



Technische Universität Berlin
Fakultät VII Wirtschaft & Management
Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)

Analyse der Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung bei der Erhöhung der Eigenversorgung eines Industrieparks durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern

Masterarbeit

Autor:

Frederic Maurice Fabian Hirschmüller (404640) - f.hirschmueller@campus.tu-berlin.de

Erster Prüfer:

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Zweiter Prüfer:

Richard Johannes Weinhold

Betreuer:

Mario Kendziorski

Johannes Poetzsch

Berlin, 01.07.2021

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, Frederic Maurice Fabian Hirschmüller, an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Zuhilfenahme der ausgewiesenen Hilfsmittel angefertigt habe. Sämtliche Stellen der Arbeit, die im Wortlaut oder dem Sinn nach anderen gedruckten oder im Internet verfügbaren Werken entnommen sind, wurden durch genaue Quellenangaben kenntlich gemacht.

Berlin, 01.07.2021



FREDERIC MAURICE FABIAN

HIRSCHMÜLLER

Abstract

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Transformation des Industrieparks in Sengenthal in eine Energiezelle nach dem Vorbild des zellularen Ansatzes. Ausgangspunkt ist eine Studie aus dem Jahr 2015 des *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)*. Diese zeigt einen Lösungsweg, wie dezentrale Energieversorgung die Umsetzung der Energiewende voranbringen kann. Darauf aufbauend beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit der potentiellen Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch dezentrale Energieversorgung.

Der Fokus liegt hierbei auf der Beantwortung folgender Forschungsfragen: Welche Auswirkungen hat die Erhöhung der Eigenversorgung auf die Netzanschlussleistung durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern im Industriepark in Sengenthal? Welche Rolle spielt die Integration eines Speichers in das Werksnetz bei der Reduzierung der Netzanschlussleistung? Welche Auswirkung hat die Veränderung des Leistungspreises auf die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen und des Speichers und die damit verbundene Netzanschlussleistung? Kann der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern durch das *Open Energy Modelling Framework (oemof)* entsprechend den Anforderungen potentieller Nutzer*innen dargestellt werden? Zur Untersuchung dieser Fragen wird ein kostenoptimiertes Investitionsmodell mit Hilfe von oemof aufgestellt. Dieses Modell dient als Inspiration für kleine und mittelständische Unternehmen, ihre Energiesysteme ebenfalls in eine Energiezelle umzuwandeln.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass wie erwartet die alleinige Erhöhung der Eigenversorgung nicht zwangsläufig mit einer Reduzierung der Netzanschlussleistung einhergeht. Entscheidend ist, dass während der Periode, in der die Jahreshöchstlast auftritt, Energie aus den eigenen Erzeugungsanlagen generiert werden kann. Eine besondere Rolle nimmt dabei der Speicher ein. Dieser kann überschüssige Energie aus erzeugungsreichen Perioden in Perioden mit geringer Energieerzeugung verschieben. Die Veränderung des Leistungspreises hat nur eine geringe Auswirkung auf die Dimensionierung der PV- und Windkraftanlagen. Allerdings bedingt der Leistungspreis maßgeblich die Größe des Batteriespeichers und liefert damit einen Beitrag zur Reduzierung der Netzanschlussleistung. Zudem konnte gezeigt werden, dass mit Hilfe von oemof der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern entsprechend den Anforderungen potentieller Nutzer*innen dargestellt werden kann.

Die vorliegende Arbeit erhebt keine Vollständigkeit über die Vorhersage einer potenziellen Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch den zellularen Ansatz. Allerdings kann das hier generierte Modell als Teilmodell in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems integriert werden, wodurch die Größenordnung des reduzierten Netzausbaubedarfs beziffert werden kann. Die Aufstellung eines solchen Gesamtmodells wird im Rahmen des open_plan Forschungsprojektes durch das *Reiner Lemoine Institut (RLI)*, das *Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK)* und die *Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)* zukünftig weiter vorangetrieben.

Abstract (English)

This paper deals with the transformation of the industrial park in Sengenthal into an energy cell based on the cellular approach. The starting point is a study from 2015 by the *Association for Electrical, Electronic Information Technologies (VDE)*. It shows a solution how decentralized energy supply can advance the implementation of the German Energiewende. Based on the study, this paper deals with the potential reduction of grid expansion needs through decentralized energy supply.

The focus is on answering the following research questions: What is the impact on the grid connection power by increasing the self-supply through the expansion of renewable energy and storage at the industrial park in Sengenthal? Which role has the integration of a storage into the plant grid by reducing the grid connection power? Which effect has the change of the power price on the dimensioning of the generation plants and the storage facility and the associated grid connection power? Can the expansion of renewable energy and storage be represented by the *Open Energy Modelling Framework (oemof)* according to the requirements of potential users? To investigate these questions, a cost-optimized investment model is set up using oemof. This model serves as an inspiration for small and medium-sized enterprises to transform their energy systems into an energy cell as well.

The results of this paper show that, as expected, increasing self-supply alone does not necessarily reduce the grid connection power. The decisive element is that energy must be generated from the company's own generation plants during the period in which the highest annual peak load occurs. The storage facility has an important role in this. It can shift surplus energy from periods of high generation to periods of low generation. The change of the power price has only a minor effect on the dimensioning of the pv and wind power plants. However, the power price significantly conditions the size of the battery storage and thus provides a contribution to the reduction of the grid connection power. In addition, it was shown that oemof can be used to represent the expansion of renewable energy and storage according to the requirements of potential users.

This paper does not claim completeness on the prediction of a potential reduction of the grid expansion needs through the cellular approach. However, the model generated within this paper can be integrated as a sub-model into an overall model of the German energy system, allowing the magnitude of the reduced grid expansion needs to be quantified. The establishment of such an overall model will be further developed by the *Reiner Lemoine Institute (RLI)*, the *Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK)* and the *German Society for Solar Energy (DGS)* as part of the open_plan research project.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	ii
Tabellenverzeichnis.....	iii
Abkürzungsverzeichnis	iv
1 Einleitung	1
1.1 Der Netzausbau als Herausforderung für die Energiewende	1
1.2 Dezentrale Energieversorgung als Lösungsansatz.....	2
1.3 Einordnung dieser Arbeit und Forschungsfragen	2
1.4 Einführung in die Kapitel.....	3
2 Forschungsstand und Grundlagen	5
2.1 Zentrale versus dezentrale Energieversorgung.....	5
2.2 Der zellulare Ansatz	6
2.3 Aktuelle Projekte zum zellularen Ansatz.....	9
2.4 Das open_plan Forschungsprojekt.....	11
2.5 Der Industriepark in Sengenthal.....	12
2.6 Wirtschaftliche Faktoren der Eigenversorgung und der Netzanschlussleistung	14
2.7 Das Open Energy Modelling Framework (oemof).....	15
3 Methodik	17
4 Aufstellung der Szenarien	21
4.1 Szenario 1 - Aktueller Stand.....	21
4.2 Szenario 2 - Aktueller Stand + PV	22
4.3 Szenario 3 - Aktueller Stand + PV + Wind	22
4.4 Szenario 4 - Aktueller Stand + PV + Wind + Batterie.....	23
5 Eingabe der Daten.....	25
5.1 Eingabe der Modelldaten	25
5.2 Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen.....	39
6 Auswertung der Ergebnisse.....	44
6.1 Szenario 1 - Aktueller Stand.....	44
6.2 Szenario 2 - Aktueller Stand + PV	46
6.3 Szenario 3 - Aktueller Stand + PV + Wind	48
6.4 Szenario 4 - Aktueller Stand + PV + Wind + Batterie.....	51
6.5 Sensitivitätsanalyse des Leistungspreises.....	53
6.6 Validierung der Ergebnisse	56
6.7 Zusammenfassung der Ergebnisse	57
7 Fazit und Ausblick	60
Literaturverzeichnis	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Schematischer Aufbau eines zellularen Energiesystems.....	7
Abbildung 2	Übertragungskorridore in TWh/a.....	8
Abbildung 3	Entwicklung der Energiezelle Max Bögl.....	13
Abbildung 4	Topologie des Werksnetz in Sengenthal.....	14
Abbildung 5	Erstellen einer <i>oemof-application</i> mit Hilfe von Bibliotheken aus dem <i>oemof</i> Kosmos und externen Bibliotheken.....	16
Abbildung 6	Ablaufplan des Multi-Vector Simulator.....	18
Abbildung 7	Beispielhafter Aufbau eines Energiesystems in <i>oemof.solph</i>	26
Abbildung 8	Aufbau des Energiesystems aus Szenario 1.....	38
Abbildung 9	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 1 aus dem Jahr 2019	45
Abbildung 10	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 1 im Dezember 2019.	46
Abbildung 11	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 2 aus dem Jahr 2019	47
Abbildung 12	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 2 im Dezember 2019.	48
Abbildung 13	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 3 aus dem Jahr 2019	49
Abbildung 14	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 3 im Dezember 2019.	50
Abbildung 15	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 4 aus dem Jahr 2019	52
Abbildung 16	Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 4 im Dezember 2019.	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Verwendete Anlagen aus Szenario 1	21
Tabelle 2	Verwendete Anlagen aus Szenario 2	22
Tabelle 3	Verwendete Anlagen aus Szenario 3	23
Tabelle 4	Verwendete Anlagen aus Szenario 4	24
Tabelle 5	Nebenbedingungen des Modells	26
Tabelle 6	Wirtschaftliche Parameter des Modells	27
Tabelle 7	Busses aus Szenario 1 [1/2]	27
Tabelle 8	Busses aus Szenario 1 [2/2]	28
Tabelle 9	Verbraucher des Modells	28
Tabelle 10	Umwandlungstechnologien aus Szenario 1 [1/2]	29
Tabelle 11	Umwandlungstechnologien aus Szenario 1 [2/2]	30
Tabelle 12	Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [1/3]	31
Tabelle 13	Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [2/3]	32
Tabelle 14	Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [3/3]	32
Tabelle 15	Energieversorger des Modells	34
Tabelle 16	Speichertechnologien aus Szenario 4	35
Tabelle 17	Spezifikation der Speichertechnologie	36
Tabelle 18	Projektdaten aus Szenario 1	37
Tabelle 19	Simulationseinstellungen des Modells	38
Tabelle 20	Ergebnisse aus Szenario 1	44
Tabelle 21	Ergebnisse aus Szenario 2	47
Tabelle 22	Ergebnisse aus Szenario 3	49
Tabelle 23	Ergebnisse aus Szenario 4	51
Tabelle 24	Auswirkungen des Leistungspreises auf die Systemerweiterung	54
Tabelle 25	Auswirkungen des Leistungspreises auf die Eigenversorgungsrate und die Netz- anschlussleistung	55
Tabelle 26	Validierung der Ergebnisse	56
Tabelle 27	Erzeugungs- und Speichertechnologien der einzelnen Szenarien	57
Tabelle 28	Eigenversorgungsrate und Netzanschlussleistung der einzelnen Szenarien	58

Abkürzungsverzeichnis

acatech	Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMJV	Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
csv	comma-separated values
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
FAU	Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KPI	Key Performance Indicator
MVS	Multi-Vector Simulator
NaN	Not a Number
oemof	Open Energy Modelling Framework
PAC	Paris Agreement Compatible Scenarios for Energy Infrastructure
PIK	Potsdam Institut für Klimafolgenforschung
PV	Photovoltaik
RGI	Renewable Grid Initiative
RLI	Reiner Lemoine Institut
str	string
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

1 Einleitung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die vorliegende Masterarbeit und dient als Einführung in grundlegende Themenbereiche. Zunächst werden die zentrale Herausforderung des Stromsektors im Zusammenhang mit der Energiewende erläutert (Kapitel 1.1). Anschließend wird aufgezeigt, wie dezentrale Energieversorgung hierfür einen Lösungsansatz liefert (Kapitel 1.2). Darauf aufbauend findet eine Einordnung dieser Arbeit in den Kontext der Energiewende statt. In diesem Zusammenhang werden die Forschungsfragen vorgestellt (Kapitel 1.3). Abschließend werden die Inhalte der einzelnen Kapitel kurz beschrieben (Kapitel 1.4).

1.1 Der Netzausbau als Herausforderung für die Energiewende

Mit dem Unterzeichnen des Pariser Klimaschutzabkommens hat sich die Bundesregierung den Empfehlungen des *IPCC* verschrieben, die globale Erderwärmung auf 1,5°C zu begrenzen. (UNFCCC, 2015) (IPCC, 2018) Möchte Deutschland diese Ziele erreichen, sollte die Bundesregierung eine klimaneutrale Energieversorgung für das Jahr 2040 anstreben. (Quaschnig, 2016) Entgegen dieser Empfehlung hat sich die Bundesregierung im Rahmen der Energiewende als Ziel gesetzt, die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55% zu senken und dabei den Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65% zu erhöhen. (BMWi, 2021b)

Dass diese Maßnahmen nicht ausreichen, zeigt ein aktueller Beschluss des Bundesverfassungsgerichtes. Hier heißt es, dass die Regelungen des Klimaschutzgesetzes vom 12. Dezember 2019 nicht weitreichend genug sind und somit nachgebessert werden müssen. (Bundesverfassungsgericht, 2021) Dass die Versorgung des deutschen Energiesystems durch 100% erneuerbare Energien gelingen kann, geht aus einer aktuellen Studie des *DIW* und der *TU Berlin* hervor. (Kendzioriski u. a., 2021) Darüber hinaus vertritt der *Runde Tisch Erneuerbare Energien* die These, dass eine Umstellung des Energiesystems auf 100% erneuerbaren Energien schon bis zum Jahr 2030 gelingen kann. (Runder Tisch Erneuerbarer Energien, 2021)

Die Notwendigkeit einer schnelleren Umsetzung der Energiewende stellt besonders den Stromsektor vor neue Herausforderungen. Die Versorgungs- und Verteilnetzbetreiber müssen die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Netzwiederaufbau durch die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien grundlegend umgestalten. (ETG, 2007) Darüber hinaus ergibt sich ein Netzausbaubedarf, da die Struktur des Energiesystems umgebaut werden muss. Der von der Bundesregierung angewandte Top-down Ansatz sieht vor, dass große Mengen Windenergie im Norden Deutschlands ausgebaut werden. Der dort produzierte Strom muss anschließend in die Verbraucherzentren im Süden der Bundesrepublik transportiert werden,

wodurch ein Ausbau des Verteilnetzes erforderlich wird. (BMWi, 2021a) Durch diesen Umbau des Energiesystems werden Investitionen in den Netzausbau, in Speichertechnologien, Kapazitätsreserven und flexible Lasten notwendig.

1.2 Dezentrale Energieversorgung als Lösungsansatz

Dezentrale Energieversorgung liefert hierbei einen Lösungsansatz die Energiewende schneller voranzubringen ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. In einer Studie von 2015 zum zellularen Ansatz gibt der VDE eine Alternative zur Top-down Umsetzung der Bundesregierung. Mit der Aufteilung des Energiesystems in nach Möglichkeit autarke Energiezellen, wird Energie dort erzeugt, wo sie auch verbraucht wird. Anhand dieses Bottom-up Ansatzes kann zum einen der Netzausbaubedarf reduziert werden und zum anderen können die Energiezellen durch das Erbringen von Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Netzes beitragen. (VDE, 2015) Darüber hinaus wird durch die Verbrauchernähe die Energieversorgung in die Gesellschaft getragen, sodass alle Bürger*innen die Möglichkeit haben aktiv die Energiewende mitzugestalten. Das sorgt für eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung und beschleunigt die Umstellung des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung. (acatech u. a., 2020)

1.3 Einordnung dieser Arbeit und Forschungsfragen

In dieser Arbeit wird untersucht, wie die Transformation eines Industrieparks in eine Energiezelle gelingen kann. Besonderer Fokus liegt auf der Modellierung einer Energiesystemerweiterung des Industrieparks der Firma *Max Bögl* in Sengenthal anhand von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichern. Hierbei wird untersucht, wie sich die durch die Systemerweiterung verbundene Erhöhung der Eigenversorgungsrate und die Veränderungen der Lastspitzen auf das allgemeine Versorgungsnetz auswirken.

Durch den zellularen Ansatz kann der notwendige Netzausbau im Rahmen der Energiewende reduziert werden. Dabei dient diese Arbeit als Inspiration für kleine und mittelständische Unternehmen zur Auslegung eigener Energiesysteme, die ebenfalls durch die Erhöhung der Eigenversorgungsrate und die Reduzierung der Netzanschlussleistung einen Beitrag zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Energiewende leisten können.

Zusätzlich kann das hier erstellte Modell des Industrieparks in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems integriert werden. Mit Hilfe eines solchen zellularen Energiesystemmodells kann genau beziffert werden, in welcher Größenordnung dieser Ansatz den Netzausbaubedarf reduzieren kann.

Die vorliegende Arbeit wird im Rahmen des open_plan Forschungsprojektes erstellt, begleitet durch

das Reiner Lemoine Institut (RLI), das Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) und beantwortet folgende Forschungsfragen:

- Welche Auswirkungen hat die Erhöhung der Eigenversorgung auf die Netzanschlussleistung durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern im Industriepark in Sengenthal?
- Welche Rolle spielt die Integration eines Speichers in das Werksnetz bei der Reduzierung der Netzanschlussleistung?
- Welche Auswirkung hat die Veränderung des Leistungspreises auf die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen und des Speichers und die damit verbundene Netzanschlussleistung?
- Kann der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern durch das Open Energy Modelling Framework (oemof) entsprechend den Anforderungen potentieller Nutzer*innen dargestellt werden?

1.4 Einführung in die Kapitel

Die Arbeit ist in insgesamt sieben Kapitel eingeteilt. Zunächst erfolgt in Kapitel 2 eine Übersicht über den aktuellen Stand der Forschung und eine Erläuterung wichtiger Grundlagen, die einem besseren Verständnis dieser Arbeit dienen. Die Vor- und Nachteile einer zentralen und einer dezentralen Energieversorgung werden hierbei kurz vorgestellt (Kapitel 2.1). Ein dezentrales Lösungskonzept bietet der zellulare Ansatz, der im Anschluss in seinen Grundzügen erläutert wird (Kapitel 2.2). Darauf aufbauend werden aktuelle Projekte vorgestellt, die in ihrer praktischen Umsetzung den zellularen Ansatz verfolgen (Kapitel 2.3). Die vorliegende Masterarbeit wird im Rahmen des *open_plan* Forschungsprojekts erstellt, welches in diesem Zusammenhang vorgestellt wird (Kapitel 2.4). Der modellierte Industriepark in Sengenthal wird in Kapitel 2.5 näher beschrieben. Anschließend wird auf die Bestimmung der Netzentgelte eingegangen (Kapitel 2.6). Abschließend wird das Open Energy Modelling Framework (oemof) in seinen Grundzügen erläutert (Kapitel 2.7).

In Kapitel 3 ist die Vorgehensweise inklusive der verwendeten Zielfunktion dargestellt. Im Rahmen dieser Arbeit werden vier verschiedene Ausbauszenarien für den Industriepark Sengenthal analysiert, welche in Kapitel 4 vorgestellt werden.

Im anschließenden Kapitel 5 werden die Eingabeparameter des Modells im Detail beschrieben. In diesem Zusammenhang wird die Aufbereitung der Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen näher erläutert (Kapitel 5.2). Der Großteil der verwendeten Daten wird von der Firma Max Bögl bereitgestellt und bezieht sich auf reale Projekt- und Messdaten des Industrieparks in Sengenthal.

Die Ergebnisse aus den einzelnen Szenarien werden in Kapitel 6 ausgewertet. In diesem Rahmen findet eine Sensitivitätsanalyse statt, in der untersucht wird, welche Auswirkungen der Leistungspreis auf die Dimensionierung der Erzeugungs- und Speichertechnologien hat (Kapitel 6.5). Die Ergebnisse aus diesem Modell werden mit den Berechnungen der Firma Max Bögl validiert und anschließend zusammengefasst (Kapitel 6.6).

Im Fazit werden die Erkenntnisse aus dieser Arbeit diskutiert und ein Ausblick auf den weiteren Verlauf des open_plan Vorhabens gegeben (Kapitel 7).

