 61-72. DOI:10.1002/pip.988

Mohr, Markus; Ziolk, Andreas; Gernhardt, Dirk; Skiba, Martin; Unger, Hermann; Ziegelmann, Arko (1998) Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie: Technische Grundlagen, Ökonomie, Perspektiven Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg.

Morris, Craig (2004) Die Kosten der Photovoltaik: Photovoltaik - das Flaggschiff der Erneuerbaren Energien (Teil II). <https://www.heise.de/tp/features/Die-Kosten-der-Photovoltaik-3434661.html>

Moshövel, Janina; Magnor, Dirk; Sauer, Dirk Uwe; Gähns, Swantje; Bost, Mark; Hirschl, Bernd; Cramer, Moritz; Özalay, Baris; Matrose, Claas; Müller, Christoph; Schnettler, Armin (2015) Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern: Gemeinsamer Ergebnisbericht für das Projekt PV-Nutzen, FKZ 0325534A/B

Mozell, Michelle R.; Thach, Liz (2014) The impact of climate change on the global wine industry: Challenges & solutions. *Wine Economics and Policy* 3(2), S. 81-89.

DOI:10.1016/j.wep.2014.08.001

Müller, D. H. (2002) Wichtiger Faktor bei der Weinerzeugung – Wie viel Strom braucht der Wein? *das deutsche weinmagazin* (10), S. 10-14

Müller, Thorsten (2017) Der (beihilfe-)rechtliche Rahmen für eine Weiterbetriebsförderung. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2017/10/Stiftung-Umweltenergierecht_Weiterbetriebsf%C3%B6rderung_M%C3%BCller.pdf

Müller, Thorsten (2019) Entwicklungslinien im Recht der erneuerbaren Energien – ein Ausblick auf die Umsetzung des EU-Winterpakets und weitere Gesetzgebungsvorhaben. *Rheinisches Energieforum 2019 Köln*. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/03/Stiftung_Umweltenergierecht_Mueller_Rheinisches_Energieforum_2019-03-21_veroeffentlicht.pdf

Müller-Lindenlauf, Maria; Zipfel, Gunnar; Paulsch, Detlef; Gärtner, Sven; Rettenmaier, Nils; Reinhardt, Guido (2012) Technologische Untersuchungen zur Direktkühlung bei der Weinproduktion: Treibhausgasbilanz für Wein aus Rheinhessen

Mundt, Elena (2018) High-Resolution Analysis of Perovskite Absorbers in Photovoltaics Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Munoz, M. A.; Alonso-García, M. C.; Vela, Nieves; Chenlo, F. (2011) Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar Energy* 85(9), S. 2264-2274.

DOI:10.1016/j.solener.2011.06.011

Naumann, Volker (2018) Potential-induzierte Degradation – Ursachen, Einflussfaktoren und Vorhersage im Freifeld. https://3pkem226sk6p252wx4117ivb-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/sites/4/2018/03/2018-03-22_Webinar_pv-magazine_Naumann.pdf

Navarro, Alejandra; Puig, Rita; Kılıç, Eylem; Penavayre, Sophie; Fullana-i-Palmer, Pere (2017) Eco-innovation and benchmarking of carbon footprint data for vineyards and wineries in Spain and France. *Journal of Cleaner Production* 142, S. 1661-1671.

DOI:10.1016/j.jclepro.2016.11.124

Ndiaye, Ababacar; Charki, Abdérafi; Kobi, Abdessamad; Kébé, Cheikh M.F.; Ndiaye, Pape A.; Sambou, Vincent (2013) Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy* 96, S. 140-151. DOI:10.1016/j.solener.2013.07.005

Nelis, Maarten et al. (2008) AMETHYST 1.0: Benchmarking- und Selbsteinschätzungsinstrument.

netztransparenz.de (2019) EEG-Umlage beträgt für das Jahr 2020 6,756 Cent pro Kilowattstunde Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart. https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-15%20Pressemitteilung-EEG-Umlage-2020_EEG-Vorschau_2020-2024_Offshorenetzumlage-2020.pdf

Neumann, Hinrich (2020a) Power-to-Gas-Technik wächst rasant. top agrar online vom 28.01.2020. <https://www.topagrar.com/energie/news/power-to-gas-technik-waechst-rasant-11965119.html>

Neumann, Hinrich (2020b) Weltweit größte Power-to-Gas-Anlage mit mikrobiologischen Methanproduktion. top agrar online vom 10.02.2020. <https://www.topagrar.com/energie/news/weltweit-groesste-power-to-gas-anlage-mit-mikrobiologischen-methanproduktion-11973994.html>

Niesen, Björn (2016) Hocheffiziente Perowskit/Silizium Tandem-Solarzellen: Aktueller Status, Herausforderungen und Effizienzpotential. SWISSOLAR - Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie. 14. Nationale PV-Tagung Bern. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/PV-Tagung_2016/5.2_Hocheffiziente_Perowskit_Silizium_Tandem_Solarzellen_Aktueller_Status__Herausforderungen_und_Effizienzpotential_BJOERN_NIESEN.pdf

Nistor, Eleonora; Dobrei, Alina G.; Dobrei, Alin; Camen, Dorin; Sala, Florin; Prundeanu, Horia (2018) N₂O, CO₂, Production, and C Sequestration in Vineyards: a Review. *Water Air and Soil Pollution* 229(9). DOI:10.1007/s11270-018-3942-7

Notarnicola, Bruno; Tassielli, G.; Nicoletti, G. M. (2003) Life cycle assessment (LCA) of wine production. In: B. Mattsson & U. Sonesson (Hrsg.) *Environmentally-friendly food processing*, Woodhead Publishing in food science and technology, Boca Raton, Cambridge: CRC Press.