2 Forschungsstand und Grundlagen

In diesem Kapitel werden die notwendigen Grundlagen behandelt, die einem besseren Verständnis dieser Arbeit dienen. Zunächst werden die Vor- und Nachteile einer zentralen und einer dezentralen Energieversorgung gegenübergestellt (Kapitel 2.1). Darauf aufbauend wird der zellulare Ansatz in seinen Grundzügen erläutert (Kapitel 2.2). Hierauf folgt eine Übersicht über aktuelle Studien und Projekte zum zellularen Ansatz (Kapitel 2.3). In diesem Zusammenhang wird das open_plan Forschungsprojekt vorgestellt und die damit verbundenen Vorteile des open-science Ansatzes diskutiert (Kapitel 2.4). Als Pilotprojekt des zellularen Ansatzes wird der Industriepark der Firma Max Bögl in Sengenthal vorgestellt, der als Datengrundlage dieser Arbeit dient (Kapitel 2.5). Im Anschluss wird die Ermittlung der Netzentgelte erläutert, die eine besondere Rolle in dieser Arbeit einnehmen (Kapitel 2.6). Abschließend wird das Open Energy Modelling Framework (oemof) vorgestellt, was im Rahmen des open_plan Vorhabens aufgegriffen und weiterentwickelt wird (Kapitel 2.7).

2.1 Zentrale versus dezentrale Energieversorgung

Im Zuge der Energiewende wird durch die Umstellung von nuklearen und fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien das Energiesystem in Deutschland grundlegend umstrukturiert. (BMW, 2021b) Hierbei wird das Energiesystem ausgehend von einer rein zentralen Energieversorgung in einen Mix aus zentraler und dezentraler Energieversorgung umgestaltet. Die Umstellung des Energiesystems sollte hierbei weder einen rein zentralen noch einen rein dezentralen Ansatz verfolgen. Entscheidend ist ein angemessener Mix zwischen zentraler und dezentraler Energieversorgung. (acatech u. a., 2020)

Die aktuellen Pläne der Bundesregierung legen hier den Fokus auf einen zentralen Ausbau erneuerbarer Energien. Hierbei werden große Mengen Windenergie im Norden Deutschlands ausgebaut und der dort erzeugte Strom in die Verbraucherzentren im Süden der Bundesrepublik transportiert. (BMW, 2021b) Aus ökonomischer Sicht hat dieser Ansatz keinen Vorteil gegenüber einem dezentralen Ansatz. (Kendziorzki u. a., 2021) Durch den Ausbau erneuerbarer Energien in erzeugungsreichen Regionen werden zwar die Stromgestehungskosten gering gehalten, allerdings ergibt sich hierbei ein hoher Netzausbaubedarf, aufgrund des Energietransports. Umgekehrt steigen bei einer verbrauchernahen Energieerzeugung die Stromgestehungskosten. Dabei ergibt sich allerdings eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs und somit sind die Systemkosten der beiden Ansätze nahezu identisch. (RLI, 2013)

Betrachtet man neben den rein ökonomischen Parametern noch weitere Faktoren erweist sich ein vorwiegend dezentraler Ansatz als besonders vorteilhaft. Durch eine nach Möglichkeit verbrauchernahe Energieversorgung wird die Energiewende in die Gesellschaft getragen. Hierbei wird es allen Bürger*innen ermöglicht die Energiewende mitzugestalten, indem erneuerbare Erzeugungsanlagen

in der eigenen Gemeinde oder sogar auf dem eigenen Grundstück ausgebaut werden. Dies führt zu einer höheren Akzeptanz der Energiewende und kann die Transformation zu einer emissionsfreien Energieversorgung beschleunigen. (Matthes u. a., 2018)

Der VDE zeigt in einer Studie von 2015 zum zellularen Ansatz wie dezentrale Energieversorgung möglichst verbrauchernah gelingen kann. (VDE, 2015) Dieser Ansatz wird nachfolgend näher erläutert.

2.2 Der zellulare Ansatz

Im zellularen Ansatz wird das Energiesystem in einzelne Energiezellen aufgeteilt, die nach Möglichkeit den Energiebedarf durch lokale Erzeugung auf der niedrigsten machbaren Ebene ausgleichen. (VDE, 2015) In einem Fachbeitrag zum zellularen Energiesystem definiert der VDE die Energiezellen wie folgt:

“Eine Energiezelle besteht aus der **Infrastruktur** für verschiedene **Energieformen**, in der durch ein **Energiezellenmanagement** in möglicher Koordination mit **Nachbarzellen** der **Ausgleich** von Erzeugung und Verbrauch über alle vorhandenen Energieformen organisiert wird.” (VDE, 2019)

Dabei wird die Definition durch folgende Erläuterungen ergänzt:

- “1. Zur **Infrastruktur** werden alle Betriebsmittel gezählt, die zur Wandlung von Energie, zu deren Transport und Verteilung, sowie zur Speicherung eingesetzt werden.
2. Die betrachteten **Energieformen** umfassen u.a. Elektrizität, Gas, Wärme sowie Mobilität. Eine Zelle kann auch nur eine Energieform enthalten.
3. Zum **Energiezellenmanagement** zählen alle Einrichtungen der Leittechnik einschließlich der benötigten Kommunikationstechnik.
4. **Nachbarzellen** können hierarchisch angeordnet sein. Es gibt somit Zellen auf der gleichen Ebene sowie auf überlagerten und unterlagerten Ebenen.
5. Beim **Ausgleich**, der sowohl saisonal oder auch dynamisch durchgeführt werden kann, können sich die drei Zustände ausgeglichen, überversorgt oder unterversorgt über alle vorhandenen Energieformen ergeben.” (VDE, 2019)

Findet der Aufbau des Energiesystem anhand dieser Energiezellen statt ergibt sich daraus eine Systemarchitektur, wie sie in Abbildung 1 dargestellt ist.

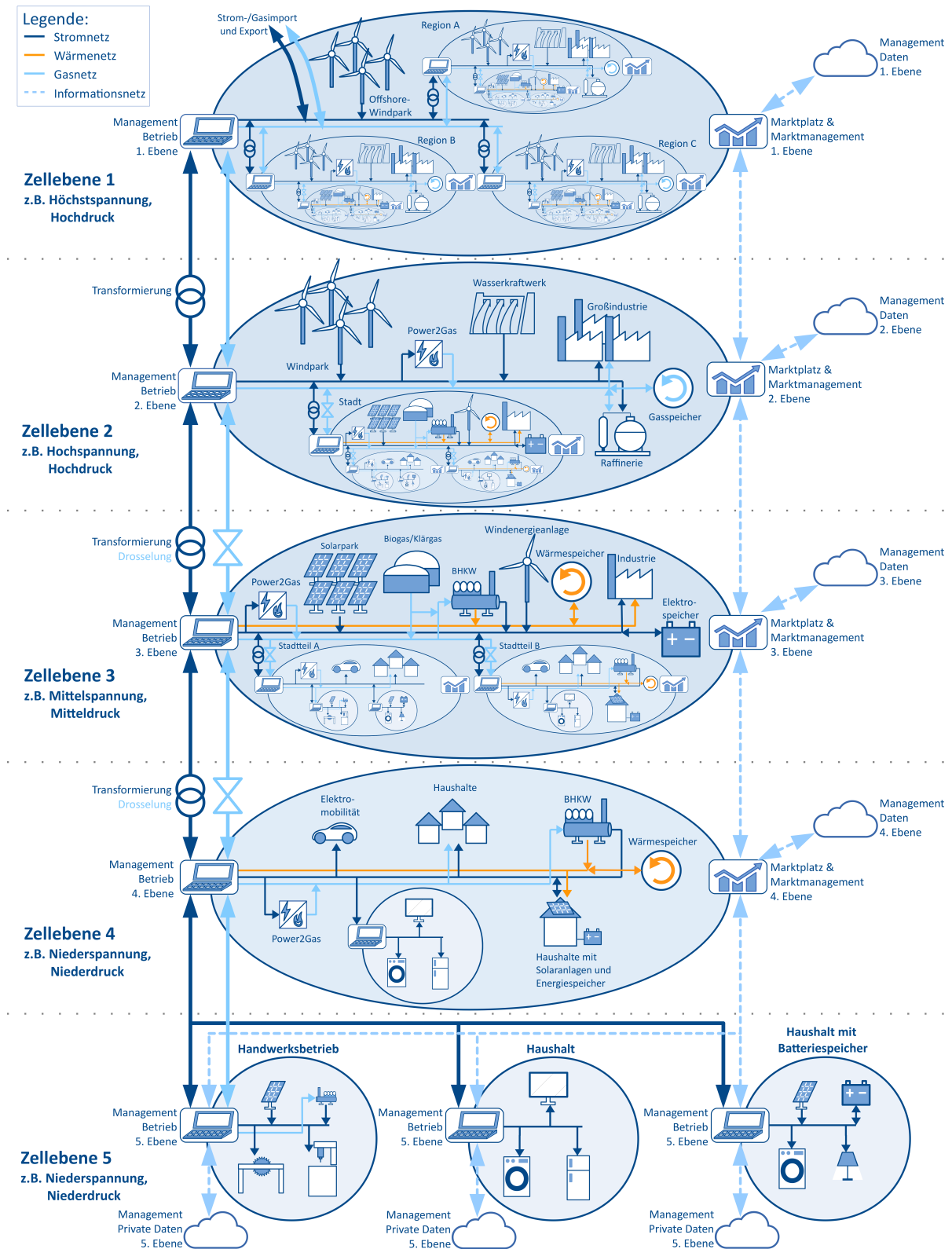


Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines zellularen Energiesystems

Quelle: VDE (2019)

Durch die Integration der nach Möglichkeit autonomen Energiezellen in ein Verbundsystem tragen die Zellen zur Reduzierung des nötigen Netzausbaus bei, da geringere Mengen elektrischer Energie aus dem erzeugungsreichen Norden Deutschlands in die entsprechenden Verbraucherzentren transportiert werden müssen. In der Studie von 2015 zum zellularen Ansatz wird in einem Modell dieses Potential der möglichen Reduzierung des Netzausbaus vorgerechnet. Hierbei wird das Energiesystem in Deutschland in 16 Energiezellen aufgeteilt, die den Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen möglichst verbrauchernah in der jeweiligen Zelle umsetzen. Die Ergebnisse der Übertragungskorridore aus diesem Modell sind im Ansatz B in Abbildung 2 dargestellt. Demgegenüber stehen die Übertragungskorridore aus Ansatz A bei einem massiven Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in der Nord- und Ostsee.

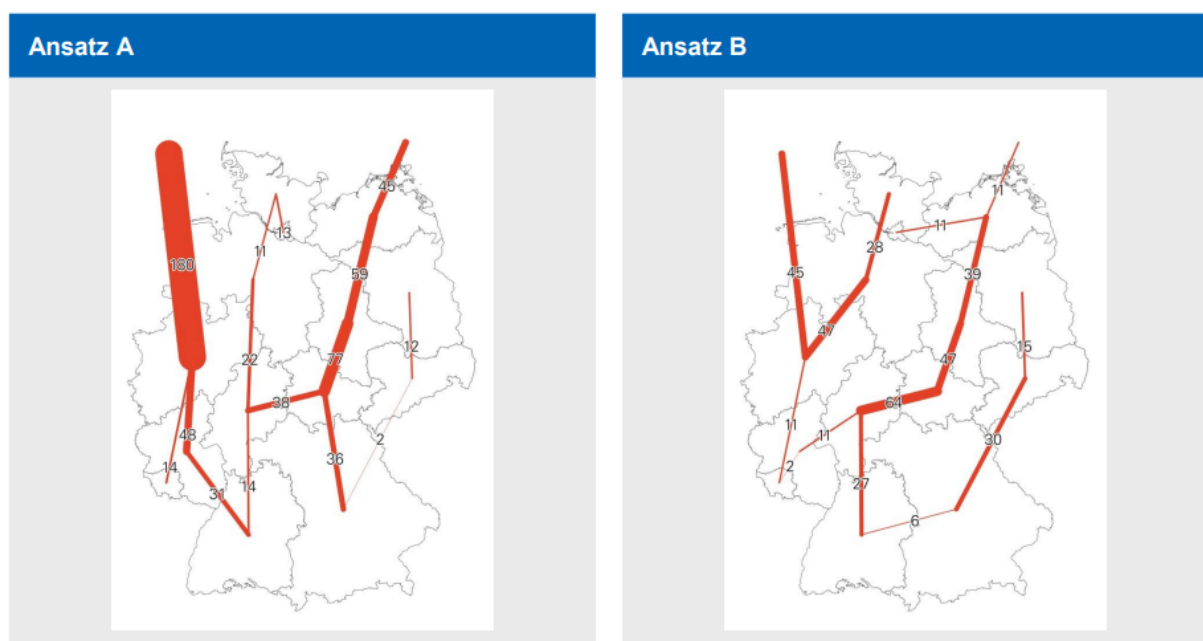


Abbildung 2: Übertragungskorridore in TWh/a

Quelle: VDE (2015)

Dieses Modell teilt das Energiesystem zunächst in Energiezellen ein, die sich in der zellularen Energiesystemarchitektur auf Zellebene 1 aus Abbildung 1 befinden. Bei einer Bottom-up Modellierung des Energiesystems über alle fünf Zellebenen können sich hierbei weitere Reduzierungen des Netzausbaus ergeben. Die vorliegende Arbeit geht einen ersten Schritt, indem ein Industriepark modelliert wird, der in die Zellebene 3 eingeordnet werden kann. Dieses Modell kann als Teilmodell für eine Bottom-up Modellierung des deutschen Energiesystems nach dem zellularen Ansatz verwendet werden.

Neben der Reduzierung des Netzausbaus können Energiezellen Systemdienstleistungen erbringen und tragen somit zur Stabilisierung des Netzes bei. (VDE, 2019) Da jedoch der Energieausgleich und das Erbringen von Systemdienstleistungen auf lokaler Ebene nicht ohne weiteres in die bestehenden

zentral organisierten Energiemärkte integriert werden können, bedarf es neuer Geschäftsmodelle und Marktkonzepte um den zellularen Ansatz voranzutreiben. Im folgenden Abschnitt werden aktuelle Projekte vorgestellt, in denen zellulare Energiesysteme hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Aspekte in der Praxis umgesetzt werden.

2.3 Aktuelle Projekte zum zellularen Ansatz

Eine Besonderheit des zellularen Ansatzes besteht darin, dass er nicht nur eine rein technische Lösung zur Umsetzung der Energiewende bietet, sondern gleichzeitig Endverbrauchern und Betreibern von dezentralen Erzeugungs-, Speicher- und Wandleranlagen die Möglichkeit gibt, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen. (Rummeny, 2021) Hierdurch wird die Akzeptanz der Energiewende gefördert, da die Verantwortung in die breite Gesellschaft getragen und die Möglichkeit geschaffen wird, die Energiewende mitzugestalten. Nachfolgend werden beispielhaft Projekte vorgestellt, die sowohl technische als auch partizipative Aspekte des zellularen Ansatzes in der Praxis umsetzen.

C/sells – Zellularität, Partizipation und Vielfältigkeit

C/sells ist ein Forschungs- und Umsetzungsprojekt, in dem über 50 Partner*innen aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik die Umsetzung des zellularen Ansatzes vorantreiben. Die Umsetzung erfolgt anhand von 27 Demonstrations- und Partizipationszellen in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen. (Ardone u. a., 2020)

Im folgenden werden drei Teilprojekte vorgestellt, die einen besonderen Fokus auf die Unterstützung von Verteilnetzbetreibern durch neue Markt- und Geschäftsmodelle legen.

- Die Demonstrations- und Partizipationszelle *Dillenburg* erprobt das Bereitstellen von Flexibilität über eine Flexibilitätsplattform. Auf der Pilotplattform *ReFlex* können Anbieter wie Industrie- und Gewerbebetriebe, aber auch private Haushalte und öffentliche Einrichtungen die Flexibilität ihrer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speichieranlagen anbieten. Hierdurch wird der Versorgungsbetreiber unterstützt, da er bei der Gewährleistung der Netzstabilität nicht nur auf eigene Anlagen zurückgreifen kann, sondern durch ein breites Portfolio an verschiedenen Marktakteuren gestärkt wird. (Ardone u. a., 2020)
- Die *WIRcommunity* im Raum Waghäusel handelt auf einem lokalen Markt den eigens erzeugten Strom von Solaranlagen, die bereits aus der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Vergütung

rausgefallen sind. Zur Übermittlung der Einspeisedaten verwendet die Community die Smart Meter Gateway Infrastruktur des örtlichen Verteilnetzbetreibers *NetzeBW*. Darüber hinaus ist der lokale Markt durch eine dezentral organisierte Blockchain abgesichert. Mit diesem Marktmodell wird das Verteilnetz entlastet, da Überschüsse aus der Erzeugung bereits lokal gehandelt werden. Das Modell des lokalen Handels bietet ein gutes Beispiel dafür, wie die Eigenversorgung von Energiezellen gesteigert werden kann. (Ardone u. a., 2020)

- In einem weiteren Teilprojekt bietet die Gemeinde Murg am Hochrhein eine Online-Plattform an, in der lokale Erzeugung und Verbrauch sichtbar gemacht werden. Diese Plattform dient in erster Linie nicht dem Handel von Strom oder Flexibilitäten innerhalb der Gemeinde, sondern soll den Einwohner*innen die lokale Erzeugung und den Verbrauch sichtbar machen, um den Gemeinschaftsgedanken unter den Teilnehmenden zu stärken. Durch die Visualisierung soll das Interesse an Konzepten zur autonomen Energieversorgung der Gemeinde geweckt werden. (Ardone u. a., 2020)

Neben den Projekten innerhalb des C/sells Vorhabens gibt es noch weitere unabhängige Projekte die den zellularen Ansatz verfolgen. Nachfolgend werden zwei weitere Projekte näher beschrieben.

Projekt der Versorgungsbetriebe Bordesholm

Die *Versorgungsbetriebe Bordesholm* simulierten im Jahr 2019 in Kooperation mit der *TH Köln* einen großflächigen Stromausfall, indem sie die Gemeinde Bordesholm für eine Stunde vom Netz trennten. Die Energieversorgung der Gemeinde wurde während des Versuchs von einer Batterie mit einer Leistung von 15 Megawatt, einer Kapazität von 15 Megawattstunden und den regenerativen Erzeugungsanlagen aus der Gemeinde gewährleistet. (Baars, 2020)

Da sich allerdings aus dem Inselbetrieb von Energiezellen nur schwierig lukrative Geschäftsmodelle entwickeln lassen, bieten die Versorgungsbetriebe Bordesholm die Energie des Batteriespeichers als Primärregelleistung für das Europäische Verbundnetz an. Somit kann sich die Energiezelle in Bordesholm nicht nur im Falle eines großflächigen Stromausfalls für kurze Zeit selbst mit Strom versorgen, sondern auch gleichzeitig das Europäische Verbundnetz bei der Haltung der Netzfrequenz unterstützen. (Baars, 2020)

Smarte Netzzelle SoLAR – Allensbach-Radolfzell

In einem weiteren unabhängigen Projekt wird eine smarte Netzzelle in der Gemeinde Allensbach entwickelt. Hier wurde in einer neu bebauten Liegenschaft mit 22 Wohneinheiten ein dezentraler und

eigenständiger Energieaustausch mit diversen PV-Anlagen, zwölf Wärmepumpen, einem Blockheizkraftwerk (BHKW), diversen Ladesäulen und Hausgeräten umgesetzt. Das Besondere an diesem lokalen Energiemarkt ist, dass die notwendige digitale Intelligenz direkt in den Verbrauchsgeräten integriert ist. Hierdurch wird nicht nur der Aufwand verringert, sondern auch eine Betriebsführung in Echtzeit ermöglicht, sodass in der Zelle auch Regelleistung erbracht werden kann. (VDE, 2019)

Die hier vorgestellten Projekte zeigen anhand praktischer Beispiele wie die Umsetzung des zellularen Ansatzes die Verteil- und Versorgungsnetzbetreiber beim Erbringen von Systemdienstleistungen unterstützt. Für eine großflächige Umsetzung des zellularen Ansatzes bedarf es weiterer Instrumente und Werkzeuge, damit die Umstellung des deutschen Energiesystems zu einem zellularen Energiesystem gelingen kann. Die vorliegende Arbeit wird im Zusammenhang mit dem open_plan Forschungsprojekt erstellt, in dem die Umsetzung des zellularen Ansatzes weiter vorangetrieben wird. Das Forschungsprojekt wird nachfolgend näher erläutert.

2.4 Das open_plan Forschungsprojekt

Im Rahmen des open_plan Vorhabens entwickeln das Reiner Lemoine Institut (RLI), das Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK) und die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) ein sektorenübergreifendes, offenes Planungstool, das zur Planung und Auslegung des Strom- und Wärmebedarf von Energiezellen dient. Die Entwicklung des Tools ist an den zellularen Ansatz angelehnt, wie er in Kapitel 2.2 bereits beschrieben wurde. Besonderer Fokus liegt auf der praktischen Auslegung des Tools, wodurch besonders kleine- und mittelständische Unternehmen bei der Umstellung ihrer Energiesysteme unterstützt werden. Darüber hinaus verfolgt open_plan den open-science Ansatz, wodurch mit Hilfe von offenem Code und der Veröffentlichung der verwendeten Daten die Berechnungen des Tools transparent dargelegt werden. Durch diese Kombination zwischen praxisrelevanter Auslegung und offener Forschung soll die Lücke zwischen wissenschaftlicher Theorie und praktischer Anwendung geschlossen werden. (DGS, 2020)

Im ersten Schritt fokussiert sich das Vorhaben auf die Auslegung autonomer Energiezellen, ohne eine Interaktion mit benachbarten Zellen. Aus diesem Grund werden zunächst die Energiezellen aus den Zellebenen 4 und 5 der Energiesystemarchitektur aus Abbildung 1 betrachtet. Zur Planung und Auslegung eines zellularen Energiesystems muss allerdings der Energieaustausch zwischen benachbarten Zellen und über verschiedene Zellebenen hinweg schon während dem Planungsprozess berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wird die Entwicklung des open_plan Tools in weiteren Folgeprojekten angestrebt.

Darüber hinaus ist die Umstellung des Energiesystems hin zu einer zellularen Struktur ein komplexes und vielschichtiges Vorhaben, weshalb offene Forschungsansätze förderlich für dessen Umsetzung sind. Die Daten sind transparent, sodass Ergebnisse nachvollzogen werden können, was zu größerem Vertrauen und gleichzeitig höherer Akzeptanz der Ergebnisse führt. Des Weiteren werden Entscheidungsfindungsprozesse beschleunigt, da die Berechnungen hinter der Software von verschiedenen Akteuren kontrolliert und akzeptiert sind und dadurch schneller Kompromisse beim Treffen von Entscheidungen gefunden werden können. Zusätzlich werden Kosten gespart, da das Tool gratis und offen zur Verfügung gestellt wird und bereits entwickelte Modelle wiederverwendet werden können. Zudem werden Beraterbindungen vermieden, da offene Modelle von unterschiedlichen Beratungsinstitutionen verwendet werden können. (RGI und PAC, 2021)

Als offenes Modellierungsframework erfüllt das Open Energy Modelling Framework (oemof) die hier aufgeführten Vorteile offener Forschungsansätze. (Hülk u. a., 2018) Aus diesem Grund wird oemof im Rahmen des open_plan Vorhabens aufgegriffen und entsprechend den Anforderungen potenzieller Nutzer*innen weiterentwickelt. Damit das Tool den Anforderungen der Nutzer*innen entspricht, werden bereits während der Toolentwicklung Unternehmen aus der Praxis in den Entwicklungsprozess mit eingebunden. Die Firma Max Bögl gilt als potenzieller Nutzer des open_plan Tools und der Industriepark in Sengenthal als eines der Pilotprojekte des zellularen Ansatzes. Aus diesem Grund befasst sich die vorliegende Masterarbeit mit der Modellierung des Industrieparks in Sengenthal mit Hilfe des offenen Modellierungsframeworks oemof. Im folgenden Abschnitt wird das Werksnetz des Industrieparks näher beschrieben und anschließend das Modellierungsframework oemof vorgestellt.

2.5 Der Industriepark in Sengenthal

Die Firma Max Bögl ist ein deutsches Bauunternehmen, das sich besonders auf Eigenentwicklungen in den Bereichen der erneuerbaren Energien, Urbanisierung, Mobilität und Infrastruktur spezialisiert. (Max Bögl, 2021) Der Firmenstandort in Sengenthal genießt im Rahmen des zellularen Ansatzes eine besondere Aufmerksamkeit, da der hier ansässige Industriepark als eines der Pilotprojekte zur Umsetzung zellularer Energiesysteme gilt. Die Firma Max Bögl arbeitet bereits seit 2014 an der Transformation des Werksnetzes in eine Energiezelle. In diesem Zusammenhang wird nicht nur eine CO₂-neutrale Eigenversorgung von 100% angestrebt, sondern auch an Lösungen zum Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit der Energiezelle geforscht. (Bayer, 2021) In Abbildung 3 sind die einzelnen Projektschritte der Entwicklung der Energiezelle Max Bögl dargestellt.

Entwicklung Energiezelle Max Bögl

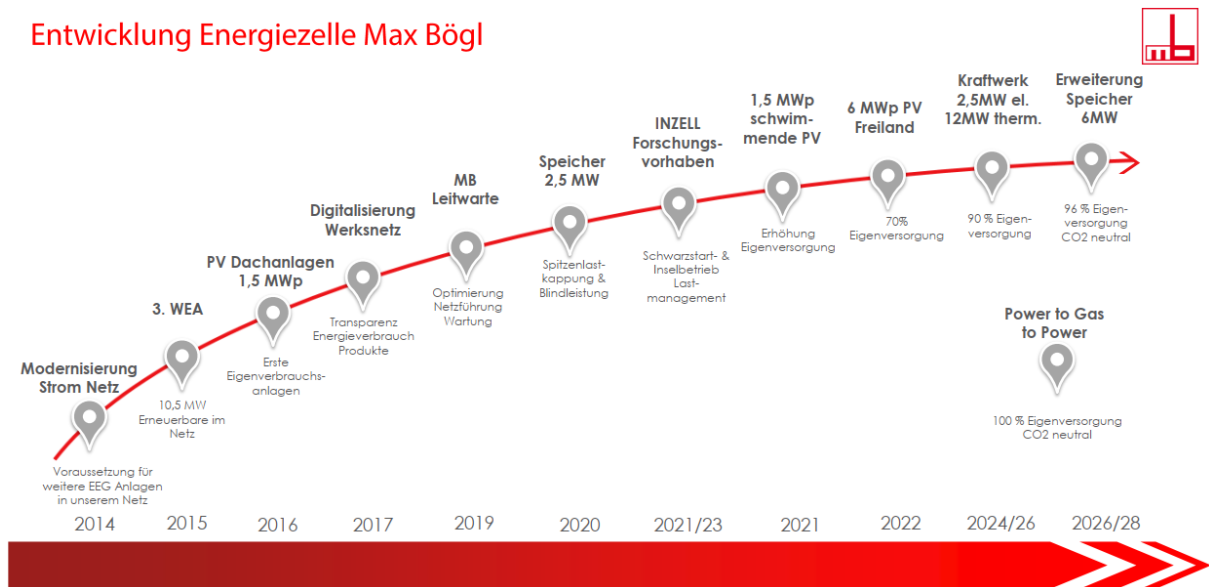


Abbildung 3: Entwicklung der Energiezelle Max Bögl

Quelle: Bayer, 2021

Der Fokus dieser Masterarbeit liegt auf der Umsetzung der Eigenversorgung des Industrieparks und die damit verbundenen Auswirkungen auf das Versorgungsnetz. In diesem Zusammenhang werden die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung untersucht, wenn die Erzeugungsleistung des Industrieparks durch erneuerbare Energien und Speicher erweitert wird.

Im Werksnetz sind bereits 2,5 MWp PV-Anlagen, 9,6 MW Windkraftanlagen, ein 0,4 MW Dampfmotor und seit dem Jahr 2020 ein 2,5 MW Speicher integriert. Daraus ergibt sich eine Erzeugungsspitze von ca. 10,5 MW und eine Jahresstromerzeugung von 25,5 GWh. Der Jahresverbrauch des Industrieparks beläuft sich auf 26 GWh mit einer Spitzenlast von 6,3 MW. (Bayer, 2021) In Abbildung 4 ist die Topologie des Werksnetzes in Sengenthal inklusive aller Erzeugungsleistungen und Speicher dargestellt.

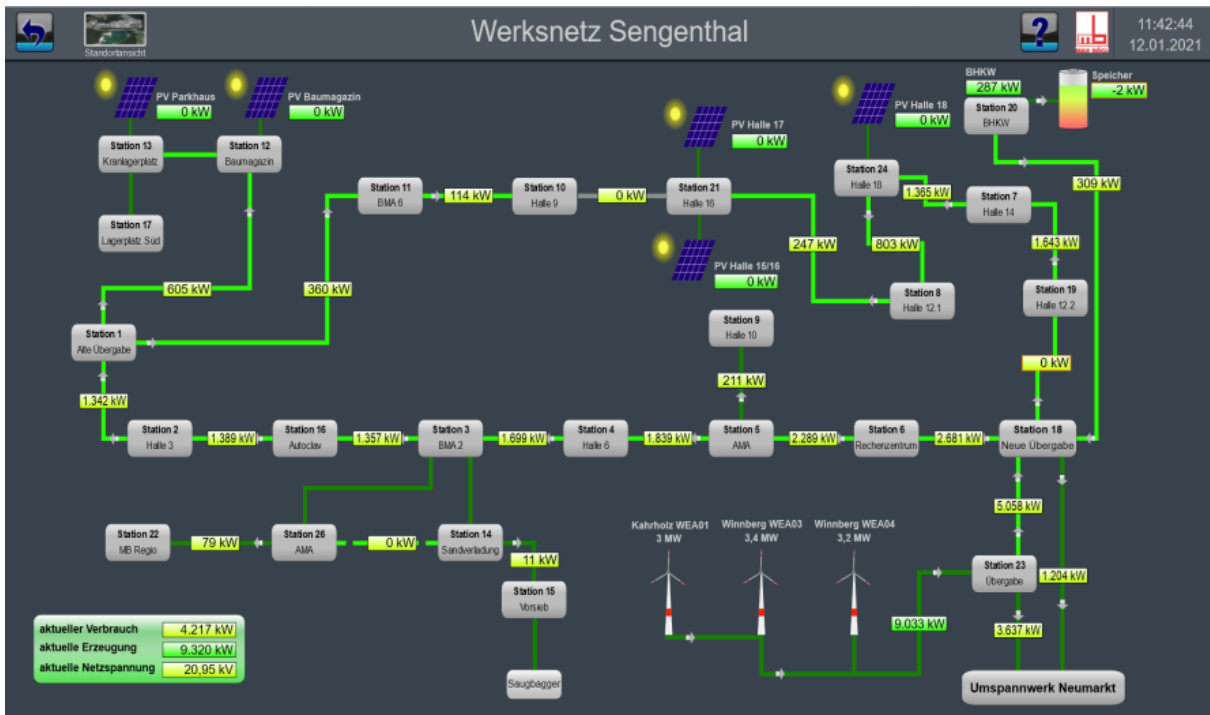


Abbildung 4: Topologie des Werksnetz in Sengenthal

Quelle: Bayer, 2021

2.6 Wirtschaftliche Faktoren der Eigenversorgung und der Netzanschlussleistung

Die Erhöhung der Eigenversorgung und die Reduzierung der Netzanschlussleistung unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Faktoren wird maßgeblich von den Netzentgelten beeinflusst, weshalb nachfolgend auf die Ermittlung der Netzentgelte näher eingegangen wird.

Die Ermittlung der Netzentgelte wird nach §17 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) geregelt und besteht aus dem Jahresleistungsentgelt und dem Arbeitsentgelt. Das Jahresleistungsentgelt muss von Großverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh entrichtet werden und berechnet sich wie folgt:

$$\text{Jahresleistungsentgelt} = \text{Jahresleistungspreis} \times \text{Jahreshöchstleistung}$$

Die Jahreshöchstlast beschreibt hier den höchsten Leistungswert einer oder mehrerer Entnahmen aus einer Netz- oder Umspannebene im Verlauf eines Jahres. Die Messung der Jahreshöchstlast erfolgt in Viertelstunden Werten an der entsprechenden Entnahmestelle und wird in Kilowatt angegeben. Der Jahresleistungspreis, angegeben in Euro pro Kilowatt, wird von dem entsprechenden Verteilnetzbetreiber ermittelt und jährlich veröffentlicht. (BMJV, 2005)

Durch die Berücksichtigung des Jahresleistungsentgeltes bei der Ermittlung der Netzentgelte haben Großverbraucher einen Anreiz die Jahreshöchstlast zu minimieren um hierdurch Kosten zu sparen. Die Reduzierung der Jahreshöchstlast kann unter anderem durch den Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichern erfolgen, wenn diese während anfallender Lastspitzen die benötigte Energie liefern können.

Ein weiterer Bestandteil der Netzentgelte ist das sogenannte Arbeitsentgelt, das nach BMJV, 2005 folgendermaßen berechnet wird:

$$\text{Arbeitsentgelt} = \text{Arbeitspreis} \times \text{Entnommene elektrische Arbeit}$$

Auch hier wird der Arbeitspreis vom Versorgungsnetzbetreiber ermittelt und in Euro pro Kilowattstunde angegeben. Die entnommene elektrische Arbeit wird an der entsprechenden Entnahmestelle gemessen und in Kilowattstunden angegeben. (BMJV, 2005)

Daraus ergibt sich, dass Großverbraucher nicht nur durch die Reduzierung der Jahreshöchstleistung, sondern auch durch eine Erhöhung der Eigenversorgung Kosten sparen können, da hierdurch geringere Arbeitsentgelte zu entrichten sind.

2.7 Das Open Energy Modelling Framework (oemof)

Für die Modellierung des Industrieparks in Sengenthal wird das Open Energy Modelling Framework (oemof) herangezogen. oemof ist ein Python-basiertes, open-source-lizenziertes Framework, das zur Modellierung und Analyse von Energiesystemen verwendet wird. (Hilpert u. a., 2018) Zum besseren Verständnis werden zunächst die Begriffe Modell, Modell Generator und Framework voneinander abgegrenzt.

Ein Modell beschreibt ein real existierendes System. Modelle können aus verschiedenen Teilmodellen bestehen, die dazu verwendet werden, klar definierte Forschungsfragen zu beantworten. Modelle können mit Hilfe von Modell Generatoren erstellt werden, indem beispielsweise vordefinierte Formeln oder Technologien verwendet werden. Ein Framework ist eine strukturierte Ansammlung verschiedener Modelle, Modell Generatoren und Teilframeworks. (Hilpert u. a., 2018)

In diesem Zusammenhang dient oemof nicht als eigenständig ausführbares Framework, sondern wird durch die Kombination verschiedener oemof Bibliotheken verwendet, um Energiesystemmodelle zu entwickeln. Diese Modelle werden als *oemof-applications* bezeichnet. (Hilpert u. a., 2018) Bei der

Erstellung von oemof-applications können nicht nur die im oemof Kosmos enthaltenen Bibliotheken (z.B. *solph*, *feedinlib*, *demandlib*) verwendet werden, sondern auch externe Bibliotheken (z.B. *pplib*) können in die Entwicklung von oemof-applications mit eingebunden werden. (Hilpert u. a., 2018) Abbildung 5 veranschaulicht die Kombination verschiedener Bibliotheken zu einer oemof-application.

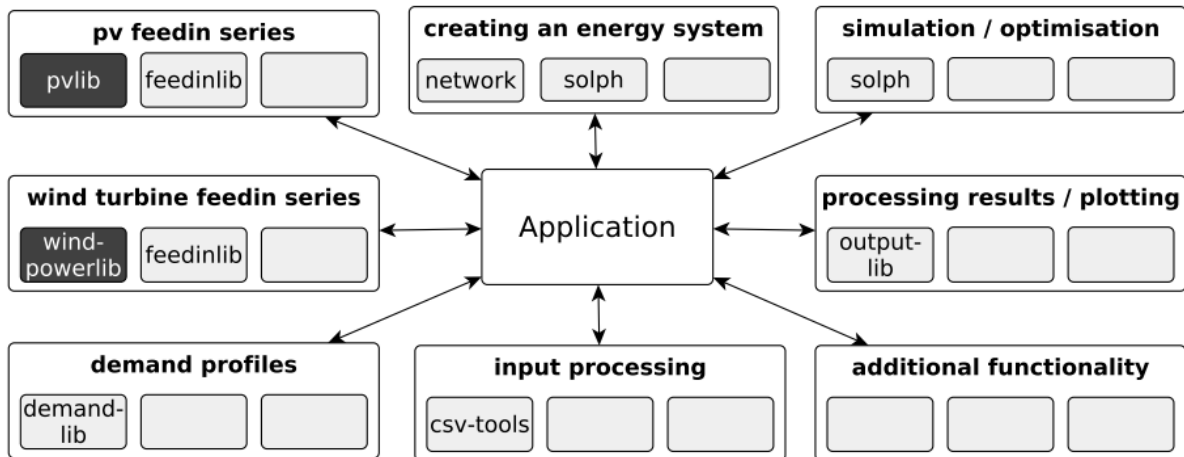


Abbildung 5: Erstellen einer *oemof-application* mit Hilfe von Bibliotheken aus dem *oemof* Kosmos und externen Bibliotheken

Quelle: Hilpert u. a. (2018)

Im Rahmen dieser Arbeit wird die am RLI entwickelte oemof-application *Multi-Vector Simulator (MVS)* verwendet. MVS basiert auf der oemof Bibliothek *oemof.solph* und wird dazu verwendet Energiesysteme kostenoptimiert auszulegen. (RLI und Hoffmann, 2019a) Die Aufstellung eines Energiesystemmodells mit Hilfe des *Multi-Vector Simulator* wird im nachfolgenden Kapitel näher erläutert.

Der Multi-Vector Simulator dient zwar der Auslegung von Energiesystemen, ist allerdings nicht explizit für die Auslegung von Energiezellen im Kontext des zellularen Ansatzes konzipiert. Da der MVS im Rahmen eines open-science Forschungsprojektes entwickelt wurde, ist der Code hinter den Berechnungen transparent und offen zur Verfügung gestellt. Dieser Code wird im Rahmen des open_plan Vorhabens aufgegriffen und weiterentwickelt, um ihn an die Anforderungen potentieller Nutzer*innen des open_plan Tools zur Auslegung von Energiezellen anzupassen.

3 Methodik

Diese Arbeit möchte eine Brücke schlagen zwischen theoretisch-wissenschaftlichen Modellen und praktisch-wirtschaftlichen Anwendungen. Deshalb wird in diesem Kontext das von wissenschaftlichen Institutionen entwickelte Modellierungsframework oemof verwendet, um praktische Anwendungsfälle zu simulieren, die in enger Zusammenarbeit mit der Firma Max Bögl ausgearbeitet werden. In regelmäßigen Treffen wurden vier verschiedene Ausbauszenarien erörtert, die in dieser Form im Industriepark in Sengenthal bereits umgesetzt werden oder in naher Zukunft potentiell umgesetzt werden können. Durch die Analyse verschiedener Szenarien werden Win-Win-Situation generiert, in denen zum einen Unternehmen durch die Erhöhung der Eigenversorgungsrate und die Reduzierung der Netzanschlussleistung Netzentgelte sparen können. Zum anderen wird durch die Reduzierung des Netzausbaubedarfs die Energiewende auf nationaler Ebene unterstützt.

Bei der Ausarbeitung der Ausbauszenarien werden nachfolgend die verwendeten Technologien definiert, welche Energiesektoren dabei berücksichtigt und welche Key Performance Indicator (KPI) analysiert werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende Technologien betrachtet:

<i>PV</i>	PV-Anlagen [kWp]
<i>Wind</i>	Windkraftanlagen [kW]
<i>Batt</i>	Batteriespeichersystem mit Kapazität [kWh] und Lade-/Entladeleistung [kW]
<i>Gle</i>	Gleichrichter [kW]
<i>Wech</i>	Wechselrichter [kW]
<i>Tran</i>	Transformatoren [kW]
<i>Netz</i>	Netzanschluss an das Versorgungsnetz [kW]

In diesem Modell wird lediglich der Stromsektor betrachtet und keine Sektorenkopplung berücksichtigt. Als KPI werden die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung näher analysiert. In Kapitel 4 werden die einzelnen Szenarien, die aus den hier ausgewählten Technologien entwickelt werden, näher erläutert.

Im Kontext des zellularen Ansatzes ist es empfehlenswert zusätzliche Technologien, Sektorenkopplung und weitere KPI zu betrachten. Da die Integration dieser Faktoren in das Modell den Rahmen dieser Arbeit übersteigt, werden diese Punkte nicht in das hier vorgestellte Modell integriert. Im weiteren Verlauf des open_plan Forschungsprojektes werden diese Themen allerdings analysiert.