Ohmart, Cliff (2010) How Can a Vineyard Be Carbon Neutral? *Wines&Vines* vom

OIV (2011, Hrsg.) ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE DER OIV ZUM THG-BILANZIERUNGSPROTOKOLL FÜR DEN WEIN- UND REBSEKTOR: RESOLUTION OIV-CST 431-2011. Retrieved from Internationale Organisation für Rebe und Wein website: <http://www.oiv.int/public/medias/2110/oiv-cst-431-2011-de.pdf>*

OIV (2015, Hrsg.) TREIBHAUSGASBILANZ IM WEIBAUSEKTOR - ANERKANNTE GASE UND BESTANDSAUFNAHME DER EMISSIONEN UND IHRER SEQUESTRIERUNG: RESOLUTION OIV-CST 503AB-2015. Retrieved from Internationale Organisation für Rebe und Wein website: <http://www.oiv.int/public/medias/2115/oiv-cst-503ab-2015-de.pdf>*

Omazic, A.; Oreski, G.; Halwachs, M.; Eder, G. C.; Hirschl, C.; Neumaier, L.; Pinter, G.; Erceg, M. (2019) Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 192, S. 123-133. DOI:10.1016/j.solmat.2018.12.027

Panasonic Electric Works Europe AG (2018) Panasonic bietet lineare Leistungsgarantie für Photovoltaik-Module HIT® | Panasonic. <https://eu-solar.panasonic.net/de/2957.htm>, abgefragt am 08.07.2020

Papke, Anna; Kahles, Markus (2018) Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung: Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare- Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht

Perner, Jens; Unteutsch, Michaela; Lövenich, Andrea (2018) Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Retrieved from Agora Verkehrswende; AGORA Energiewende website: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf*

Peters, Ian M.; Buonassisi, Tonio (2018) Energy Yield Limits for Single-Junction Solar Cells. *Joule* 2(6), S. 1160-1170. DOI:10.1016/j.joule.2018.03.009

Petti, Luigia; Arzoumanidis, Ioannis; Benedetto, Graziella; Bosco, Simona; Cellura, Maurizio; Camillis, Camillo de; Fantin, Valentina; Masotti, Paola; Pattara, Claudio; Raggi, Andrea; Rugani, Benedetto; Tassielli, Giuseppe; Vale, Manfredi (2015) Life Cycle Assessment in the Wine Sector. In: B. Notarnicola; R. Salomone; L. Petti; P. A. Renzulli; R. Roma & A. K. Cerutti (Hrsg.) *Life Cycle Assessment in the Agri-food Sector*. Cham: Springer International Publishing, S. 123-184

Pitacco, Andrea; Meggio, Franco (2015) Carbon budget of the vineyard – A new feature of sustainability. BIO Web of Conferences 5, S. 1024. DOI:10.1051/bioconf/20150501024

Point, Emma V. (2008) LIFE CYCLE ENVIRONMENTAL IMPACTS OF WINE PRODUCTION AND CONSUMPTION IN NOVA SCOTIA, CANADA Masterthesis, Dalhousie University Halifax.

Pollatz, Thorsten; Lang, Sandra (2011) Ressourceneffizienz in Weinbau und Kellerwirtschaft: Maßnahmen der Optimierung von Ökonomie und Ökologie.

Powalla, Michael; Lemmer, Uli; Farag, Ahmed (2008) Vorlesung Solarenergie. Retrieved from Karlsruher Institut für Technologie website: http://www.lti.kit.edu/rd_download/Solarenergie_20081104_Kristalline_pn_Zellen.pdf*

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2015) Intelligente Stromversorgung auf Pellworm. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/intelligente-stromversorgung-auf-pellworm-443678>, abgefragt am 24.08.2020

Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2020) Bundesregierung | Energiewende | Förderung steuern, Kosten senken. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/foerderung-steuern-kosten-senken-455024>

Puchta, Matthias; Dabrowski, Tatjana (2018) Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch- und elektro-chemisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Retrieved from Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik website: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7055/file/7055_Energiespeicher.pdf*

PWC (2019) EU-Winterpaket (9): Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie. <https://blogs.pwc.de/auf-ein-watt/aktuelles/eu-winterpaket-9-novellierung-der-erneuerbare-energien-richtlinie/3267/>

Quaschnig, Volker (2019) Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz 10., aktualisierte und erweiterte Auflage, Carl Hanser Verlag München.

Quaschnig, Volker; Grochowski, Axel; Hanitsch, Rolf (1997) Untersuchung von Alterungserscheinungen bei Fotovoltaikmodulen. <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/pvalterung/index.php>, abgefragt am 06.07.2020

Rahimzei, Ehsan; Sann, Kerstin; Vogel, Moritz (2015) Kompendium: Li-Ionen-Batterien: Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen

Rathgeber, Christoph; Krönauer, Andreas; Hennemann, Peter; Schmit, Henri; Hiebler, Stefan (2016) Latentwärmespeicher für Kälteanwendungen. Einsatz von Phasenwechselmaterialien. KKA Kälte Klima Aktuell (4).

Rau, Björn et al. (2017) Dünnschichtphotovoltaik – Technologien für die Energiewende (FVEE Themen 2017). <https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2017/th2017.pdf>

Rech, Bernd; Bett, Andreas; Burger, Bruno; Brabec, Christoph; Brendel, Rolf; Führer, Oliver; Möhrstedt, Udo; Neuhaus, Holger; Powalla, Michael; Utz, Bernd; Wessendorf, Florian; Wieder, Stephan; Binder, Jann; Dimmler, Bernhard; Hans-Joachim Egelhaaf; Geyer, Dieter; Kuhn, Tilmann E.; Lechner, Peter; Lucera, Luca; Machui, Florian; Mayer, Johannes; Phedon Palinginis; Philipps, Simon; Wischmann, Wiltraud; Witteck, Robert; Lunz, Benedikt; Merzkirch, Matthias; Erlach, Berit (2016) Photovoltaik - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ (ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT).

Reich, Nils H.; Mueller, Bjoern; Armbruster, Alfons; van Sark, Wilfried G. J. H. M.; Kieffer, Klaus; Reise, Christian (2012) Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? Prog. Photovolt: Res. Appl. 20(6), S. 717-726. DOI:10.1002/pip.1219

Rémi Laronde; Abdérafi Charki; David Bigaud (2011) Lifetime estimation of a photovoltaic module based on temperature measurement. Retrieved from 2nd IMEKO TC 11 International Symposium METROLOGICAL INFRASTRUCTURE website: https://www.researchgate.net/publication/215666346_Lifetime_estimation_of_a_photovoltaic_module_based_on_temperature_measurement*

Renken, C.; Häberlin, H. (1999) Langzeitverhalten von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen (Forschungsprogramm Photovoltaik No. Abschlussbericht).

(2018) Reversible Brennstoffzelle bricht Wirkungsgrad-Rekord. <https://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/UK/DE/2018/2018-12-18-brennstoffzelle-wirkungsgrad-weltrekord.html>

- Richter, Armin; Hermle, Martin; Glunz, Stefan W. (2013) Reassessment of the Limiting Efficiency for Crystalline Silicon Solar Cells. *IEEE J. Photovoltaics* 3(4), S. 1184-1191. DOI:10.1109/JPHOTOV.2013.2270351
- Rinaldi, Sara; Bonamente, Emanuele; Scrucca, Flavio; Merico, Maria; Asdrubali, Francesco; Cotana, Franco (2016) Water and Carbon Footprint of Wine: Methodology Review and Application to a Case Study. *Sustainability* 8(7), S. 621. DOI:10.3390/su8070621
- Rindelhardt, U. (2013) 20 Jahre 1000-Dächer-Programm in Sachsen: Langzeiterfahrungen mit Photovoltaikanlagen Dresden.
- Rödl & Partner (2019) Eigenverbrauch: EU-EE-Richtlinie vs. EEG 2017: Kursbuch Stadtwerke, Informationen für Entscheider von Energieversorgungsunternehmen. Retrieved from Rödl Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH website: https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/september-2019/eigenverbrauch-eu-ee-richtlinie-vs-ee-2017-wie-sollte-es-geregelt-sein*
- RP Darmstadt (2019) Weinbauliche Kenndaten (Stand 31. Juli 2019): KURZ – INFO - RHEINGAU. https://rp-darmstadt.hessen.de/sites/rp-darmstadt.hessen.de/files/Kenndatenblatt%20Rheingau%2031.07.2019_0.pdf
- Rühle, Sven (2016) Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells. *Solar Energy* 130, S. 139-147. DOI:10.1016/j.solener.2016.02.015
- SAWIA (2019) Winery Network Charges & Demand Management Guide. Retrieved from South Australian Wine Industry Association website: <https://www.greenindustries.sa.gov.au/LiteratureRetrieve.aspx?ID=199536>
- Schabbach, Thomas; Wesselak, Viktor (2012) *Energie: Die Zukunft wird erneuerbar 1.*, 2012 Aufl., Berlin: Springer Berlin.
- Schabbach, Thomas; Wesselak, Viktor (2020) *Energie: Den Erneuerbaren gehört die Zukunft* 2nd ed. 2020 Aufl.: Springer Berlin Heidelberg
- Schandelmaier, Bernhard (2017) Neubau - einmalige Lebenserfahrung. *das deutsche weinmagazin* (21), S. 14-19
- Schiller, Jörg; Schumann, Gerrit; Strauss, Oliver; Leier, Chris (2020) Der Blockchain-basierte Energieherkunftsnachweis und die regulatorischen Rahmenbedingungen für den regionalen Stromhandel. In: *Begleitforschung Smart Service Welt II*, Institut für Innovation

und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH (Hrsg.) Energierevolution getrieben durch Blockchain. Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel und Stromspeicherbewirtschaftung in der Community, S. 16-23

Schmidt, Maik; Schwarz, Simon; Stürmer, Bernd; Wagener, Leon; Zuberbühler, Ulrich (2018) Technologiebericht 4.2a Power-to-gas: (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Retrieved from Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung website: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7059/file/7059_Power-to-gas.pdf*

Schmidt, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A.; Staffell, I. (2017) The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat Energy* 2(8), S. 17110.