Das Modell wird mit Hilfe des Multi-Vector Simulator (MVS) aufgestellt. Zur Bestimmung der optimalen

Systemerweiterung verwendet MVS ein lineares Optimierungsmodell. Hierbei wird eine kostenoptimierte Investitionsentscheidung getroffen, unter Berücksichtigung eines kostenoptimierten Energieaustauschs unter den verwendeten Technologien. Zunächst bestimmt das Modell den kostenoptimierten Energieaustausch der bestehenden Erzeugungs- und Speichertechnologien. Darauf aufbauend wird eine kostenoptimierte Investitionsentscheidung für neue Erzeugungs- und Speichertechnologien berechnet. Der kostenoptimierte Energieaustausch der neu investierten Technologien wird ebenfalls in das System eingebunden. (RLI und Hoffmann, 2019a)

Die Eingabe der Modelldaten erfolgt mit Hilfe einer webbasierten Benutzeroberfläche. Da sich während der Bearbeitung dieser Masterarbeit die Benutzeroberfläche von MVS noch in der Entwicklung befand findet die Dateneingabe des Modells über csv-Dateien statt, die in Kapitel 5 näher beschrieben werden. Abbildung 6 zeigt den Ablaufplan des Multi-Vector Simulator.

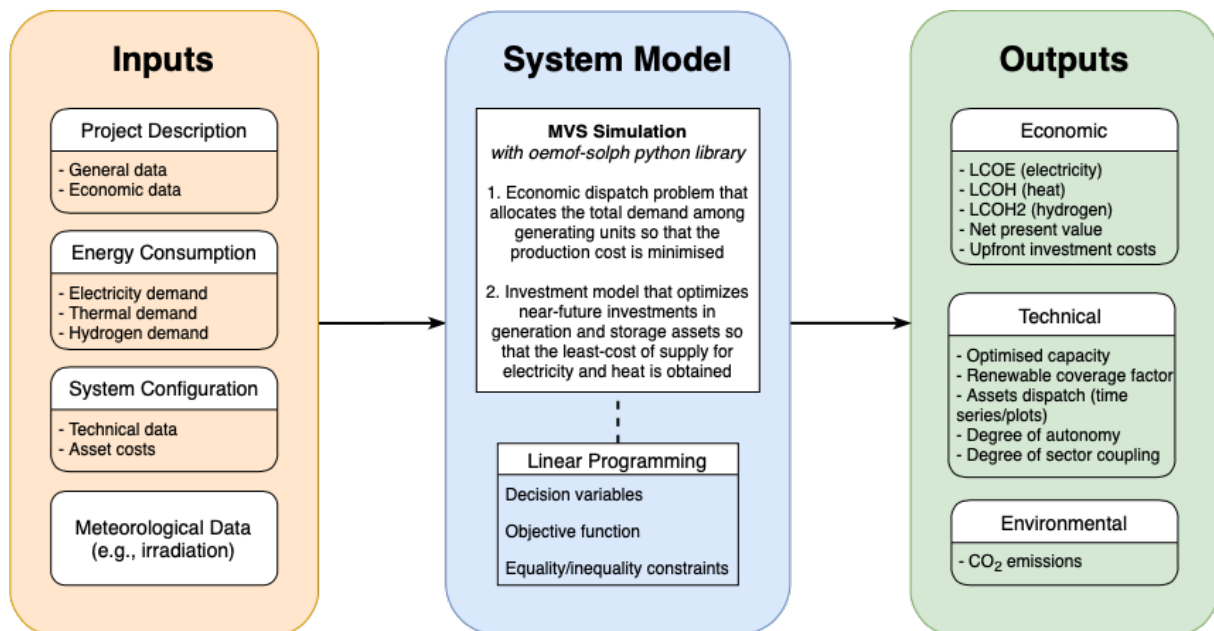


Abbildung 6: Ablaufplan des Multi-Vector Simulator

Quelle: RLI und Hoffmann (2019a)

Nachfolgend findet die mathematische Beschreibung des Modells basierend auf Hoffmann u. a. (2020) statt.

Mit der Zielfunktion werden die Systemkosten A minimiert, wie in (1) dargestellt ist:

$$\min A = \sum_i a_i \times CAP_i + \sum_i \sum_t c_{var,i} \times E_i(t) \quad (1)$$

Mit

CAP_i	Kapazität der Anlage i [kW, kWh, kWp]
$E_i(t)$	Energieaustausch der Anlage i im Zeitschritt t [kWh]
i	Alle Anlagen des Systems
t	Zeitschritte von stündlicher Dauer, für den Simulationszeitraum von einem Jahr
a	Spezifische jährlichen Kosten pro installierter Einheit [€/kWh/a, €/kWp/a, €/kW/a]
c_{var}	Variable Betriebskosten oder Ausgaben, hier nur Strom [€/kWh]

Die Optimierungsvariablen Kapazität und Energieaustausch aller Anlagen i des Systems haben einen begrenzten Lösungsraum, der in (2) und (3) beschrieben ist:

$$CAP_i \geq 0 \quad (2)$$

$$E_i(t) \geq 0 \quad (3)$$

Die spezifischen jährlichen Kosten a_i beinhalten sowohl Investitionskosten als auch fixe Betriebs- und Verwaltungskosten über die gesamte Projektlaufzeit. Darüber hinaus wird der Restwert der Anlage nach Ende der Projektlaufzeit mit eingerechnet. Die spezifischen jährlichen Kosten sind Anhand folgender Formel berechnet:

$$a_i = (capex_i + \sum_{n=1}^{n_{max}} \frac{capex_i}{(1+d)^{n \times t_a}} - c_{res,i}) \times CRF(T) + opex_i \quad (4)$$

Mit

$capex$	Spezifische Investitionskosten [€/Einheit]
n	Anzahl des Austauschs einer Anlage innerhalb der Projektlaufzeit
t_a	Lebensdauer der Anlage [a]
$CRF(t)$	Kapitalrückflussfaktor für das Jahr t

c_{res}	Spezifischer Restwert einer Anlage am Ende der Projektlaufzeit [€/Einheit]
$opex$	Jährliche spezifische Betriebs- und Verwaltungskosten [€/Einheit/a]
d	Abzinsungsfaktor
T	Projektlaufzeit [a]

Die Anzahl des Austauschs einer Anlage berechnet sich nach folgender Formel:

$$n = \text{round}\left(\frac{T}{t_a} + 0,5\right) - 1 \quad (5)$$

Der entsprechende Restwert der Anlage nach Ende der Projektlaufzeit wird von den Investitionskosten abgezogen. Hierbei wird eine lineare Abschreibung über die gesamte Projektlaufzeit angenommen. Der Restwert einer Anlage berechnet sich anhand der nachfolgenden Formel:

$$c_{res} = \frac{capex}{(1+d)^{n_{max} \times t_a}} \times \frac{n_{max} \times t_a - T}{T} \quad (6)$$

Da die Modellfunktionen im Multi-Vector Simulator bereits aufgestellt und integriert sind, ist dieser Prozess nicht Teil der vorliegenden Masterarbeit. Deshalb wird an dieser Stelle nicht weiter im Detail auf die einzelnen Funktionen, Nebenbedingungen und Teilmodelle eingegangen. Eine ausführliche Dokumentation ist in RLI und Hoffmann (2019a) zu finden.

Die Ergebnisse aus der Modellberechnung werden abschließend mit den Ergebnissen der Firma Max Bögl verglichen und validiert. Dadurch wird festgestellt, ob durch oemof entsprechende praktische Anwendungsfälle korrekt dargestellt werden können.

4 Aufstellung der Szenarien

Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Ausbauszenarien für den Industriepark in Sengenthal näher beschrieben. Die Aufstellung der einzelnen Szenarien erfolgte in enger Zusammenarbeit mit der Firma Max Bögl. Zunächst werden für alle Szenarien die entsprechenden Technologien definiert, die in das Modell integriert werden. Daraus ergibt sich, welche Sektoren in der Simulation zu berücksichtigen sind. Für dieser Arbeit wird in allen Szenarien lediglich der Stromsektor betrachtet. Somit findet zunächst keine Sektorenkopplung statt. Als KPI wird die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung analysiert. Der Energieverbraucher bezieht sich in allen Szenarien auf den Industriepark in Sengenthal mit einer Spitzenlast von 6,3 MW und einem Jahresstromverbrauch von 26 GWh.

4.1 Szenario 1 - Aktueller Stand

Im ersten Szenario wird der aktuelle Stand des Industrieparks abgebildet und analysiert. Im Werksnetz sind im Jahr 2020 bereits 2,5 MWp PV-Anlagen, 9,6 MW Windkraftanlagen, ein 0,4 MW Dampfmotor und ein 2,5 MW Speicher integriert. (Bayer, 2021)

Nach Informationen der Firma Max Bögl werden von den 2,5 MWp PV-Leistung lediglich 780 kWp, die auf der Halle 18 des Werksgeländes installiert sind, für die Eigenversorgung verwendet. Die restlichen Anlagen speisen aufgrund der hohen EEG Vergütungssätze direkt ins Versorgungsnetz ein. Aus diesem Grund wird lediglich die PV-Anlage auf der Halle 18 in das Modell integriert.

Die 9,6 MW Leistung aus Windkraftanlagen beziehen sich auf drei verschiedene Anlagen, die mit ihren einzelnen Nennleistungen in Tabelle 1 dargestellt sind. Darüber hinaus wird der Dampfmotor nicht in das Modell integriert, da zunächst nur die Erzeugungstechnologien PV und Wind betrachtet werden. Als Bezugsjahr dient das Jahr 2019, da die entsprechenden Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen von der Firma Max Bögl aus diesem Jahr stammen. Somit wird der Batteriespeicher, der im Jahr 2020 installiert wurde, nicht in dieses Szenario aufgenommen. Eine Übersicht der verwendeten Anlagen dieses Szenarios ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Verwendete Anlagen aus Szenario 1

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung
Wind (Karholz)	3.000	Nein
Wind (Winnberg 03)	3.400	Nein
Wind (Winnberg 04)	3.200	Nein
PV (Halle 18)	780	Nein

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bayer (2021)

4.2 Szenario 2 - Aktueller Stand + PV

Im nächsten Szenario wird analysiert, wie sich die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung verhalten, wenn das Energiesystem durch weitere PV-Anlagen erweitert wird. Hierbei wird das Energiesystem aus Szenario 1 aufgegriffen und durch eine schwimmende PV-Anlage, sowie eine Freiflächenanlage erweitert.

Eine schwimmende PV-Anlage wird in das Modell integriert, weil auf dem Baggersee Schlierferhaide direkt neben dem Industriepark eine solche Anlage im Jahr 2021 gebaut wird. Es ist allerdings zu erwarten, dass die schwimmende Anlage in der Simulation nicht berücksichtigt wird, da die Investitionskosten höher sind als die einer Freiflächenanlage. Max Bögl investiert dennoch in den Bau einer schwimmenden PV-Anlage, da diese als Demonstrationsanlage dienen soll, um somit die Umsetzung weiterer schwimmender PV-Anlagen voranzutreiben. Diese spezifische Anforderung kann in dem verwendeten Modell nicht dargestellt werden, weshalb in den Ergebnissen der Simulation zu erwarten ist, dass die schwimmende PV-Anlage nicht berücksichtigt wird.

Die verwendeten Anlagen aus Szenario 2 sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Verwendete Anlagen aus Szenario 2

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung
Wind (Karholz)	3.000	Nein
Wind (Winnberg 03)	3.400	Nein
Wind (Winnberg 04)	3.200	Nein
PV (Halle 18)	780	Nein
PV (Wasser)	-	Ja
PV (Freifläche)	-	Ja

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bayer (2021)

4.3 Szenario 3 - Aktueller Stand + PV + Wind

Im dritten Szenario liegt ein besonderer Fokus auf den Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung bei einer Systemerweiterung durch die Kombination von PV-Anlagen und Windkraftanlagen. Die Netzanschlussleistung kann nur reduziert werden, wenn zu allen Zeitpunkten im Jahr, an denen Lastspitzen des Industrieparks auftreten, genügend Energie aus den eigenen Erzeugungsanlagen produziert wird. Die Kombination aus PV-Anlagen und Windkraftanlagen ist dahingehend vielversprechend, da sich die beiden Technologien im Hinblick auf ihre Erzeugungszeiten gut ergänzen. Wenn aufgrund der Wetterlage keine Energie aus Windkraft produziert werden kann, ist häufig eine Energieerzeugung durch Sonnenenergie möglich und umgekehrt. (DWD, 2018)

Sollte allerdings während einer Dunkelflaute (also wenn weder die Sonne scheint, noch der Wind weht)

eine Lastspitze auftreten, kann der Verbrauch weder durch die PV-Anlagen, noch durch die Windkraftanlagen gedeckt werden. In diesem Fall kann die Energiezelle den nötigen Netzausbau im Rahmen der Energiewende nicht unterstützen, da das Versorgungsnetz auf entsprechend diese Lastspitze ausgelegt und dimensioniert werden muss, selbst wenn diese Lastspitze nur an einem einzigen Zeitpunkt im Jahr auftritt.

Die verwendeten Anlagen in diesem Szenario bauen auf den Anlagen aus Szenario 2 auf und werden durch die kostenoptimierte Auslegung einer Windkraftanlage erweitert. In Tabelle 3 sind die verwendeten Anlagen dargestellt.

Tabelle 3: Verwendete Anlagen aus Szenario 3

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung
Wind (Karholz)	3.000	Nein
Wind (Winnberg 03)	3.400	Nein
Wind (Winnberg 04)	3.200	Nein
Wind (Erweiterung)	-	Ja
PV (Halle 18)	780	Nein
PV (Wasser)	-	Ja
PV (Freifläche)	-	Ja

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bayer (2021)

4.4 Szenario 4 - Aktueller Stand + PV + Wind + Batterie

Im vierten Szenario werden die Auswirkungen auf die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung durch die Integration eines Speichers analysiert. Speichertechnologien nehmen eine besondere Rolle bei Dunkelflauten ein, da sie in diesen Phasen Energie liefern können, die während erzeugungsreichen Zeiten gespeichert wurde. Somit können bei einer entsprechenden Dimensionierung der Speicheranlage auftretende Lastspitzen gekappt werden, auch wenn zu diesem Zeitpunkt keine Energieerzeugung aus Solarenergie oder Windkraft generiert werden kann. (Sato und Weidlich, 2020) (Möller u. a., 2017)

Die verwendeten Anlagen in diesem Szenario bauen auf den Anlagen aus Szenario 3 auf und werden durch die kostenoptimierte Auslegung einer Batterie erweitert. Die Anlagen sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Verwendete Anlagen aus Szenario 4

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung
Wind (Karholz)	3.000	Nein
Wind (Winnberg 03)	3.400	Nein
Wind (Winnberg 04)	3.200	Nein
Wind (Erweiterung)	-	Ja
PV (Halle 18)	780	Nein
PV (Wasser)	-	Ja
PV (Freifläche)	-	Ja
Batterie	-	Ja

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bayer (2021)

5 Eingabe der Daten

In diesem Kapitel wird die Eingabe der Modelldaten in die oemof-application Multi-Vector Simulator beschrieben. Im Verlauf dieser Arbeit wurde die Entwicklung von MVS weiter vorangetrieben, weshalb die hier verwendete Version 0.5.4rc6 nicht mehr dem aktuellsten Stand entspricht.

Die Eingabe der Modelldaten erfolgt in MVS anhand von zwölf csv-Dateien, die nachfolgend genauer erläutert werden (Kapitel 5.1). Anschließend erfolgt eine Beschreibung der verwendeten Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen (Kapitel 5.2). Wenn nicht anderweitig gegenzeichnet, sind die Daten von Max Bögl in Form von csv-Dateien oder in bilateralen Gesprächen zur Verfügung gestellt worden.

5.1 Eingabe der Modelldaten

Zur Aufstellung eines Energiesystemmodells verwendet MVS den Modell Generator oemof.solph. (RLI und Hoffmann, 2019a) Um ein Energiesystem in oemof.solph zu erstellen werden innerhalb des Modells sogenannte *Nodes* definiert. Es existieren zwei verschiedene Arten von Nodes - *Components* und *Busses*. *Components* stellen hierbei die Bestandteile eines Energiesystems dar, wie zum Beispiel Verbraucher, Erzeuger, Transformatoren oder Speichertechnologien. Mit den *Components Sink, Source, Transformer* und *GenericStorage* liefert oemof.solph bereits vordefinierte *Components* mit denen diese Energiesystemkomponenten dargestellt werden können. Die *Busses* repräsentieren das Netz, allerdings werden hierbei keine Verluste dargestellt. (Schachler u. a., 2020)

Durch die Verbindung der *Components* mit den *Busses* entsteht ein sogenannter *Flow*, der den Energieaustausch innerhalb des Systems darstellt. (Schachler u. a., 2020) In Abbildung 7 ist beispielhaft der Aufbau eines Energiesystems anhand verschiedener oemof.solph *Components* und *Busses* dargestellt.

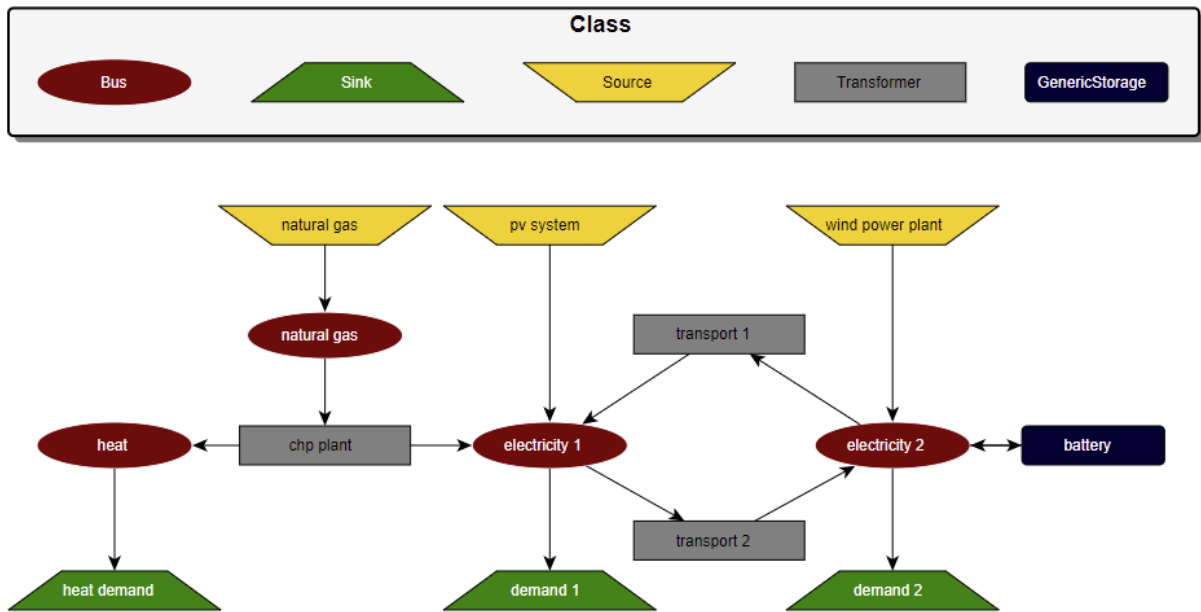


Abbildung 7: Beispielhafter Aufbau eines Energiesystems in oemof.solph

Quelle: Schachler u. a., 2020

Im Multi-Vector Simulator werden die Parameter der einzelnen Components und Busses eines Energiesystems anhand von zwölf csv-Dateien definiert und miteinander verknüpft. Für die Modellierung der oben beschriebenen Szenarien müssen die csv-Dateien separat ausgefüllt werden. Somit findet die Aufstellung der vier beschriebenen Szenarien anhand von 48 csv-Dateien statt. Die hier verwendeten csv-Dateien sind auf einem separaten Datenträger der vorliegenden Arbeit beigefügt. Nachfolgend werden die Funktionen der einzelnen csv-Dateien und deren Eingabewerte detailliert beschrieben.

5.1.1 constraints.csv

In dieser csv-Datei werden die Nebenbedingungen des Modells definiert. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die hier angegebenen Nebenbedingungen sollen bei der Modellierung des Industrieparks Sengenthal vernachlässigt werden. Aus diesem Grund werden die Eingabewerte so gewählt, dass die Grenzen dieser Bedingungen nicht erreicht werden und somit keinen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Tabelle 5 zeigt die Nebenbedingungen des Modells.

Tabelle 5: Nebenbedingungen des Modells

Parameter	Unit	Constraints
minimal_renewable_factor	factor	0,3
maximum_emissions	kgCO2eq/a	100000000

Quelle: Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

5.1.2 economic_data.csv

In der Datei *economic_data* werden die wirtschaftlichen Parameter des Modells bestimmt, wie sie in Tabelle 6 dargestellt sind.