DOI:10.1038/nenergy.2017.110

Schmidt-Mende, Lukas; Olthof, Selina; Dyakonov, Vladimir (2019) Eine Halbleiter-Tinte für die Zukunft. *Phys. Unserer Zeit* 50(6), S. 298-304. DOI:10.1002/piuz.201901550

Schnurnberger, Werner; Janßen, Holger; Wittstadt, Ursula (2004) Wasserspaltung mit Strom und Wärme. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hrsg.) Wasserstoff und Brennstoffzellen –Energieforschung im Verbund. Themen 2004, S. 50-64

Schröder, Susanne (2007) Vergleichende Energiebilanzierung der regionalen und überregionalen Produktion von Wein und Äpfeln 1st ed. Aufl., Göttingen: Cuvillier Verlag. <https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=5022283>

Schwarz, Adrian (2014) Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland: Hintergründe und Entwicklungen (No. WD 5 - 3010 - 109/13). Retrieved from Wissenschaftliche Dienste website: https://www.bundestag.de/resource/blob/194982/4cb1e1b813a7b5997b16adcfcb9b4af/die_foerderung_der_stromerzeugung_aus_erneuerbaren_energien_in_deutschland-data.pdf*

SFV (2008) EEG 2000/2004 Einspeisevergütung. http://www.sfv.de/artikel/eeg_20002004_einspeiseverguetung.htm

SFV (2020) PV-Altanlagen: Sicherung des Weiterbetriebs nach Ablauf der Vergütung? http://www.sfv.de/artikel/pv-altanlagen_anschlussfoerderung_nach_ablauf_der_vergueutung_.htm, abgefragt am 19.08.2020

Shockley, William; Queisser, Hans J. (1961) Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics* 32(3), S. 510-519.

DOI:10.1063/1.1736034

SMA Solar Technology AG (2021) SMA EV CHARGER 7.4 / 22 - Elektrofahrzeuge mit Solarstrom laden - intelligent, schnell, kostengünstig. <https://www.sma.de/produkte/ladeloesungen-elektromobilitaet/sma-ev-charger-74-22.html>

Smolinka, Tom; Kiemel, Steffen; Miehe, Robert; Wahren, Sylvia; Zimmermann, Fabian; Lehner, Franz; Jansen, Malte; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas (2018) Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme Berlin.

SOLARIFY (2020) Industrielle Power-to-Gas-Groß-Anlage in der Schweiz – SOLARIFY. <https://www.solarify.eu/2020/01/28/853-erste-industrielle-power-to-gas-gross-anlage-in-der-schweiz/>, abgefragt am 30.08.2020

sonnen GmbH (2020) sonnenFlat direkt - die Lösung für auslaufende EEG-Anlagen. <https://sonnen.de/stromtarife/sonnen-flat-direkt/>, abgefragt am 15.08.2020

Spangenberg, Ute (2020) 20 Jahre EEG: Bald Förderschluss für Öko-Pioniere: 20 Jahre EEG. <https://www.tagesschau.de/inland/20jahre-eeg-101.html>, abgefragt am 01.04.2020

Staiß, Frithjof (2001, Hrsg.) *Jahrbuch erneuerbare Energien: EE Radebeul: Bieberstein*

Staiß, Frithjof (2003, Hrsg.) *Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03 plus Radebeul: Bieberstein Horst*

Stenzel, Peter; Linssen, Jochen; Robinius, Martin; Stolten, Detlef; Schäfer, Frank (2019) *Energiespeicher. BWK: das Energie-Fachmagazin* 71(6), S. 33-48. https://www.researchgate.net/publication/333816019_Energiespeicher.

Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F. (2015) *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung (Kurzstudie im Auftrag BEE e.V. und Hannover Messe)*. Regensburg, Berlin, Hannover.

Stmk Energie (2019) *Smart Meter und Energiemanagement in der Land- und Forstwirtschaft: Digitale Energielösungen für mehr Energieunabhängigkeit*. Retrieved from Land-

wirtschaftskammer Steiermark website: <https://stmk.lko.at/media.php?filename=download%3D%2F2019.10.11%2F1570785840427164.pdf&rn=Smart%20Meter%20und%20Energiemanagement.pdf>*

Strauß, Oliver; Härle, Julia; Kett, Holger; Hempel, Gunnar; Leiter, Chris (2020) Potenzialstudie Blockchain: Blockchain-Anwendungsfälle für Smart Energy Communities ; wie die Blockchain-Technologie für Energiegenossenschaften und kleine Energieerzeuger nutzbringend eingesetzt werden kann Stuttgart: Fraunhofer Verlag

Strüker, Jens et al. (2017) Blockchain in der Energiewirtschaft: Potenziale für Energieversorger. <https://www.bdew.de/service/publikationen/blockchain-energiewirtschaft/>

Strüker, Jens; Kraus, Tom; Wolf, Stefan (2020) Fazit. In: Begleitforschung Smart Service Welt II, Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH (Hrsg.) Energierevolution getrieben durch Blockchain. Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel und Stromspeicherbewirtschaftung in der Community, S. 51f.