Tabelle 6: Wirtschaftliche Parameter des Modells

Parameter	Unit	Economic_data
currency	str	EUR
project_duration	year	20
discount_factor	factor	0,06
tax	factor	0,0

Quelle: Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Zunächst muss dem Modell die Währung des jeweiligen Landes zugewiesen werden. Mit dem Parameter *project_duration* wird die Projektlaufzeit des Modells bestimmt. Der Abzinsfaktor mit dem die Abschreibung der Anlagen über die Projektlaufzeit berechnet wird, fließt über den Parameter *discount_factor* in das Modell ein. Über den Parameter *tax* können Steuern in der Berechnung berücksichtigt werden. (RLI und Hoffmann, 2019b)

Die wirtschaftlichen Parameter der einzelnen Szenarien unterscheiden sich nicht voneinander, weshalb die Eingabewerte der csv-Datei aus Tabelle 6 zur Modellierung aller Szenarien verwendet wird.

5.1.3 energyBusses.csv

Mit Hilfe der *Busses* werden die einzelnen Komponenten des Energiesystems miteinander verbunden, sodass ein Energiefluss stattfinden kann. (Schachler u. a., 2020) Die csv-Datei *energyBusses* definiert die einzelnen Busses. Zur Modellierung der oben aufgestellten Szenarien werden unterschiedliche Busses verwendet, abhängig von den verwendeten Komponenten der einzelnen Szenarien. Die Tabellen 7 und 8 zeigen beispielhaft die verwendeten Busses aus Szenario 1.

Tabelle 7: Busses aus Szenario 1 [1/2]

Parameter	Unit	AC bus	DC bus 18	DSO bus
energyVector	str	Electricity	Electricity	Electricity

Quelle: Eigene Angaben angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Tabelle 8: Busses aus Szenario 1 [2/2]

Parameter	Unit	wind bus karholz	wind bus winnberg 03	wind bus winnberg 04
energyVector	str	Electricity	Electricity	Electricity

Quelle: Eigene Angaben angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Zunächst muss jedem Bus über den Parameter *energyVector* eine Energieform zugewiesen werden. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die hier angegebenen Busses dienen dazu, die elektrische Energie der PV-Anlage auf Halle 18, der Windkraftanlagen Karholz, Winnberg 03, Winnberg 04, das Versorgungsnetz und den Verbrauch des Industrieparks in das Energiesystemmodell einzubinden. Die genaue Zuweisung der einzelnen Busses mit den zugehörigen Komponenten wird in den csv-Dateien *energyConsumption*, *energyConversion*, *energyProduction*, *energyProviders* und *energyStorage* nachfolgend beschrieben. Die csv-Dateien der energyBusses der restlichen drei Szenarien sind auf einem separaten Datenträger beigefügt.

5.1.4 energyConsumption.csv

Die csv-Datei *energyConsumption* definiert die Verbraucher des Energiesystems. (RLI und Hoffmann, 2019b) Für alle Szenarien wird der Industriepark in Sengenthal herangezogen, wie er in Tabelle 9 beschrieben ist.

Tabelle 9: Verbraucher des Modells

Parameter	Unit	Industriepark
unit	str	kW
inflow_direction	str	AC bus
file_name	str	demand_Industriepark.csv
energyVector	str	Electricity
type_oemof	str	sink
type_asset	str	demand
dsm	str	False

Quelle: Eigene Angaben angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Hierbei wird der Energie des Verbrauchers die Einheit kW zugewiesen. Anhand der *inflow_direction* wird dem Verbraucher ein Bus zugeordnet, hier der zuvor definierte *AC bus*. Darüber hinaus greift die Datei auf eine Verbrauchszeitreihe zu, die den Energieverbrauch über ein bestimmtes Zeitintervall beschreibt. Die verwendete Zeitreihe *demand_Industriepark.csv* wird in Kapitel 5.2.4 näher erläutert.

Durch den *energyVector* wird die Energieform definiert, in diesem Fall Elektrizität. *Type_oemof* weist dem Verbraucher das entsprechende *oemof.solph* Component zu. Wie in Kapitel 5.1 bereits erwähnt, verfügt *oemof.solph* über vordefinierte Components, auf die an dieser Stelle zugegriffen werden kann. Durch das Sink Component wird hierbei definiert, dass es sich bei der Komponente *Industriepark* um einen Verbraucher des Energiesystems handelt. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die Parameter *type_asset* und *dsm* fallen in nachfolgenden Versionen des Multi-Vector Simulator weg, weshalb sie in dieser Simulation nicht berücksichtigt werden.

5.1.5 energyConversion.csv

Anhand der csv-Datei *energyConversion* werden Anlagen definiert, durch die eine Energieumwandlung stattfindet (bspw. Umrichter oder Generatoren). (RLI und Hoffmann, 2019b) (Schachler u. a., 2020) In diesem Modell soll die wirtschaftliche Optimierung der einzelnen Umwandlungstechnologien vernachlässigt werden. Aus diesem Grund werden die Eingabewerte so gewählt, dass die wirtschaftlichen und technischen Parameter der einzelnen Umwandlungsanlagen keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Modellberechnung nehmen. Die Kosten der benötigten Komponenten, wie zum Beispiel die Wechselrichter für die PV-Anlagen, werden in den Kosten der entsprechenden PV-Anlagen in der csv-Datei *energyProduction* mit einbezogen.

Die Definition der einzelnen Anlagen in der Datei *energyConversion* ist dennoch notwendig, da in *oemof.solph* die Verbindung einzelner Bestandteile des Energiesystems über ein Transformer Component erfolgt. Für ein besseres Verständnis zeigen die Tabellen 10 und 11 einen Ausschnitt aus der csv-Datei *energyConversion* des ersten Szenarios. Die vollständigen csv-Dateien aller Szenarien sind auf einem separaten Datenträger beigefügt.

Tabelle 10: Umwandlungstechnologien aus Szenario 1 [1/2]

Parameter	Unit	pv_18	DSO_consumption	DSO_feedin
<i>inflow_direction</i>	str	DC bus 18	DSO bus	AC bus
<i>outflow_direction</i>	str	AC bus	AC bus	DSO bus
<i>energyVector</i>	str	Electricity	Electricity	Electricity
<i>type_oemof</i>	str	transformer	transformer	transformer

Quelle: Eigene Angaben angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Tabelle 11: Umwandlungstechnologien aus Szenario 1 [2/2]

Parameter	Unit	wind_karholz	wind_winnberg03	wind_winnberg04
inflow_direction	str	wind bus karholz	wind bus winnberg 03	wind bus winnberg 04
outflow_direction	str	AC bus	AC bus	AC bus
energyVector	str	Electricity	Electricity	Electricity
type_oemof	str	transformer	transformer	transformer

Quelle: Eigene Angaben angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Durch die *inflow_direction* wird angegeben von welchem Bus Energie in den Transformer fließt. (RLI und Hoffmann, 2019b) Im ersten Beispiel aus Tabelle 10 wird der *pv_18 Transformer* mit dem *DC bus 18* verbunden. Anschließend wird in der csv-Datei *energyProduction* der *DC bus 18* mit dem Source Component *PV_Halle 18* verknüpft. Dadurch wird eine Verbindung zwischen dem Transformer und der PV-Anlage auf Halle 18 hergestellt.

Die Angabe der *outflow_direction* definiert, an welchen Bus die Energie aus dem Transformer weiterfließt. (RLI und Hoffmann, 2019b) In diesem Beispiel wird der *pv_18 Transformer* mit dem *AC bus* verbunden. Hierdurch wird festgelegt, dass die PV-Anlage auf Halle 18 an alle Components, die mit dem *AC bus* verbunden sind, Energie weiterleiten kann. Beispielsweise ist in der csv-Datei *energyConsumption* der *AC bus* bereits mit dem Sink Component *Industriepark* verbunden, wodurch eine Verbindung zwischen der PV-Anlage auf Halle 18 und dem Industriepark entsteht. Dadurch kann die erzeugte Energie der PV-Anlage durch den Industriepark verbraucht werden.

Abschließend wird der *energyVector* und der *type_oemof* für den *Transformer* definiert. Hierbei handelt es sich um die Energieform Elektrizität und das *oemof.solph Component Transformer*.

Analog werden die weiteren Transformer Components aus den Tabellen 10 und 11 mit den übrigen Bestandteilen des Energiesystems verbunden. Dabei dient der *DSO_consumption Transformer* als Verbindung für den Energiefluss, der aus dem Versorgungsnetz in den *AC bus* fließt. Diese Verbindung ermöglicht, dass die verbundenen Verbraucher des *AC bus* (in diesem Fall der Industriepark) Energie aus dem Versorgungsnetz ziehen können.

Durch den *DSO_feedin Transformer* wird der Energiefluss aus dem *AC bus* in das Versorgungsnetz ermöglicht. Hierdurch kann Energie, die durch die Erzeugungsanlagen generiert wird und nicht von dem Verbraucher *Industriepark* benötigt wird, in das Versorgungsnetz eingespeist werden. Die Transformer *wind_karholz*, *wind_winnberg03* und *wind_winnberg04* dienen der Verbindung der entsprechenden Windkraftanlagen mit dem *AC bus*.

5.1.6 energyProduction.csv

In der csv-Datei *energyProduction* werden die wirtschaftlichen und technischen Parameter der einzelnen Erzeugungsanlagen definiert. (RLI und Hoffmann, 2019b) Da in Szenario 4 alle Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen, die im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden, sind in den Tabellen 12, 13 und 14 die Eingabedaten der csv-Datei *energyProduction* aus Szenario 4 dargestellt. Die csv-Dateien der restlichen Szenarien sind auf einem separaten Datenträger dieser Arbeit beigefügt.

Tabelle 12: Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [1/3]

Parameter	Unit	PV_Halle 18	PV_Wasser	PV_Frei
unit	str	kWp	kWp	kWp
optimizeCap	bool	False	True	True
maximumCap	None or float	None	None	None
installedCap	kW	780	0	0
age_installed	year	2	0	0
lifetime	year	25	25	25
development_costs	currency	0	0	0
specific_costs	currency/unit	800	900	600
specific_costs_om	currency/unit/year	20	22,5	15
dispatch_price	currency/kWh	0	0	0
outflow_direction	str	DC bus 18	DC bus wasser	DC bus frei
file_name	str	pv_Halle18.csv	pv_Feedinlib.csv	pv_Feedinlib.csv
energyVector	str	Electricity	Electricity	Electricity
renewableAsset	bool	True	True	True
emission_factor	kgCO2eq/a	0	0	0
type_oemof	str	source	source	source

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Tabelle 13: Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [2/3]

Parameter	Unit	Wind_Karholz	Wind_Winnberg 03
unit	str	kW	kW
optimizeCap	bool	False	False
maximumCap	None or float	None	None
installedCap	kW	3.000	3.400
age_installed	year	2	2
lifetime	year	30	30
development_costs	currency	0	0
specific_costs	currency/unit	1.150	1.150
specific_costs_om	currency/unit/year	0	0
dispatch_price	currency/kWh	0	0
outflow_direction	str	wind bus karholz	wind bus winnberg 03
file_name	str	wind_Karholz.csv	wind_Winnberg03.csv
energyVector	str	Electricity	Electricity
renewableAsset	bool	True	True
emission_factor	kgCO2eq/a	0	0
type_oemof	str	source	source

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Tabelle 14: Eingabewerte der Erzeugungsanlagen aus Szenario 4 [3/3]

Parameter	Unit	Wind_Winnberg 04	Wind_Erweiterung
unit	str	kW	kW
optimizeCap	bool	False	True
maximumCap	None or float	None	None
installedCap	kW	3.200	0
age_installed	year	2	0
lifetime	year	30	30
development_costs	currency	0	0
specific_costs	currency/unit	1.150	1.150
specific_costs_om	currency/unit/year	0	0
dispatch_price	currency/kWh	0	0
outflow_direction	str	wind bus winnberg 04	wind bus erweiterung
file_name	str	wind_Winnberg04.csv	wind_Karholz.csv
energyVector	str	Electricity	Electricity
renewableAsset	bool	True	True
emission_factor	kgCO2eq/a	0	0
type_oemof	str	source	source

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Über den ersten Eingabeparameter wird zunächst die Einheit der Erzeugungsanlage bestimmt. Der Parameter *optimizeCap* gibt an, ob die Anlage optimiert wird und über den Parameter *maximumCap* kann die maximale Kapazität der Optimierung festgelegt werden. *InstalledCap* gibt an, wie viel

Leistung von der entsprechenden Anlage bereits verbaut ist. Über *age_installed* wird angegeben, wie lange die Anlage bereits im Betrieb ist. *Lifetime* gibt die Lebensdauer der Anlage an. Die wirtschaftlichen Parameter Entwicklungskosten, Installationskosten, Betriebs- und Wartungskosten und die Energieverteilungskosten werden über die Eingabewerte der *development_cost*, *specific_cost*, *specific_cost_om* und *dispatch_price* angegeben. Über *outflow_direction* wird der entsprechende Bus definiert, über den die Anlage die erzeugte Energie an das restliche Energiesystem übergibt. Jede Erzeugungsanlage benötigt eine Erzeugungszeitreihe, die die erzeugte Energie über ein Jahr darstellt. Die Erzeugungszeitreihen werden in einer separaten csv-Datei abgelegt und über den Eingabewert *file_name* mit der entsprechenden Anlage verknüpft. Die Erzeugungszeitreihen der einzelnen Anlagen sind in Kapitel 5.2 näher beschrieben. Der *energyVector* beschreibt die Energieform, die durch die Anlage erzeugt wird. Über den Parameter *renewableAsset* wird angegeben ob es sich um eine erneuerbare Erzeugungsanlage handelt und der *emission_factor* gibt an, wie viel Kilogramm CO₂-Äquivalent die entsprechende Anlage pro Jahr ausstößt. Abschließend wird angegeben, um welches oemof.solph Component es sich handelt. (RLI und Hoffmann, 2019b)

Alle Daten aus den Tabellen 12, 13 und 14 wurden von der Firma Max Bögl bereitgestellt, bis auf die wirtschaftlichen Parameter *development_costs*, *specific_costs* und *specific_costs_om* der Windkraftanlagen. Diese Eingabewerte basieren auf Burandt u. a., 2018.

5.1.7 energyProviders.csv

Die csv-Datei *energyProviders* definiert die Energieversorger des Energiesystems. (RLI und Hoffmann, 2019b) Der Industriepark in Sengenthal ist an das Versorgungsnetz des Versorgungsnetzbetreibers *Bayernwerk Netz GmbH* angeschlossen. Die entsprechenden Parameter, die das Versorgungsnetz in das Modell integrieren, sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Energieversorger des Modells

Parameter	Unit	Electricity_grid_DSO
unit	str	kW
optimizeCap	bool	True
energy_price	currency/kWh	0,165
feedin_tariff	currency/kWh	0,02
peak_demand_pricing	currency/kW	94,6
peak_demand_pricing_period	times per year	1
renewable_share	factor	0,43
inflow_direction	str	DSO bus
outflow_direction	str	DSO bus
energyVector	str	Electricity
emission_factor	kgCO2eq/kWh	0,4
type_oemof	str	source

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Auch in dieser csv-Datei wird dem Eintrag zunächst die Einheit kW zugewiesen. Anschließend wird definiert, dass das Versorgungsnetz in seiner Kapazität optimiert werden soll, da in diesem Modell das Energiesystem nicht durch die Kapazität des Versorgungsnetzes begrenzt werden soll. Die Kosten einer Kapazitätserweiterung des Netzes fließen hierbei nicht in die Berechnung mit ein.

Über den Parameter *energy_price* wird der Arbeitspreis eingegeben, der für jede entnommene Kilowattstunde elektrischer Energie aus dem Netz entrichtet werden muss. Der *feedin_tariff* bestimmt, mit welchem Preis eingespeiste elektrische Energie in das Versorgungsnetz vergütet wird. Der hier angegebene Arbeitspreis und der Einspeisetarif werden von der Firma Max Bögl bereitgestellt.

Über das *peak_demand_pricing* wird der Leistungspreis angegeben, der jährlich von dem entsprechenden Versorgungsnetzbetreiber ermittelt wird. Für Sengenthal ist der Versorgungsnetzbetreiber *Bayernwerk Netz GmbH* zuständig und veröffentlicht den Leistungspreis für das Jahr 2021 in Bayernwerk Netz (2021).

Peak_demand_pricing_period gibt an, wie viele Jahreshöchstleistungswerte ermittelt werden, um das Jahresleistungsentgelt zu berechnen. (RLI und Hoffmann, 2019b) Nach BMJV (2005) fließt lediglich der höchste Wert der entnommenen Leistung aus dem Netz innerhalb eines Jahres in die Berechnung mit ein, also wird für dieses Modell nur ein Wert für die Berechnung herangezogen.

Der *renewable_share* gibt den Anteil an erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im allgemeinen Versorgungsnetz an. (RLI und Hoffmann, 2019b) Hierbei lag der Wert in Deutschland für das Jahr 2019 bei circa 43%. (Diermann, 2019)

Die Parameter *inflow_direction* und *outflow_direction* geben an, über welchen Bus das Versorgungsnetz mit den restlichen Komponenten des Energiesystems verknüpft wird. Über *energyVector* wird definiert, dass durch das Versorgungsnetzes die Energieform Elektrizität übertragen wird. Der *emission_factor*

gibt an, wie viel Kilogramm CO₂-Äquivalent pro verbrauchter Kilowattstunde ausgestoßen werden. (RLI und Hoffmann, 2019b) Das Umweltbundesamt berechnet diesen Wert für das Jahr 2019 auf 401 Gramm pro Kilowattstunde. (UBA, 2020) Abschließend wird dem Versorgungsnetz das oemof.solph Component Source zugewiesen.

5.1.8 energyStorage.csv

In dieser csv-Datei werden die verwendeten Speichertechnologien definiert. Die Datei dient lediglich dazu, entsprechende Speichertechnologien in das Energiesystem einzubinden. Allerdings werden hier noch keine wirtschaftlichen oder technischen Parameter bestimmt. Diese Parameter werden in einer separaten csv-Datei (hier *storage_01.csv*) definiert und anschließend in die Datei *energyStorage.csv* eingebunden. (RLI und Hoffmann, 2019b) Da lediglich im vierten Szenario Speichertechnologien verwendet werden, ist in Tabelle 16 die verwendete csv-Datei aus Szenario 4 dargestellt.

Tabelle 16: Speichertechnologien aus Szenario 4

Parameter	Unit	
label	str	Battery
optimizeCap	bool	True
outflow_direction	str	AC bus
inflow_direction	str	AC bus
storage_filename	str	storage_01.csv
energyVector	str	Electricity
type_oemof	str	storage

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Mit dem *label* wird der Speichertechnologie zunächst eine Bezeichnung zugewiesen. Anschließend wird definiert, ob die Kapazität der Technologie optimiert werden soll. Da ein Storage Component in oemof nicht über einen Transformer mit dem restlichen Energiesystem verbunden werden muss, kann die Verbindung über die *outflow_direction* und die *inflow_direction* direkt über den *AC bus* stattfinden. Der Parameter *storage_filename* stellt die Verknüpfung zu der verwendeten *storage_01* csv-Datei her. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die Energieform ist auch hier Elektrizität und als *type_oemof* wird das vordefinierte oemof.solph Component Storage verwendet.

5.1.9 storage_01

Die wirtschaftlich-technische Spezifikation der Speichertechnologie erfolgt in der csv-Datei *storage_01*. In Tabelle 17 sind die Daten des Batteriespeichers angegeben, wie er in Szenario 4 verwendet wird.

Tabelle 17: Spezifikation der Speichertechnologie

Parameter	Unit	storage capacity	input power	output power
unit	str	kWh	kW	kW
installedCap	kWh	0	0	0
age_installed	year	0	0	0
lifetime	year	20	20	20
development_costs	currency	0	0	0
specific_costs	currency/kWh	300	0	0
specific_costs_om	currency/kWh/year	0	0	0
dispatch_price	currency/kWh	NaN	0	0
c_rate	factor of total capacity	NaN	1	1
efficiency	factor	1	0.95	0.95
soc_initial	None or float	None	NaN	NaN
soc_max	factor	1,0	NaN	NaN
soc_min	factor	0,2	NaN	NaN

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Die Speicherkapazität und die Leistung der Batterie werden hierbei getrennt voneinander parametrisiert und zunächst mit den entsprechenden Einheiten versehen. Durch die Parameter *installedCap* und *age_installed* kann angegeben werden, ob bereits ein Speicher vorhanden und wie lange er schon in Betrieb ist. *Lifetime* gibt die Lebensdauer der Anlage an. (RLI und Hoffmann, 2019b)

Die wirtschaftlichen Parameter Entwicklungskosten, Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten und Energieverteilungskosten werden über die Parameter *development_costs*, *specific_costs*, *specific_costs_om* und *dispatch_price* angegeben. Hierbei ist zu beachten, dass die Investitionskosten lediglich der Speicherkapazität zugewiesen werden. Das bedeutet nicht, dass das Modell unbegrenzt die Leistung des Speichers erhöhen kann, da durch die *c_rate* die Leistung an die Speicherkapazität mit dem Faktor 1 angepasst wird. Somit muss die Leistung den selben Wert aufweisen wie die Kapazität. Dadurch reicht es aus, lediglich die Investitionskosten der Speicherkapazität anzugeben. (RLI und Hoffmann, 2019b)

Die Effizienz des Speichers wird über den Parameter *efficiency* eingegeben. Mit *soc_initial* wird der Füllstand des Speichers beim Start der Simulation angegeben. Durch die Parameter *soc_max* und *soc_min* kann der maximal und der minimal zulässige Füllstand als Faktor der Speicherkapazität definiert werden. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die Werte *NaN* geben an, dass in den jeweiligen Feldern keine Werte eingetragen sind. Die hier verwendeten Daten werden von Max Bögl bereitgestellt und beziehen sich auf die Daten des Batteriespeichers, wie er im Jahr 2021 gebaut wird.