SunPower Corporation (2019) SunPower Produkt- und Leistungsgarantie für Photovoltaikmodule. <https://www.sunpower.de/sites/default/files/2019-10/sunpower-produkt-und-leistungsgarantie-maxeon.pdf>

Synwoldt, Christian (2016) Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien: Technik, Märkte, kommunale Perspektiven Wiesbaden: Springer Vieweg

Taylor, N. (2010) Guidelines for PV power measurement in industry: Compiled by partners in the Performance FP6 Integrated Project, EUR 24359 EN, Publications Office, Luxembourg.

Thau, Liane (2010) Gesetzesbeschluss des Bundestages zur Änderung des EEG („PV-Novelle“). https://www.goerg.de/sites/default/files/downloads/1006_PV-Novelle.pdf

Thess, André; Trieb, Franz; Wörner, Antje; Zunft, Stefan (2015) Herausforderung Wärmespeicher. Thermische Speicher sind die Mauerblümchen der Energieforschung, in ihnen stecken aber viele offene physikalische Fragen. Physik Journal 14(2), S. 33-39

Thierhoff, Henry (2019) New Business - gridX. gridX gmbH vom 21.08.2019. <https://gridx.ai/gridx-losungen/new-business/?lang=de>

Trioli, Gianni et al. (2015) Environmental impact of vinegrowing and winemaking inputs: An European survey. <https://www.infowine.com/intranet/libretti/libretto12728-02-1.pdf>

UBA (2020) Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html>, abgefragt am 10.09.2020

Umweltbundesamt (2014) Marktanalyse Ökostrom: Endbericht. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf

Umweltbundesamt (2018) Ökobilanz. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/produkte/oekobilanz>

Umweltbundesamt (2020) Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 –2018: unter Verwendung von Berechnungsergebnissen der Nationalen Koordinierungsstelle Emissionsberichterstattung. <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom>, abgefragt am 11.01.2021

Umweltbundesamt AUT (2020) Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html>, abgefragt am 13.01.2021

United Nations (1998) Das Protokoll von Kyoto: Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Retrieved from UNFCCC website: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf>*

Urbanec, T.; Schirmer, U.; Platzer, B.; Göschel, Thomas; Barthel, Uwe (2007) Review zur Kältespeichertechnik. KI Kälte Luft Klimatechnik (1), S. 28-31

Vela, Raquel; Mazarrón, Fernando R.; Fuentes-Pila, Joaquín; Baptista, Fátima; Silva, Luis Leopoldo; García, José L. (2017) Improved energy efficiency in wineries using data from audits. *Ciência Téc. Vitiv.* 32(1), S. 62-71. DOI:10.1051/ctv/20173201062

von Bredow, Hartwig; Balzer, Lea (2015) Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65(4), S. 72-77

von Schewen, Alexander (2015) Flexibilitätsoptionen im industriellen Umfeld an verschiedenen Energiehandelsmarktplätzen im Smart Grid Dissertation, TU Darmstadt Darmstadt.

(2013). Bauakte zum Neubau der Praktikumschule des Instituts für Technik. Hochschule Geisenheim University, Geisenheim.

W.G.J.H.M. Van Sark; N.H. Reich; B. Müller; A. Armbruster; Ch. Reise (2012) Review of PV performance ratio development Paper präsentiert bei der „World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conference“.

Wagemann, Hans-Günther; Eschrich, Heinz (2007) Photovoltaik: Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften ; Solarzellenkonzepte und Aufgaben ; mit 20 Übungsaufgaben 1. Aufl. Aufl., Wiesbaden: B.G. Teubner Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden

Wark, Michael; Oekermann, Torsten (2009) Farbstoffsolarzellen. Solarstrom nach Art der Photosynthese. Unimagazin der Leibniz Universität Hannover, S. 58-61. <https://www.uni-hannover.de/fileadmin/luh/content/alumni/unimagazin/2009/farbstoffsolarzellen.pdf>.

Weigel, Paul; Fishedick, Manfred (2018) Digitalisierung aus Nachhaltigkeitssicht – Beispiel Energiesektor Paper präsentiert bei der „Themen 2018“. Berlin.

Weigt, Jürgen (2009) Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union: Probleme und Herausforderungen im Spannungsfeld zwischen Binnenmarkt und Umweltschutz Frankfurt am Main: Lang

Weller, Bernhard; Hemmerle, Claudia; Jakubetz, Sven; Unnewehr, Stefan (2009) Photovoltaik: Technik, Gestaltung, Konstruktion 1. Aufl. Aufl., München: Edition Detail.