5.1.10 fixcost.csv

Mit der csv-Datei *fixcost* werden die Fixkosten für das Verteilnetz innerhalb des Energiesystems berücksichtigt. (RLI und Hoffmann, 2019b) Da Max Bögl diese Kosten für das eigene Werksnetz nicht bei der Energiesystemplanung berücksichtigt, sondern an anderer Stelle in die internen Betriebskosten einfließen lässt, sind die Werte aus dieser Datei so gewählt, dass sie nicht in die Berechnung des Energiesystemmodells einfließen. Die entsprechende Datei ist auf einem separaten Datenträger beigefügt.

5.1.11 project_data.csv

Durch die Datei *project_data* werden dem Modell Daten zur Spezifikation des Projekts zugewiesen. (RLI und Hoffmann, 2019b) In Tabelle 18 sind beispielhaft die Werte aus Szenario 1 dargestellt. Die csv-Dateien der restlichen Szenarien sind auf einem separaten Datenträger beigefügt.

Tabelle 18: Projektdaten aus Szenario 1

Parameter	Unit	project_data
country	str	Germany
latitude	str	49.215.057
longitude	str	11.457.326
project_id	str	1
project_name	str	Max Boegl
scenario_id	str	1
scenario_name	str	current state

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Zunächst wird über den Parameter *country* das Projektland bestimmt. Die Parameter *latitude* und *longitude* geben die genauen Koordinaten des Standorts an. Mit Hilfe der *project_id* kann eine entsprechende Identifikationsnummer vergeben werden und über *project_name* wird dem Projekt ein entsprechender Name zugewiesen. Die Identifikation verschiedener Szenarien erfolgt über die Parameter *scenario_id* und *scenario_name*. (RLI und Hoffmann, 2019b)

5.1.12 simulation_settings.csv

Die csv-Datei *simulation_settings* weist dem Modell bestimmte Simulationseinstellungen zu. (RLI und Hoffmann, 2019b) Die hier verwendeten Einstellungen sind in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Simulationseinstellungen des Modells

Parameter	Unit	simulation_settings
start_date	str	01.01.2019 00:00:00
evaluated_period	days	365
timestep	minutes	60
output_lp_file	bool	False
store_oemof_results	bool	False

Quelle: Eigene Angaben und Angaben von Max Bögl angelehnt an RLI und Hoffmann, 2019b

Das betrachtete Zeitintervall beschränkt sich auf das Jahr 2019, was durch die Parameter *start_date* und *evaluated_period* definiert wird. Hierbei erfolgt die Simulation in Zeitschritten von 60 Minuten. Durch den Parameter *output_lp_file* kann eine Datei generiert werden, die die Formeln der linearen Optimierung ausgibt. In diesem Fall wird von diesem Parameter allerdings kein Gebrauch gemacht. Der Parameter *store_oemof_results* wird in nachfolgenden Versionen des Multi-Vector Simulator nicht weiter verwendet, weshalb der Parameter in diesem Modell nicht berücksichtigt wird. (RLI und Hoffmann, 2019b)

Nach dem Ausfüllen der csv-Dateien sind alle Components und Busses des Energiesystems parametrisiert und miteinander verknüpft. In Abbildung 8 ist beispielhaft der Aufbau des Energiesystems aus Szenario 1 dargestellt.

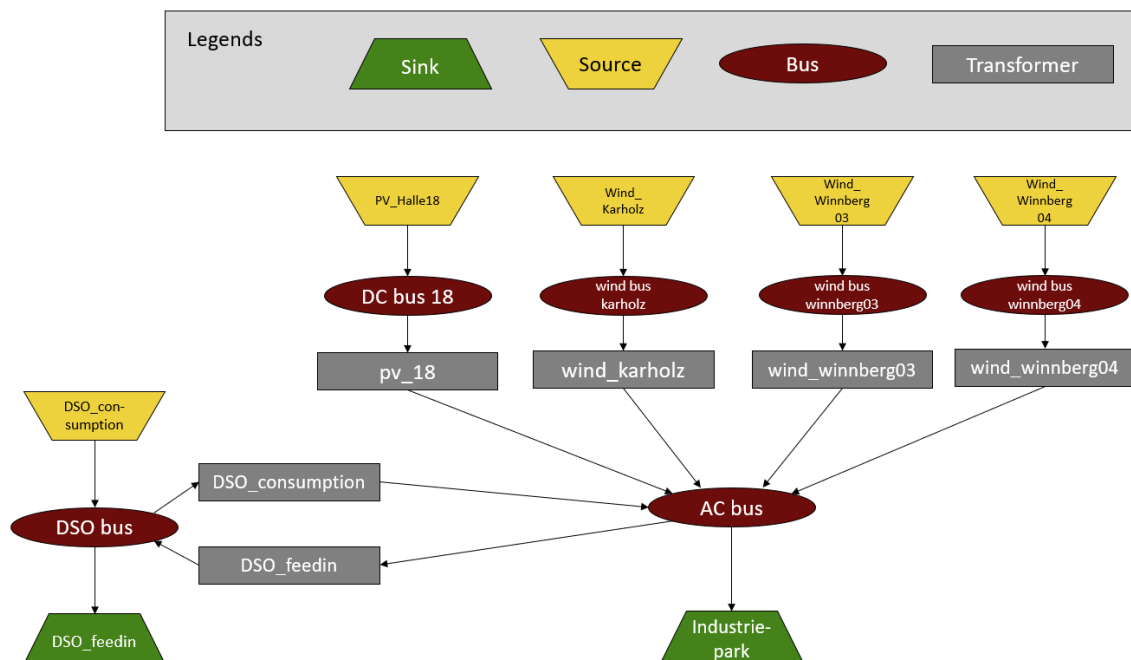


Abbildung 8: Aufbau des Energiesystems aus Szenario 1

Quelle: Eigene Darstellung angelehnt an Schachler u. a., 2020

5.2 Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen

Nachfolgend wird die Aufbereitung der Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen und deren Einbindung in den Multi-Vector Simulator im Detail beschrieben. Hierbei werden die verwendeten Erzeugungszeitreihen der PV-Anlagen und der Windkraftanlagen aus dem Modell beschrieben. Die Firma Max Bögl stellt hierfür Messdaten der bereits installierten PV-Anlage auf Halle 18 und den Windkraftanlagen Karholz, Winnberg 03 und Winnberg 04 zur Verfügung. Zur Bestimmung der Zeitreihen der neu installierten Anlagen und zur Erstellung von Referenzzeitreihen wird die oemof Bibliothek *feedinlib* verwendet. Darüber hinaus stellt Max Bögl eine errechnete Verbrauchszeitreihe des Industrieparks bereit, die abschließend in Kapitel 5.2.4 näher beschrieben wird.

5.2.1 Windkraftanlagen Karholz, Winnberg 03, Winnberg 04 und Erweiterung

Die bereitgestellten Messdaten der Windkraftanlagen umfassen die Leistung der Windkraftanlage, die Windgeschwindigkeit, die Windrichtung und den Status des Messgerätes in 64.304 Zeitschritten beginnend am 01.01.2019 bis zum 02.11.2020. Die Messungen erfolgen für jede Windkraftanlage individuell in 15-Minuten-Zeitschritten. Da die Daten aus dem Jahr 2020 nicht für das gesamte Jahr vorhanden sind, werden ausschließlich die Daten aus dem Jahr 2019 herangezogen.

Zur Überprüfung der Vollständigkeit der Daten wird zunächst eine Datenkonsistenzprüfung durchgeführt. Hierbei wird kontrolliert, ob die Zeitreihe Lücken aufweist, indem abgefragt wird, ob die Uhrzeiten der einzelnen Zeitschritte direkt aufeinander folgen. Ist dies nicht der Fall und solange die Zeitlücke kleiner als fünf Stunden ist, wird die Zeitreihe mit den fehlenden Zeitschritten ergänzt und der letzte gültige Wert in die Lücke eingefügt. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn eine Zeitumstellung stattfindet und die Uhrzeit des Messgerätes entsprechend umgestellt wird. Bei einer Zeitumstellung in der die Uhrzeit zurück gedreht wird, entstehen keine Lücken, sondern Zeitschritte treten mehrfach auf. Diese doppelten Zeitschritte werden aus der Zeitreihe entfernt.

Im Anschluss wird kontrolliert, ob die Leistung in den entsprechenden Zeitschritten fehlende Werte aufweist. Dies ist der Fall wenn ein NaN ausgegeben wird oder der Status des Messgerätes kein *Gut* ausgibt und somit eine Störung vorliegt. Die fehlenden Daten werden wie folgt korrigiert:

- Sind die Werte in weniger als fünf aufeinander folgenden Stunden fehlerhaft werden die fehlerhaften Leistungswerte durch den Durchschnitt aus dem letzten korrekten Wert vor dem Fehler und dem ersten korrekten Wert nach dem Fehler ersetzt. Der Status dieser Zeitschritte wird mit dem Wert *Gut/interpolated* versehen.

- Sind die Werte länger als fünf Stunden hintereinander fehlerhaft werden die Leistungsdaten durch die Daten einer Referenzzeitreihe ersetzt. Zur Erzeugung einer Referenzzeitreihe wird die oemof Bibliothek feedinlib verwendet. Die feedinlib dient dazu Einspeisezeitreihen von PV-Anlagen und Windkraftanlagen zu generieren. Dies erfolgt in den folgenden drei Schritten:

1. Die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und der Umrichter der entsprechenden Windkraftanlage müssen ermittelt werden. (Krien, 2017) Die am Standort Sengenthal verbauten Windkraftanlagen sind eine 3 MW Vollumrichter Anlage vom Typ SWT 3.0 der Firma Siemens, eine 3,2 MW und eine 3,4 MW doppelt gespeiste asynchron Anlage vom Typ RE 3.2 M114 und RE 3.4 M104 der Firma Senvion.

Sind die technischen Daten der verwendeten Windkraftanlagen nicht bekannt, können die Werte mit Hilfe von offenen Datenbanken ermittelt werden. Die hier verwendete Datenbank ist die *Open Energy Plattform*. Da lediglich die Senvion Anlage vom Typ 3.4 M104 in der Datenbank vorhanden ist, werden für die beiden anderen Anlagen ähnliche Typen aus der Datenbank gewählt. Die hier verwendeten Windkraftanlagen sind die Enercon Anlage E-115/3000 mit einer Nennleistung von 3 MW und die Senvion Anlage vom Typ 3.2M114 NES mit einer Nennleistung von 3,2 MW. (Open Energy Community, 2021)

2. Die Wetterdaten werden für den entsprechenden Standort bestimmt. (Krien, 2017) Sind keine Wetterdaten vorhanden, kann auch hier auf offene Datenbanken zurückgegriffen werden. Die hier verwendete Datenbank ist der *Climate Data Store* mit dem Datensatz *ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present*. (Hersbach u. a., 2018) Die entsprechenden Datensätze befindet sich auf einem separaten Datenträger, der dieser Arbeit beigelegt ist.

3. Die Wetterdaten werden an das Modell übergeben, wodurch die Erzeugungszeitreihen entsprechend den zuvor angegebenen Anlagentypen erzeugt werden. (Krien, 2017)

Die so generierten Erzeugungszeitreihen können nun als Referenzzeitreihen verwendet werden um fehlerhafte Zeitschritte aus den originalen Messdaten zu ersetzen. Hierfür wird zunächst der fehlerhafte Zeitschritt wie oben bereits beschrieben ermittelt. Anschließend wird der fehlerhafte Leistungswert mit dem Leistungswert aus der Referenzzeitreihe im selben Zeitschritt ausgetauscht. Abschließend wird der Status dieses Zeitschritts auf *Gut/simulated* gesetzt. Somit ist die fehlerhafte Datei korrigiert und kann nun in das Modell eingebunden werden.

Da die MVS Version 0.5.4rc6 lediglich Stundenwerte verarbeiten kann, die als Prozentwerte zwischen 0 und 1 angegeben werden, müssen die korrigierten Zeitreihen entsprechend skaliert werden. Hierzu wird jeweils der Mittelwert aus den vier 15-Minuten-Werten einer jeden Stunde ermittelt. Die Skalierung der Leistungswerte auf Prozentwerte zwischen 0 und 1 erfolgt durch die Division aller Leistungswerte durch den maximalen Leistungswert der Zeitreihe. Hierbei ist zu beachten, dass zur Skalierung normalerweise eine Division durch die Nennleistung erfolgt. Da allerdings die MVS Version 0.5.4rc6 lediglich Zeitreihenwerte zwischen 0 und 1 verarbeiten kann, muss hier die Division durch den maximalen Leistungswert erfolgen, da die Daten ansonsten den zulässigen Wertebereich überschreiten. Hierdurch werden die Daten geringfügig verzerrt, was allerdings keinen signifikanten Einfluss auf die Ergebnis hat. Dennoch wird im weiteren Verlauf der Entwicklung von MVS und des open_plan Tools diese Beschränkung entfernt.

Die Erzeugungszeitreihen *wind_Karholz.csv*, *wind_Winnberg03.csv* und *wind_Winnberg04.csv* können nun den entsprechenden Windkraftanlagen in der csv-Datei *energyProviders.csv* zugewiesen werden. Da die Erzeugungszeitreihe einer weiteren Windkraftanlage am selben Standort den Erzeugungszeitreihen der bestehenden Anlagen ähnelt, kann für die Simulation einer weiteren Windkraftanlage eine der bereits generierten Erzeugungszeitreihen verwendet werden. Die hier verwendete Erzeugungszeitreihe für die Simulation einer Windkrafteerweiterung ist die Datei *wind_Karholz.csv* und ist der entsprechenden Windkraftanlage in der csv-Datei *energyProviders.csv* zugeordnet.

Der zur Korrektur der Erzeugungszeitreihen verwendete Code wurde im Rahmen dieser Arbeit und des open_plan Vorhabens entwickelt und kann kostenlos auf GitHub eingesehen werden. (GitHub, 2021a) (GitHub, 2021b) (GitHub, 2021c)

5.2.2 PV-Anlage Halle 18

Die Erzeugungszeitreihe der PV-Anlage auf Halle 18 wurde ebenfalls in Form von realen Messdaten von der Firma Max Bögl bereitgestellt. Die Messungen umfassen die Leistungsdaten der Anlage in 15-Minuten-Zeitschritten über das gesamte Jahr 2019. Da die Messdaten der PV-Anlage keine fehlerhaften Daten aufweisen, muss hier keine Korrektur der Daten vorgenommen werden.

Damit die Daten in MVS eingebunden werden können, wird allerdings eine Umwandlung der Daten von 15-Minuten-Werten auf Stundenwerte (analog wie bei den Erzeugungszeitreihen der Windkraftanlagen) durchgeführt. Darüber hinaus findet ebenfalls eine Skalierung der Werte auf Prozentwerte zwischen 0 und 1 statt. Da die Werte der PV-Anlage zu keinem Zeitpunkt die Nennleistung überschreiten, kann hier eine Skalierung der Werte über die Division mit der Nennleistung erfolgen. Die hierbei generierte csv-Datei *pv_Halle18.csv* kann nun der entsprechenden PV-Anlage über die csv-Datei

energyProviders.csv zugewiesen werden.

5.2.3 PV-Anlage Freifläche und Wasser

Die bereitgestellten Messdaten der PV-Anlage auf Halle 18 können für die Simulation der Freiflächenanlage und der Anlage auf dem Wasser nicht verwendet werden, da diese Anlagen unterschiedliche Ausrichtungen aufweisen. Daher werden die Erzeugungszeitreihen dieser Anlagen ebenfalls über die *feedinlib* generiert.

Das Vorgehen ist hier analog wie bei der Erstellung der Referenzzeitreihen der Windkraftanlagen. Zur Bestimmung der technischen Parameter werden ebenfalls Daten aus der Open Energy Plattform herangezogen. Das hier verwendete Modul ist das *Sunpower SPR-315E-WHT-D* mit einer Nennleistung von 315 kWp und dem dazugehörigen Wechselrichter *Sunpower SPR-3300f*. (Open Energy Community, 2021) Der Anstellwinkel des Moduls beträgt 30°, der Azimuth 180° und der Albedo 0,2.

Zur Erzeugung der Wetterdaten wird ebenfalls die Datenbank des *Climate Data Store* mit dem Datensatz *ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present* herangezogen. (Hersbach u. a., 2018) Die entsprechende Datensatz befinden sich auf einem separaten Datenträger, der dieser Arbeit beigefügt ist.

Abschließend werden die Wetterdaten wieder an das Modell übergeben, sodass die Erzeugungszeitreihe entsprechend den zuvor angegebenen Moduldaten erzeugt wird. Da die Wetterdaten bereits in Stundenwerten angegeben sind, muss hier keine Umrechnung der Daten von 15-Minuten- auf Stundenwerte erfolgen. Die Skalierung der Daten auf Prozentwerte findet ebenfalls durch die Division der Werte durch die Nennleistung statt. Die somit generierte csv-Datei *pv_Feedinlib.csv* kann nun den entsprechenden PV-Anlagen über die csv-Datei *energyProviders.csv* zugewiesen werden.

5.2.4 Verbrauchszeitreihe des Industrieparks

Die Verbrauchszeitreihe des Industrieparks basiert ebenfalls auf realen Messdaten, bereitgestellt durch Max Bögl. Da die Messung an der Entnahmestelle des Versorgungsnetzes stattfindet, beinhalten sie den Verbrauch des Industrieparks, abzüglich der erzeugten Energie der bereits installierten Erzeugungsanlagen im Industriepark. Max Bögl hat die erzeugte Energie der bereits verbauten Anlagen aus den Messwerten an der Entnahmestelle des Versorgungsnetzes bereits herausgerechnet, sodass die reine Verbrauchszeitreihe zur Verfügung gestellt werden kann.

Die entsprechende Datei beinhaltet den anfallenden Leistungswert und die entnommene Energie aus dem Versorgungsnetz in 15-Minuten-Werten über das gesamte Jahr 2019. Da die Verbrauchszeitreihe keine fehlerhaften Daten aufweist, muss hier keine Datenaufbereitung erfolgen. Analog zu den restlichen Zeitreihen findet eine Umrechnung von 15-Minuten auf Stundenwerte statt, damit die Daten in den

Multi-Vector Simulator eingelesen werden können. Da die Berechnung der Jahrestgelte durch die Messung der Jahreshöchstleistung in 15-Minuten-Werten erfolgt (BMJV, 2005), ist an dieser Stelle eine Ungenauigkeit des Modells zu erwarten. Die generierte csv-Datei *demand_Industriepark.csv* kann nun dem entsprechenden Verbraucher über die csv-Datei *energyConsumption.csv* zugewiesen werden.

6 Auswertung der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien ausgewertet. Zuerst wird in den Kapiteln 6.1 bis 6.4 die Systemerweiterung vorgestellt, die das Modell errechnet. Dabei werden die Auswirkungen auf die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung diskutiert. Anschließend findet in Kapitel 6.5 eine Sensitivitätsanalyse des Leistungspreises statt. Zusätzlich werden die Ergebnisse aus Szenario 4 mit den Ergebnissen aus der betriebsinternen Energiesystemmodellierung der Firma Max Bögl validiert (Kapitel 6.6). Abschließend werden die Ergebnisse aus diesem Kapitel zusammengefasst (Kapitel 6.7).

6.1 Szenario 1 - Aktueller Stand

Da in Szenario 1 lediglich der aktuelle Stand des Industrieparks abgebildet wird, findet in diesem Szenario keine Systemerweiterung statt. Die Erzeugungsanlagen sind die bereits verbauten Anlagen aus Tabelle 20.