Weller, Bernhard; Horn, Sebastian (2016) Denkmal und Energie 2016: Potentiale und Chancen von Baudenkmalen im Rahmen der Energiewende Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Weltenergierat (2018, Hrsg.) Energie für Deutschland: Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext | 2018 Berlin. https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_D.pdf

WEMAG (2019) WEMAG Öko Direkt: Einspeisen oder selbst verbrauchen: Wir machen Sie bereit für die Zeit nach der EEG-Einspeisevergütung. https://www.wemag.com/oeko-direkt?gclid=CjwKCAjwydP5BRBREiwA-qrCGtEymKp2V9yi1oNo-YAbQ9Fb58d3FLZiAXgJ5BRnGpnpe6lZSZ6ciiRoCW88QAvD_BwE, abgefragt am 14.08.2020

Wengenmayr, Roland (2012) Solarzellen - ein Überblick. Photovoltaik. In: T. Bürke & R. Wengenmayr (Hrsg.) Erneuerbare Energie. Konzepte für die Energiewende; 3. Aufl., Weinheim: Wiley-VCH, S. 36-42

Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko; Quaschnig, Volker (2015) Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende 1. Aufl. Aufl., Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/solarspeicherstudie/>

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas (2009) Regenerative Energietechnik Berlin, Heidelberg: Springer

Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim (2013) Regenerative Energietechnik 2., erw. u.vollst. neu bearb. Aufl. 2013 Aufl., Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg

Wesselak, Viktor; Voswinckel, Sebastian (2016) Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg

Wettstein, Sarah; Stucki, Matthias; Meier, Matthias; Schumacher, Peter; Buchli, Jürg (2016) Ökobilanz von Schweizer Wein aus ÖLN und biologischer Produktion

Wiesenfarth, Maik (2019) EyeCon-Konzentrator: Strom aus direktem und diffusem Sonnenlicht (Jahresbericht 2018/2019). Freiburg. Retrieved from Fraunhofer ISE website: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/infomaterial/jahresberichte/fraunhofer-ise-jahresbericht-2018-2019.pdf>

Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (2015) Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze Wiesbaden: Springer Vieweg.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfgang; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010) Energietechnologien 2050: Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung Stuttgart: Fraunhofer Verl. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-118535.html>

Witte, Julika; Erlach, Berit (2020) Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung : Stellungnahme (ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT). München, Halle (Saale), Mainz.

Wöhrle, Dieter; Tausch, Michael W.; Stohrer, Wolf-Dieter (2012) Photochemie: Konzepte, Methoden, Experimente Somerset: Wiley.

Woyte, Achim et al. (2003) Unterdimensionieren des Wechselrichters bei der Netzkopplung – Wo liegt das Optimum? Bad Staffelstein.

WRAP (2007) Bottling wine in a changing climate: CO2 emissions for wine imported to the UK can vary significantly, largely based on two key elements - transport and weight of packaging used. (Case study).

Wu, Yin Yin; Chow, Sandra; Ganji, Ahmad R. (2013) Energy efficiency opportunities in wineries opportunities in wineries for retrofit and new construction projects. Industrial Energy Technology Conference New Orleans.

Yang, Dong; Yang, Ruixia; Priya, Shashank; Liu, Shengzhong (2019) Flexible Perovskite-Solarzellen: Herstellung und Anwendungen. Angew. Chem. 131(14), S. 4512-4530.

DOI:10.1002/ange.201809781

Yoshikawa, Kunta; Kawasaki, Hayato; Yoshida, Wataru; Irie, Toru; Konishi, Katsunori; Nakano, Kunihiko; Uto, Toshihiko; Adachi, Daisuke; Kanematsu, Masanori; Uzu, Hisashi; Yamamoto, Kenji (2017) Silicon heterojunction solar cell with interdigitated back contacts for a photoconversion efficiency over 26%. Nat Energy 2(5), S. 1-8.

DOI:10.1038/nenergy.2017.32

Zabalza, Ignacio; Aranda, Alfonso; Scarpellini, Sabina (2005) Economic and environmental analysis of the wine bottle production in Spain by means of life cycle assessment.

IJARGE 4(2), S. 178. DOI:10.1504/IJARGE.2005.007199

Zepp, Melanie (2017) Organische Photovoltaik für Unterricht und Lehre Dissertation, Bergische Universität Wuppertal Wuppertal.

Zhang, Congmu; Rosentrater, Kurt A. (2019) Estimating Economic and Environmental Impacts of Red-Wine-Making Processes in the USA. Fermentation 5(3), S. 77.

DOI:10.3390/fermentation5030077

Ziesing, Hans-Joachim; Enßlin, Cornel; Langniß, Ole (2001) Stand der Liberalisierung der Energiewirtschaft in Deutschland: Auswirkungen auf den Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Retrieved from FVS website: https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2001/th2001_05_04.pdf*

ZSW & Bosch & Partner (2019) Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsbereichs gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7

8 Anhang

Kostenaufstellung Repowering		Ü20-Anlagen					
		90 kWp		30 kWp		Anmerkungen	55
	Std	€	Std	€			
Generatorprüfung							
Sichtkontrolle Module	8	440,00 €	4	220,00 €			
Sichtkontrolle Verkabelung	6	330,00 €	2	110,00 €	Nur am Rand		
Ausbesserung Verkabelung					optional		
Messung elektrischer Werte	2	110,00 €	1	55,00 €			
Interpretation der Ergebnisse	6	330,00 €	3	165,00 €	Datenblatt vorhanden? Wenn nicht Zugriff auf Label am Modul	dann Zusatz Aufwand	
Gerüst erforderlich?					Optional		
Tausch defekter Module					Optional		
Wechselrichter							
WR Leistung 50KVA		4.900,00 €			optional		
WR Leistung 25KVA				2.500,00 €	optional		
Verteilsschrank neu							
		7.100,00 €		6.000,00 €	optional		
Umrüstung Eigenverbrauch		1.000,00 €		500,00 €			
Zähler neu		300,00 €		300,00 €			
Intelligente Messung bei Direktvermarktung							
		300,00 €		300,00 €			
Rundsteuerempfänger für Wirkleistungsbegrenzung Durch EVU							
		400,00 €		400,00 €	wenn dies ein Muß ist, dann sind Wechselrichter Aus dem Jahr 2000 Nicht oder nur sehr aufwändig mit Zusatzgeräten Umrüstbar	optional	
SUMME		15.210,00 €		10.550,00 €			

3	1,00 Pauschal	Unterkonstruktion Module: Hersteller: Diconal (Alulecta Kirchberg) Ausführung: Komplett in Aluminium-Edelstahl. Verlegung der Module: Parallel zum Dach an 4 Ankerpunkten verschraubt. Montagetyp: Stehfalsblech - hochkant Herstellerproduktgarantie: 10 Jahre	4.717,68 €	4.717,68 €
4	1,00 Pauschal	Modulmontage mit elektrischer Anbindung: Montage der Unterkonstruktion, Erstellung der Dachdurchführung und das Verklemmen der Module auf dem Dach Incl. der kompletten Verschaltung der Module. Verkabelung mit 6 mm² Solarkabel: 6 mm ² Solarkabel: Halogentfreie Solarleitung, UV- und Witterungsbeständig, kurzschlussfest, flammwidrig, ohne Mader Lockstoffe, TÜV geprüft. Die Solarkabel werden an der Unterkonstruktion mittels Kabelbindern befestigt, wodurch ein Aufscheuern der Kabel am Dach verhindert wird. Weiteres liegen die Solarkabel und die Steckverbindungen nicht im Wasserlauf. Sämtliche String Kabel werden Induktionstrel verlegt, was bei Gewitter einen größeren Schutz des Wechselrichters bietet. Potentialausgleich: Bei ausreichender Hauserdung sind folgende Arbeiten bereits im Montagepreis enthalten. Herstellung des Potentialausgleichs durch Verkabelung aller Unterkonstruktionseinheiten mit 16 mm ² Erdungskabel. Die Verlegung des Erdungskabels ab der Unterkonstruktion über den Wechselrichter bis zur Hauserdung wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Hausmontage Elektro DC: Installation DC (Gleichstrom): Die Montage der Solarkabel ab der Dachdurchführung zum Wechselrichter wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Wechselrichter: Montieren und verschalten der Wechselrichter, sowie durchmessen der Strings. Der Montageort für die Wechselrichter ist ggf. bauseitig herzurichten. Hausmontage Elektro AC: Installation AC (Drehstrom): Montage Drehstromkabel Inkl. kompletter Verschaltung ab Wechselrichter bis zum Wechselstromzähler wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Wechselstromzähler (Mietgerät): Montage in bauseitig vorhandenem Zählerplatz Inkl. Verpömbung (Mehrkosten für zusätzlicher Zählerplatz nach Aufwand), Verschaltung und Anbindung an die Netzversorgung.	8.245,80 €	8.245,80 €
5	1,00 Pauschal	Wechselstromzähler: Beantragung des Wechselstromzählers (Mietgerät) beim entsprechenden Netzbetreiber. Beantragung der Einspelsegenehmigung beim Netzbetreiber. Abwicklung der Inbetriebnahme der Anlage mit dem Netzbetreiber.	79,00 €	79,00 €
6	Pauschal	Dokumentation Anlage: Planungsunterlagen: Dokumentation der Photovoltaikanlage, Modulverschaltungsplan. Einspelsegenehmigung: Beantragung auf Kundenwunsch. Die Meldung an die Bundesnetzagentur ist durch den Auftraggeber/Bauherr vorzunehmen. Dies muss spätestens am Tag der Inbetriebnahme durchgeführt werden. Eine verspätete Meldung kann zu einer verringerten Einspelsevergütung führen. Das online Meldeportal finden Sie unter: https://app.bundesnetzagentur.de/pv-meldeportal/ .		
7	Info	Gerüst Gerüst wird bauseitig gestellt.		
8	Info	Zahlungsmodalitäten Jeweils nach Erhalt von Ware. Letzte Rate nach Inbetriebnahme.		

9	Info	Statik Die Statik des Gebäudes ist vor der Auftragsbestätigung vom Bauherren zu prüfen und freizugeben. Die statische Überprüfung kann auch von uns, gegen eine Kostenerstattung von ggf. anfallenden Statikerkosten, durchgeführt werden. Erfolgt keine gesonderte Freigabe der Statik durch den Bauherren gegenüber uns, so erklärt dieser mit der Auftragserteilung automatisch die Überprüfung der Statik als erfolgt und erteilt die Freigabe hierfür. Eine weitere Überprüfung oder Nachfrage durch uns erfolgt somit nicht.	
	MwSt.	Mehrwertsteuerbetrag	Netto
	19,0%	5.033,46 €	26.491,87 €
			Brutto
			31.525,33 €

Es gelten die allgemeinen Geschäftsbedingungen des BGB.
 Liefertermin nach Absprache.
 Maßänderung bedingt auch Preisänderung.