Tabelle 20: Ergebnisse aus Szenario 1

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung [kW/kWp]
Wind (Karholz)	3.000	-
Wind (Winnberg 03)	3.400	-
Wind (Winnberg 04)	3.200	-
PV (Halle 18)	780	-

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Das darauf aufbauende Ergebnis der Zielfunktion (1) kann an dieser Stelle nicht ausgegeben werden. Der Grund hierfür liegt darin, dass der Wert der Zielfunktion (der *OBJECTIVE_VALUE*) später in der Simulation durch die *log message* überschrieben wird. Dadurch wird zwar während der Simulation ein Ergebnis für die Zielfunktion gefunden, nachträglich allerdings wieder überschrieben, sodass der Wert in den Ergebnissen nicht ausgegeben wird. Dieser Fehler wird nach Abschluss dieser Arbeit behoben, sodass in nachfolgenden Versionen des Multi-Vector Simulator (MVS) der Wert der Zielfunktion ausgegeben werden kann.

In Abbildung 9 ist die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Netz dem Lastgang des Industrieparks für das Jahr 2019 gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass in einer Vielzahl der Zeitschritte die Last des Industrieparks nicht vollständig durch die Entnahme elektrischer Energie aus dem Netz gedeckt wird. Das bedeutet, dass in diesen Zeitschritten die Deckung der Last teilweise oder vereinzelt sogar

vollständig von den Erzeugungsanlagen des Industrieparks gedeckt werden kann. Über die gesamte Dauer des Jahres 2019 werden von den insgesamt verbrauchten 21 GWh elektrischer Energie circa 12 GWh durch die eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt. Damit beläuft sich die Eigenversorgungsrate auf 56%.

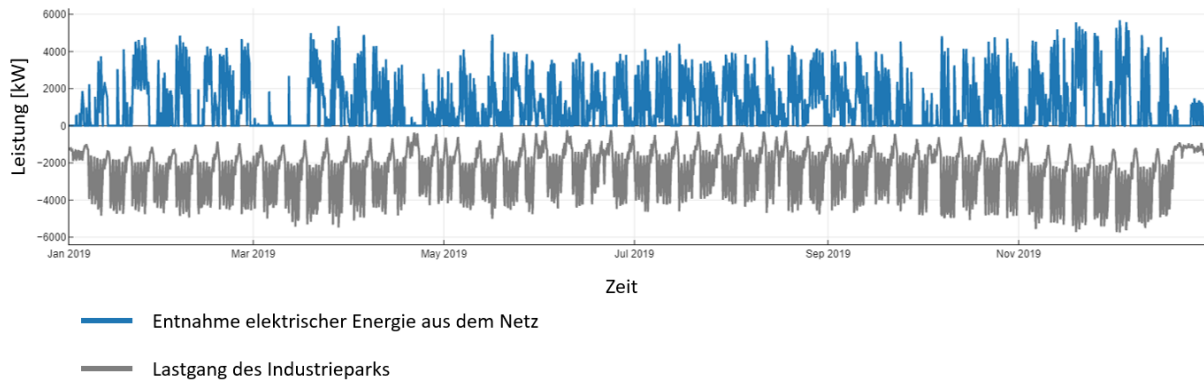


Abbildung 9: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 1 aus dem Jahr 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Das Ergebnis der Eigenversorgungsrate gibt noch keine Auskunft über die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung. Um die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung zu beurteilen, ist die höchste Entnahme aus dem Netz entscheidend. Dabei kann die Netzanschlussleistung nur verringert werden, wenn die höchste Entnahme aus dem Netz reduziert wird. Dies gelingt, indem die anfallende Last in diesem Zeitschritt durch die eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt wird. Selbst wenn es gelingt über die gesamte Dauer eines Jahres einen Großteil der Lastspitzen zu verringern, hat die Erhöhung der Eigenversorgungsrate keinen Effekt auf die Reduzierung der Netzanschlussleistung, wenn gleichzeitig die höchste Entnahme aus dem Netz nicht reduziert werden kann, .

In Abbildung 9 wird dies besonders gut deutlich. Hier liegt in einem Großteil der Zeitschritte die Entnahme aus dem Netz betragsmäßig unter dem Wert des Lastgangs. Gleichzeitig muss allerdings während den entscheidenden Perioden im Winter die Last zu großen Teilen durch den Bezug aus dem Netz gedeckt werden. Besonders entscheidend ist der Lastgang vom 03. Dezember 2019, da hier die höchste Lastspitze des Industrieparks auftritt.

Abbildung 10 zeigt, dass von den 5.750 kW anfallender Last lediglich 65 kW aus der eigenen Erzeugung gedeckt werden können und somit eine Last von 5.685 kW am Netz anfällt. Die Reduzierung der Netzanschlussleistung beläuft sich demnach auf 65 kW.

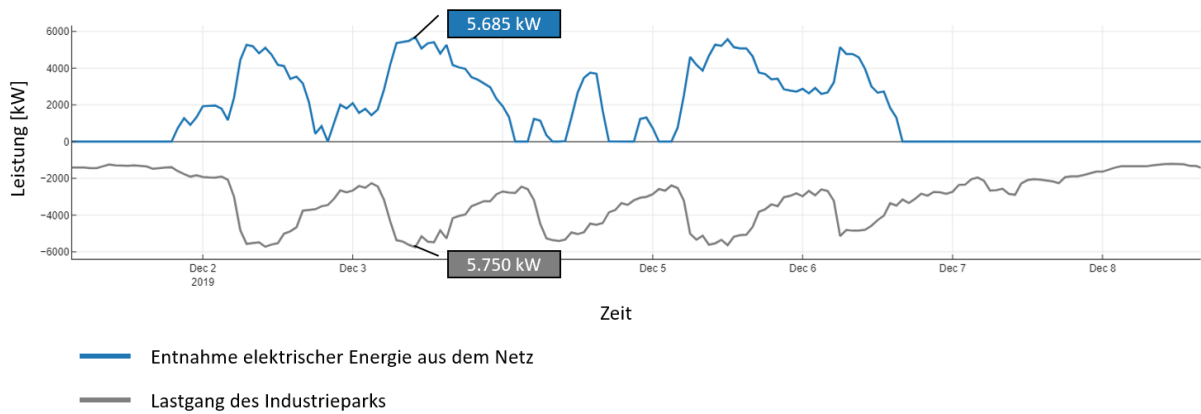


Abbildung 10: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 1 im Dezember 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Grund für die geringe Reduzierung der Netzanschlussleistung ist die mangelnde Erzeugung aus eigenen PV und Windkraftanlagen, da in diesen Zeitschritten die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Demnach bietet das Szenario 1 lediglich einen geringen Beitrag zur Reduzierung der Netzanschlussleistung.

Die damit verbundenen Auswirkungen auf die Unterstützung des Netzausbaus im Rahmen der Energiewende müssen in diesem Zusammenhang in einem Gesamtmodell des deutschen Energiesystems untersucht werden. Eine Aussage über eine mögliche Reduzierung des Netzausbaubedarfs bei einer Reduzierung der Netzanschlussleistung für eine Vielzahl der Industrieparks in Deutschland in der Größenordnung von 65 kW kann im Rahmen dieser Arbeit nicht getroffen werden. Allerdings können die Daten und Ergebnisse aus dem Szenario 1 als Teilmodell für die Aufstellung eines Gesamtmodells des deutschen Energiesystems verwendet werden.

Für die weitere Reduzierung der Netzanschlussleistung gibt es zusätzliche Möglichkeiten, wie beispielsweise die Erweiterung des Systems durch zusätzliche Erzeugungstechnologien, die Integration eines Speichers oder die Verschiebung der Last. Nachfolgend wird analysiert, wie sich die Netzanschlussleistung verhält, wenn das Energiesystem durch eine schwimmende PV-Anlage und eine PV-Freiflächenanlage erweitert wird.

6.2 Szenario 2 - Aktueller Stand + PV

Die Ergebnisse aus der Berechnung zur kostenoptimierten Systemerweiterung durch die PV-Anlagen sind in Tabelle 21 dargestellt. Unter der installierten Leistung sind die bereits vorhandenen PV- und Windkraftanlagen aufgeführt. Die Erweiterung durch die schwimmende PV-Anlage und die Freiflächenanlage sind unter der optimierten Erweiterung dargestellt.

Auffällig ist, dass das Modell keine Erweiterung durch die schwimmende PV-Anlage errechnet. Das liegt daran, dass die Investitionskosten dieser Anlage höher sind als die Investitionskosten der Freiflächenanlage. Da das System eine kostenoptimierte Systemerweiterung errechnet, wird diese Anlage nicht bei der Systemerweiterung berücksichtigt. Bei der Aufstellung der Szenarien in Kapitel 4.2 wurde dieses Ergebnis bereits vorhergesagt und erläutert, weshalb Max Bögl trotz dieser Ergebnisse in den Bau einer schwimmenden PV-Anlage investiert.

Tabelle 21: Ergebnisse aus Szenario 2

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung [kW/kWp]
Wind (Karholz)	3.000	-
Wind (Winnberg 03)	3.400	-
Wind (Winnberg 04)	3.200	-
PV (Halle 18)	780	-
PV (Wasser)	-	0
PV (Freifläche)	-	5.789

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die resultierende Entnahme aus dem Netz im Szenario 2 ist in Abbildung 11 dargestellt. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus Szenario 1 wird die Entnahme aus dem Netz in weiteren Zeitschritten reduziert. Das bedeutet, dass der Verbrauch des Industrieparks durch die zusätzliche Erzeugung aus der Erweiterung der PV-Anlage gedeckt wird. Insgesamt werden in diesem Szenario von den 21 GWh elektrischem Energieverbrauch circa 15,5 GWh aus den eigenen Erzeugungsanlagen gedeckt. Damit beläuft sich die Eigenversorgungsrate auf 72%.

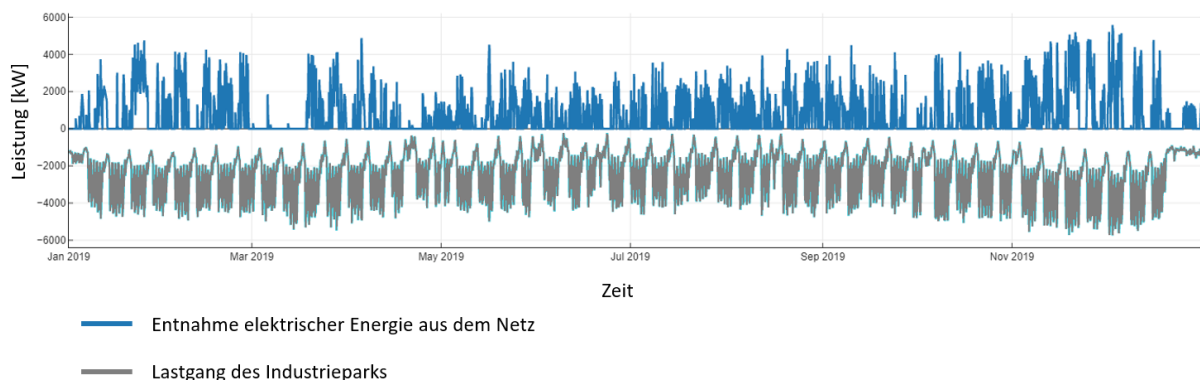


Abbildung 11: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 2 aus dem Jahr 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Erhöhung der Eigenversorgungsrate gibt noch keine Auskunft über die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung. Zur Analyse der Netzanschlussleistung wird erneut die höchste Entnahme aus

dem Netz herangezogen. Auch in diesem Szenario befindet sich die kritische Periode im Dezember 2019, wenn die Last des Industrieparks am höchsten ist und nur geringe Mengen Energie aus den eigenen Erzeugungsanlagen generiert werden können. In Abbildung 12 ist der Lastgang des Industrieparks und die entsprechende Entnahme aus dem Netz für die erste Woche im Dezember 2019 dargestellt. Im Vergleich zu Szenario 1 konnte die höchste Entnahme aus dem Netz von 5.685 kW auf 5.580 kW reduziert werden. Damit ergibt sich eine Gesamtreduzierung der Netzanschlussleistung von 5.750 kW auf 5.580 kW, also um 170 kW.

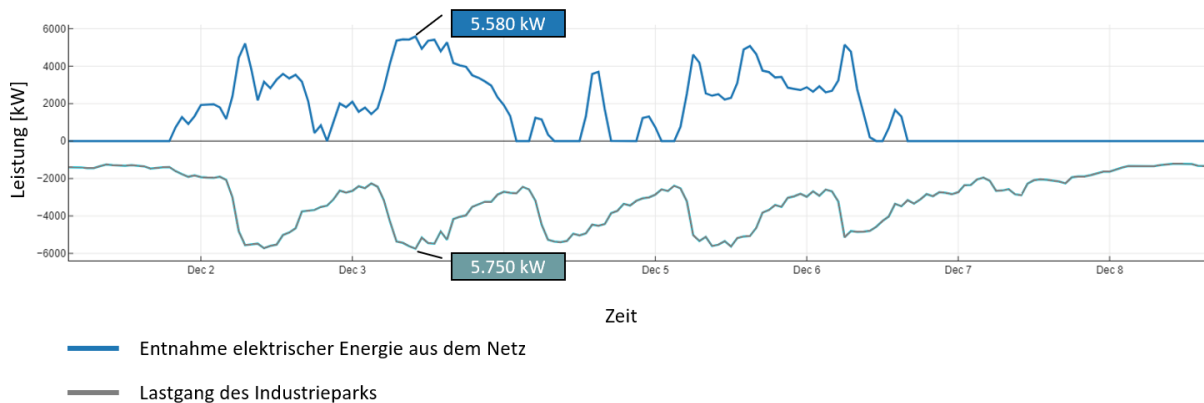


Abbildung 12: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 2 im Dezember 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Durch die kostenoptimierte Erweiterung des Systems durch eine PV-Anlage, konnte die Netzanschlussleistung weiter reduziert werden. Eine Aussage über die Auswirkungen auf die Reduzierung des Netzausbaubedarfs kann im Rahmen dieser Arbeit noch nicht getroffen werden. Allerdings kann auch das Szenario 2 in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems integriert werden. Hiermit kann die Reduzierung des Netzausbaus analysiert werden, wenn die Netzanschlussleistung bei einer Vielzahl der Industrieparks in Deutschland in der Größenordnung von 170 kW reduziert wird. Nachfolgend werden in Szenario 3 die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung analysiert, wenn das Systems durch zusätzliche Windkraftanlagen kostenoptimiert erweitert wird.

6.3 Szenario 3 - Aktueller Stand + PV + Wind

Die Ergebnisse aus der kostenoptimierten Systemerweiterung durch die PV- und Windkraftanlagen sind in Tabelle 22 dargestellt.

Die Leistung der bereits installierten PV- und Windkraftanlagen bleiben weiterhin unverändert bei insgesamt 780 kWp und 9.600 kW. Die Erweiterung durch die beiden PV-Anlagen hat sich im Vergleich zum Szenario 2 nur geringfügig geändert. Die Erweiterung der schwimmende PV-Anlage

bleibt unverändert bei 0 kWp und die Erweiterung der PV-Freiflächenanlage reduziert sich von 5.789 kWp auf 5.736 kWp. Die zusätzliche Erweiterung durch eine Windkraftanlage beläuft sich in diesem Szenario auf 580 kW. Hierbei wird deutlich, dass die bereits installierten Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 9.600 kW bereits sehr nahe am ökonomischen Optimum liegen. Somit hat die Erweiterung des Modells durch die Integration einer kostenoptimierten Windkraftanlage nur geringe Auswirkungen auf die Ergebnisse.

Tabelle 22: Ergebnisse aus Szenario 3

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung [kW/kWp]
Wind (Karholz)	3.000	-
Wind (Winnberg 03)	3.400	-
Wind (Winnberg 04)	3.200	-
Wind (Erweiterung)	-	580
PV (Halle 18)	780	-
PV (Wasser)	-	0
PV (Freifläche)	-	5.736

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die geringen Auswirkungen auf die Ergebnisse werden ebenso in Abbildung 13 deutlich. Die Entnahme aus dem Netz entspricht hier einem beinahe deckungsgleichen Verlauf wie im vorangegangenen Szenario 2. Der Eigenverbrauch des Industrieparks erhöht sich hierbei lediglich von 15,5 GWh auf 15,6 GWh. Bei gleichbleibendem Energieverbrauch von 21 GWh stagniert die Eigenversorgungsrate bei 72%.

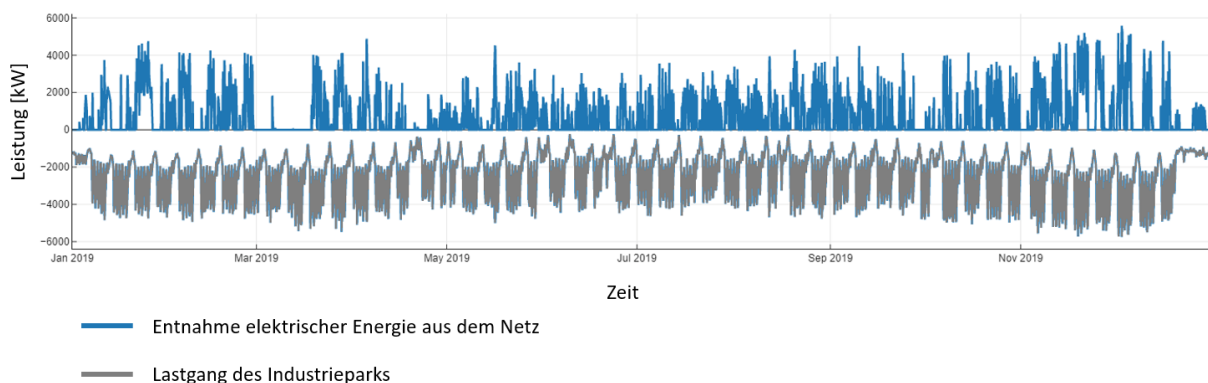


Abbildung 13: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 3 aus dem Jahr 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Netzanschlussleistung weist ebenfalls keine Veränderung auf und stagniert bei 5.580 kW, wie in Abbildung 14 dargestellt ist.

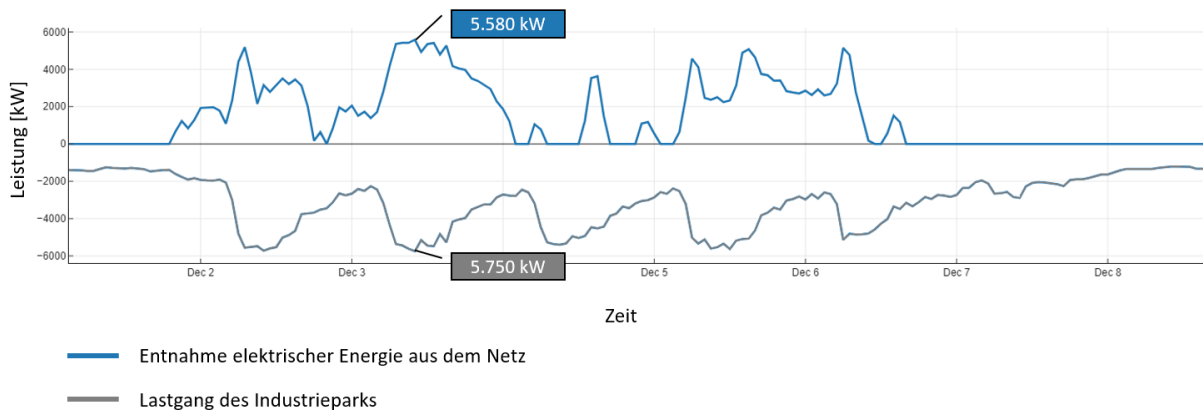


Abbildung 14: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 3 im Dezember 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

In den Szenarien 1, 2 und 3 wird deutlich, dass durch die kostenoptimierte Auslegung eines Energiesystems mit der Integration von PV- und Windkraftanlagen die Eigenversorgungsrate des Industrieparks deutlich erhöht wird. Die daraus resultierende Netzanschlussleistung kann dabei allerdings nicht signifikant reduziert werden.

Dennoch kann mit der vorliegenden Arbeit noch keine Aussage über die Auswirkungen auf Reduzierung des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Energiewende getroffen werden. Um die potentielle Reduzierung des Netzausbaubedarfs zu analysieren, empfiehlt es sich dieses Modell in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems zu integrieren.