3	1,00 Pauschal	Unterkonstruktion Module: Hersteller: Diconal (Alulecta Kirchberg) Ausführung: Komplett in Aluminium-Edelstahl. Verlegung der Module: Parallel zum Dach an 4 Ankerpunkten verschraubt. Montagetyp: Ziegeldach - hochkant Herstellerproduktgarantie: 10 Jahre	10.166,64 €	10.166,64 €
4	1,00 Pauschal	Modulmontage mit elektrischer Anbindung: Montage der Unterkonstruktion, Erstellung der Dachdurchführung und das Verklemmen der Module auf dem Dach Incl. der kompletten Verschaltung der Module. Verkabelung mit 6 mm² Solarkabel: 6 mm ² Solarkabel: Halogentfreie Solarleitung, UV- und Witterungsbeständig, kurzschlussfest, flammwidrig, ohne Mader Lockstoffe, TÜV geprüft. Die Solarkabel werden an der Unterkonstruktion mittels Kabelbindern befestigt, wodurch ein Aufscheuern der Kabel am Dach verhindert wird. Weiteres liegen die Solarkabel und die Steckverbindungen nicht im Wasserlauf. Sämtliche String Kabel werden Induktionstrel verlegt, was bei Gewitter einen größeren Schutz des Wechselrichters bietet. Potentialausgleich: Bei ausreichender Hauserdung sind folgende Arbeiten bereits im Montagepreis enthalten. Herstellung des Potentialausgleichs durch Verkabelung aller Unterkonstruktionseinheiten mit 16 mm ² Erdungskabel. Die Verlegung des Erdungskabels ab der Unterkonstruktion über den Wechselrichter bis zur Hauserdung wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Hausmontage Elektro DC: Installation DC (Gleichstrom): Die Montage der Solarkabel ab der Dachdurchführung zum Wechselrichter wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Wechselrichter: Montieren und verschalten der Wechselrichter, sowie durchmessen der Strings. Der Montageort für die Wechselrichter ist ggf. bauseitig herzurichten. Hausmontage Elektro AC: Installation AC (Drehstrom): Montage Drehstromkabel inkl. kompletter Verschaltung ab Wechselrichter bis zum Wechselstromzähler wird Situationsbedingt mit Kabelschellen, Leerrohr, Kabelkanal oder ähnliches durchgeführt. Eine Unterputzverlegung nur gegen Mehrpreis nach Aufwand. Wechselstromzähler (Mietgerät): Montage in bauseitig vorhandenem Zählerplatz inkl. Verpiombung (Mehrkosten für zusätzlicher Zählerplatz nach Aufwand), Verschaltung und Anbindung an die Netzversorgung.	17.834,58 €	17.834,58 €
5	1,00 Pauschal	Wechselstromzähler: Beantragung des Wechselstromzählers (Mietgerät) beim entsprechenden Netzbetreibers. Beantragung der Einspelsegenehmigung beim Netzbetreiber. Abwicklung der Inbetriebnahme der Anlage mit dem Netzbetreiber.	79,00 €	79,00 €
6	Pauschal	Dokumentation Anlage: Planungsunterlagen: Dokumentation der Photovoltaikanlage, Modulverschaltungsplan. Einspelsegenehmigung: Beantragung auf Kundenwunsch. Die Meldung an die Bundesnetzagentur ist durch den Auftraggeber/Bauherr vorzunehmen. Dies muss spätestens am Tag der Inbetriebnahme durchgeführt werden. Eine verspätete Meldung kann zu einer verringerten Einspelsevergütung führen. Das online Meldeportal finden Sie unter: https://app.bundesnetzagentur.de/pv-meldeportal/ .		
7	Info	Gerüst Gerüst wird bauseits gestellt.		
8	Info	Zahlungsmodalitäten Jeweils nach Erhalt von Ware. Letzte Rate nach Inbetriebnahme.		

9	Info	Statik Die Statik des Gebäudes ist vor der Auftragsbestätigung vom Bauherren zu prüfen und freizugeben. Die statische Überprüfung kann auch von uns, gegen eine Kostenerstattung von ggf. anfallenden Statikerkosten, durchgeführt werden. Erfolgt keine gesonderte Freigabe der Statik durch den Bauherren gegenüber uns, so erklärt dieser mit der Auftragserteilung automatisch die Überprüfung der Statik als erfolgt und erteilt die Freigabe hierfür. Eine weitere Überprüfung oder Nachfrage durch uns erfolgt somit nicht.	
	MwSt.	Mehrwertsteuerbetrag	Netto
	19,0%	13.951,54 €	73.429,14 €
			Brutto
			87.380,68 €

Es gelten die allgemeinen Geschäftsbedingungen des BGB.
 Liefertermin nach Absprache.
 Maßänderung bedingt auch Preisänderung.