In den bisher betrachteten Szenarien 1, 2 und 3 werden lediglich Erzeugungstechnologien herangezogen, die ausschließlich wetterabhängig Energie erzeugen können. Daher ist die Reduzierung der Netzanschlussleistung davon abhängig, ob während den entsprechenden Zeitschritten die Sonne scheint und/oder der Wind weht. Für den Standort Sengenthal standen im Jahr 2019 während der höchsten Lastspitze am 03. Dezember nur geringe Mengen Sonnen- und Windenergie zur Verfügung. Aufgrund der Volatilität der Wetterverhältnisse ist es möglich, dass in den Folgejahren eine erhöhte Reduzierung der Netzanschlussleistung auftritt, wenn zu den kritischen Zeitpunkten größere Mengen Sonnen- oder Windenergie zur Verfügung stehen. Da allerdings die Wetterbedingungen über mehrere Jahre hinweg nur sehr ungenau vorhergesagt werden können, empfiehlt es sich eine wetterunabhängige Technologie für die Reduzierung der Netzanschlussleistung heranzuziehen. Dies kann entweder über steuerbare Erzeugungsanlagen (beispielsweise ein BHKW) oder über entsprechende Speichertechnologien (beispielsweise ein Batteriespeicher) erfolgen. Nachfolgend werden die Auswirkungen auf die Netzanschlussleistung durch die Integration eines Batteriespeichers in das System analysiert.

6.4 Szenario 4 - Aktueller Stand + PV + Wind + Batterie

In Tabelle 22 sind die Ergebnisse aus der kostenoptimierten Systemerweiterung durch die PV-Anlagen, Windkraftanlagen und einen Batteriespeicher dargestellt.

Wie bereits in den vorangegangenen Szenarien bleiben die zuvor installierten PV- und Windkraftanlagen unverändert bei 780 kWp und 9.600 kW. Die Erweiterung durch die PV- und Windkraftanlagen hat sich im Vergleich zum Szenario 3 geringfügig verändert. Die Erweiterung der schwimmenden PV-Anlage bleibt unverändert bei 0 kWp und die Erweiterung der PV-Freiflächenanlage erhöht sich von 5.736 kWp auf 6.489 kWp. Dabei reduziert sich die Leistung der Windkraftanlagenerweiterung von 580 kW auf 259 kW.

Die zusätzlich berechnete Erweiterung durch einen Batteriespeicher beläuft sich auf 7.059 kW. Wie bereits in Kapitel 5.1.9 erwähnt, ist die Kapazität des Batteriespeichers durch den Parameter c_rate an die Leistung des Speichers mit dem Faktor 1 geknüpft. Daraus ergibt sich eine Kapazität von 7.059 kWh.

Tabelle 23: Ergebnisse aus Szenario 4

Anlage	Installierte Leistung [kW/kWp]	Optimierte Erweiterung [kW/kWp]
Wind (Karholz)	3.000	-
Wind (Winnberg 03)	3.400	-
Wind (Winnberg 04)	3.200	-
Wind (Erweiterung)	-	259
PV (Halle 18)	780	-
PV (Wasser)	-	0
PV (Freifläche)	-	6.489
Batterie	-	7.059

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Auswirkung auf die Eigenversorgungsrate dieser Systemerweiterung wird in Abbildung 15 deutlich. Im Vergleich zu Szenario 3 hat sich die Entnahme aus dem Netz in weiteren Zeitschritten reduziert. Das bedeutet, dass der Verbrauch des Industrieparks neben der erzeugten Energie aus den PV- und Windkraftanlagen zusätzlich durch die gespeicherte Energie aus dem Batteriespeicher versorgt werden kann. Von den insgesamt verbrauchten 21 GWh elektrischer Energie können hierbei 17,2 GWh durch die eigene Erzeugung gedeckt werden. Damit beläuft sich die Eigenversorgungsrate auf 80%.

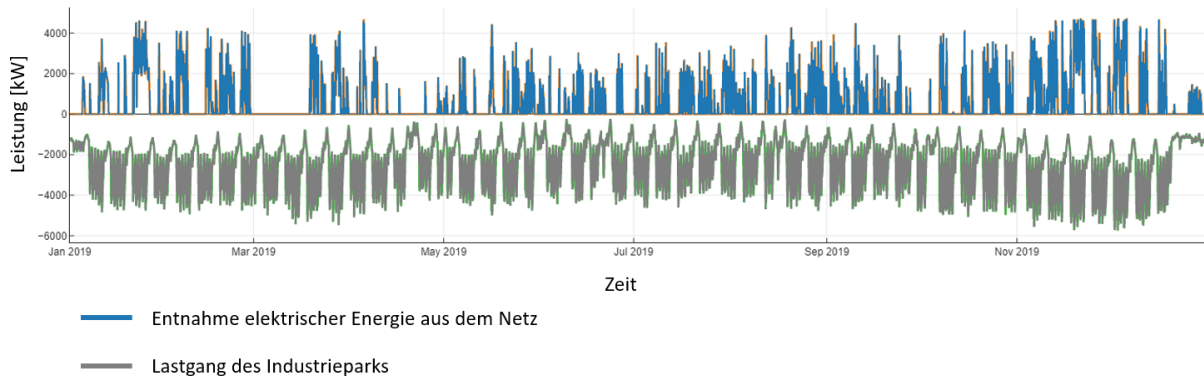


Abbildung 15: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 4 aus dem Jahr 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Auswirkung des Szenario 4 auf die Netzanschlussleistung wird durch die Analyse der höchsten Entnahme aus dem Netz deutlich. Wie bereits in den vorangegangenen Szenarien befindet sich die kritische Periode in der ersten Woche im Dezember 2019. Hier kann die Netzanschlussleistung im Vergleich zum dritten Szenario von 5.580 kW auf 4.680 kW reduziert werden. Insgesamt verringert sich dabei die Netzanschlussleistung von 5.750 kW auf 4.680 kW um 1.100 kW. Die entsprechende Reduzierung der Netzanschlussleistung am 03. Dezember 2019 ist in Abbildung 16 dargestellt.

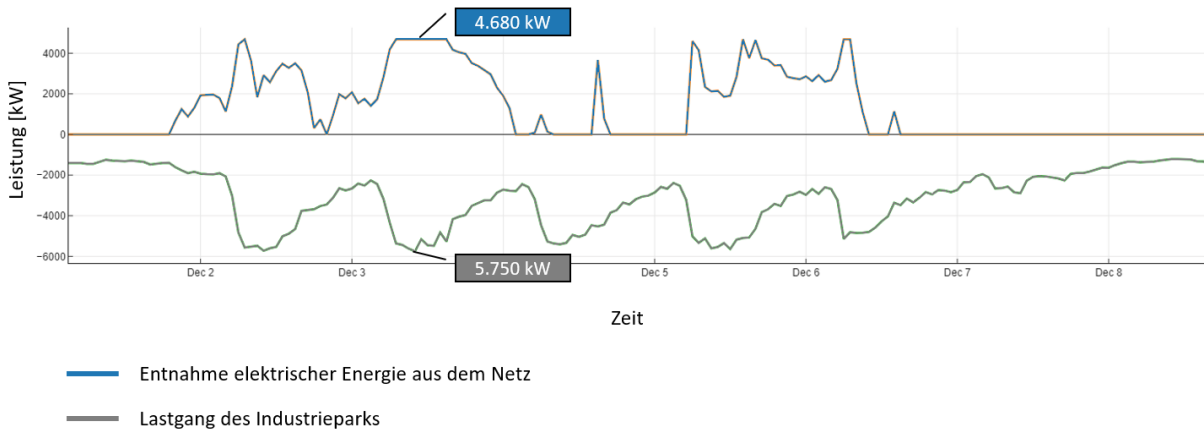


Abbildung 16: Lastgang und Entnahme aus dem Netz für das Szenario 4 im Dezember 2019

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Im Vergleich zu den Szenarien 1, 2 und 3 konnte die Netzanschlussleistung in Szenario 4 signifikant reduziert werden. Daraus folgt, dass dieses Szenario potentiell einen Beitrag zur Reduzierung des Netzausbaus im Rahmen der Energiewende liefern kann, wenn dieses Szenario auf eine Vielzahl der Industrieparks im deutschen Energiesystem angewendet wird. Die exakte Größenordnung der potentiellen Reduzierung des Netzausbaus kann im Rahmen dieser Arbeit noch nicht abgeschätzt werden. Erst

durch die Integration dieses Modells in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems kann eine Einschätzung über die potentielle Reduzierung des Netzausbaubedarfs getroffen werden.

Durch den Verlauf der Entnahme von elektrischer Energie aus dem Netz in Abbildung 16 wird die Kappung der Lastspitze durch den Batteriespeicher besonders gut deutlich. Während der höchsten Lastspitze am 03. Dezember 2019 flacht die Kurve der Entnahme aus dem Netz ab und bleibt für eine kurze Zeit konstant bei 4.680 kW. Während dieser Periode wird der Energieverbrauch des Industrieparks teilweise durch die gespeicherte Energie aus dem Speicher gedeckt. Dies zeigt den besonderen Vorteil eines Energiespeichers. Durch den steuerbaren Zugriff auf die gespeicherte Energie der Batterie kann die Last des Industrieparks teilweise gedeckt werden, selbst wenn zu diesem Zeitpunkt keine Erzeugungsleistung aus den PV- oder Windkraftanlagen zur Verfügung steht. Hierdurch werden Kosten eingespart, da durch die Reduzierung der Netzanschlussleistung geringere Jahresleistungsentgelte zu entrichten sind.

Da neben der höchsten Leistungsentnahme aus dem Netz der Leistungspreis mit in die Berechnung der Jahresleistungsentgelte einfließt, wird nachfolgend analysiert, welche Auswirkungen die Veränderung des Leistungspreises auf die Dimensionierung der Erzeugungs- und Speichertechnologien und die damit verbundene Änderung der Eigenversorgungsrate und der Netzanschlussleistung mit sich bringt.

6.5 Sensitivitätsanalyse des Leistungspreises

Für die Sensitivitätsanalyse des Leistungspreises werden die Eingabewerte aus Szenario 4 herangezogen, da in diesem Szenario alle betrachteten Erzeugungs- und Speichertechnologien verwendet werden. Die Auswirkungen auf die Systemerweiterung werden anhand von fünf verschiedenen Leistungspreisen analysiert.

In der ersten Berechnung wird ein Leistungspreis von 0 € angenommen, um zu simulieren, wie sich das System ohne die Berücksichtigung eines Leistungspreises verhält. Anschließend werden zwei reale Leistungspreise aus den Jahren 2021 und 2020 herangezogen, damit realitätsnahe Veränderungen des Leistungspreises in der Simulation des Energiesystems abgebildet werden. Abschließend werden drei Leistungspreise aufgeführt, die keinem realen Wert entsprechen, sondern die Entwicklung des Energiesystems darstellen, wenn der Leistungspreis signifikant erhöht wird.

In Tabelle 24 sind die Ergebnisse aus der Modellrechnung mit den entsprechenden Leistungspreisen aufgeführt. Hierbei sind die Werte für die installierte PV-Anlage von 780 kWp und den Windkraftanlagen von 9.600 kW mit den errechneten Werten aus der Systemerweiterung der jeweiligen Anlagen kumuliert aufgeführt.

Tabelle 24: Auswirkungen des Leistungspreises auf die Systemerweiterung

Leistungspreis [€]	PV-Anlagen [kWp]	Windkraftanlagen [kW]	Batterie [kW]
0	6.653	9.945	2.926
94,5	7.269	9.859	7.059
114	7.576	9.747	8.740
150	7.840	9.600	11.774
200	7.969	9.600	13.373
500	9.179	9.600	29.581

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Ergebnisse zeigen, dass sich bei der Erhöhung des Leistungspreises die Größe der PV-Anlage geringfügig erhöht. Die Größe der Windkraftanlage reduziert sich ab einem Leistungspreis von 150 € auf den Wert der bereits installierten Leistung. Grund hierfür ist, dass während der kritischen Periode am 03. Dezember 2019 geringe Mengen Solarenergie und gleichzeitig keine Windkraft zur Verfügung stehen. Daher erhöht das Modell die Leistung der PV-Anlage geringfügig, damit die geringen Mengen Solarenergie während der kritischen Periode genutzt werden können. Dabei wird die Leistung der Erweiterung durch die Windkraftanlage reduziert, damit das Modell die wirtschaftlich optimale Erweiterung des Energiesystems ausgibt.

Damit größere Mengen Energie während der kritischen Periode zur Verfügung gestellt werden können errechnet das Modell einen verstärkten Ausbau des Batteriespeichers. Dies wird besonders gut deutlich bei einem Leistungspreis von 500 €. Hier wird der Batteriespeicher um 29.581 kW erweitert, wobei die PV-Anlage im Vergleich zu einem Szenario ohne Leistungspreis lediglich um 2.526 kWp von 6.653 kWp auf 9.179 kWp erweitert wird. Die Leistung der Windkraftanlagen reduziert sich hierbei auf den Wert der bereits installierten Anlagen von 9.600 kW.

Daraus lässt sich erschließen, dass die Erhöhung des Leistungspreises besonders den Ausbau von Speichern vorantreibt und den Ausbau von PV- und Windkraftanlagen nur geringfügig unterstützt. Die Auswirkungen auf die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung bei der Variation des Leistungspreises sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Auswirkungen des Leistungspreises auf die Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung

Leistungspreis [€]	Eigenversorgungsrate [%]	Netzanschlussleistung [kW]
0	76	5.578
94,5	80	4.680
114	81	4.537
150	83	4.279
200	84	4.150
500	90	3.211

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Tabelle 25 zeigt, dass sich bei realen Annahmen des Leistungspreises von 94,5 € und 114 € die Netzanschlussleistung geringfügig von 4.680 kW auf 4.537 kW reduziert. Die erhöhten Annahmen des Leistungspreises von 150 €, 200 € und 500 € zeigen, dass sich die Netzanschlussleistung durch die Erhöhung des Leistungspreises reduzieren lässt. Die vollständige Reduzierung der Netzanschlussleistung auf den Wert von 0 kW und der damit verbundenen autarken Eigenversorgung des Industrieparks würde bei einem Leistungspreis ab 3.600 € eintreten. Daher ist der Leistungspreis kein effektives Instrument, um die Netzanschlussleistung in einem großen Rahmen zu verringern, da erst bei einer massiven Erhöhung des Leistungspreises die Netzanschlussleistung signifikant reduziert werden kann.

Dennoch ist der Leistungspreis ein wichtiges Element für die anteilige Reduzierung der Netzanschlussleistung. Ohne einen Leistungspreis wird die Netzanschlussleistung bei einer Jahreshöchstlast von 5.750 kW lediglich um 172 kW auf 5.578 kW gesenkt. Mit der Entrichtung eines Leistungspreises von 94,5 € aus dem Jahr 2021 reduziert sich die Netzanschlussleistung um 1.070 kW von 5.750 kW auf 4.680 kW.

Neben der Einführung eines Leistungspreises, der Integration von PV-, Windkraftanlagen und Batteriespeichern, ist es empfehlenswert weitere Möglichkeiten in das Modell zu integrieren damit die Netzanschlussleistung weiter reduziert werden kann. Diese Modellerweiterungen sind unter anderem die Integration von steuerbaren Erzeugungstechnologien (wie beispielsweise einem BHKW) die Verschiebung der Last durch eine optimierte Steuerung der Produktionsanlagen oder die Integration einer Power-to-Gas-Anlage in das Energiesystem. Die Analyse der Reduzierung der Netzanschlussleistung anhand dieser Möglichkeiten ist nicht Teil der vorliegenden Arbeit, wird allerdings im weiteren Verlauf des open_plan Vorhabens untersucht.

6.6 Validierung der Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse aus Szenario 4 dieser Modellberechnung durch einen Vergleich mit den Ergebnissen aus den betriebsinternen Berechnungen der Firma Max Bögl validiert. Die Ergebnisse der beiden Berechnungen sind in Tabelle 26 dargestellt.

Tabelle 26: Validierung der Ergebnisse

Parameter	Eigene Berechnung	Berechnung Max Bögl
PV-Anlagen [kWp]	7.269	10.000
Windkraftanlagen [kW]	9.859	9.600
Batterie [kW]	7.059	2.500
BHKW [kWel]	-	1.000 - 2.500
Eigenversorgungsrate	80	95
Reduzierung Netzanschlussleistung [kW]	1.070	700

Quelle: Max Bögl und Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Ergebnisse der beiden Berechnungen entsprechen einer ähnlichen Größenordnung, weisen allerdings in einzelnen Punkten Unterschiede auf. Die Unterschiede können dadurch begründet werden, dass in dem Modell der Firma Max Bögl zusätzlich ein BHKW integriert ist. Da ein BHKW eine steuerbare Erzeugungsanlage ist, hat die Integration dieser Technologie in das Energiesystem einen maßgeblichen Einfluss auf die Größe der Batterie. Hier kann in den kritischen Perioden, in denen nur geringe Mengen Energie aus Solar- und Windkraft zur Verfügung stehen und gleichzeitig eine hohe Last des Industrieparks anfällt, die notwendige Energie zur Lastdeckung von dem BHKW generiert werden. Dadurch reduziert sich die Größe der Batterie. Darüber hinaus erhöht sich die Eigenversorgungsrate auf 95 % durch die Integration des BHKWs und die zusätzliche Erweiterung der PV-Anlagen um 10.000 kWp, anstatt der im eigenen Modell errechneten 7.269 kWp.

Auffällig ist, dass sich trotz dieser Systemerweiterung die Reduzierung der Netzanschlussleistung lediglich auf 700 kW beläuft. Die höhere Reduzierung der Netzanschlussleistung aus dem eigenen Modell von 1.070 kW kann damit begründet werden, dass die zeitliche Auflösung dieses Modells eine Ungenauigkeit aufweist. Die Zeitschritte in diesem Modell belaufen sich auf Stundenwerte anstatt auf 15-Minuten-Werte. Da die zur Verfügung gestellte Verbrauchszeitreihe von 15-Minuten-Werten auf Stundenwerte umgerechnet werden, findet hierbei eine Abflachung der Lastspitzen statt.

Weil die Bestimmung der Netzanschlussleistung durch eine Messung der Jahreshöchstlast in 15-Minuten-Werten an der Entnahmestelle des Versorgungsnetzes stattfindet, ergibt sich durch die Umrechnung der Messwerte auf Stundenwerte eine Ungenauigkeit im Modell. Aus diesem Grund sind die angegebene Werte zur Reduzierung der Netzanschlussleistung aus den Berechnungen von Max

Bögl den Berechnungen aus diesem Modell vorzuziehen. In der weiteren Entwicklung des Multi-Vector Simulators ist die Begrenzung der Eingabe von Zeitreihen als Stundenwerte bereits aufgehoben, sodass nun Zeitreihen mit einer höheren Auflösung eingelesen werden können.

Trotz der geringen Unterschiede in den Ergebnissen kann im Rahmen dieser Arbeit ausgesagt werden, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern durch den Multi-Vector Simulator und somit auch durch das Open Energy Modelling Framework (oemof) entsprechend den Anforderungen potentieller Nutzer*innen grundsätzlich dargestellt und simuliert werden kann.

6.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

In Tabelle 27 sind die Ergebnisse aus der Energiesystemmodellierung der Szenarien 1 bis 4 dargestellt. Die Angaben zu den PV-Anlagen sind die kumulierten Werte aus der bereits installierten Anlage von 780 kWp und der entsprechenden Systemerweiterung durch die Freiflächenanlage in Szenario 2, 3 und 4. Analog sind die Angaben der Windkraftanlagen die kumulierten Werte aus den bereits installierten Anlagen von 9.600 kW und den entsprechenden Erweiterungen in den Szenarien 3 und 4. Die Erweiterung des Energiesystems durch einen Batteriespeicher findet in Szenario 4 statt.

Tabelle 27: Erzeugungs- und Speichertechnologien der einzelnen Szenarien

Szenario	PV-Anlagen [kWp]	Windkraftanlagen [kW]	Batterie [kW]
1	780	9.600	-
2	6.569	9.600	-
3	6.516	10.180	-
4	7.269	9.859	7.059

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau des Energiesystems durch eine PV-Freiflächenanlage in der Größenordnung von circa 6.000 kWp wirtschaftlich ist. Im Gegensatz dazu befindet sich die installierte Windkraftleistung mit 9.600 kW bereits am wirtschaftlichen Optimum. Durch den Ausbau eines Batteriespeichers von circa 7.000 kW kann das Energiesystem kostenoptimiert erweitert werden. Aufgrund der Kopplung der Kapazität an die Leistung mit dem Faktor 1 beträgt die Kapazität des Batteriespeichers 7.000 kWh.

Das darauf aufbauende Ergebnis der Zielfunktion (1) kann aufgrund eines Fehlers im Code nicht ausgegeben werden. Dieser Fehler wurde im Rahmen dieser Arbeit entdeckt und wird nachträglich behoben, sodass in nachfolgenden Versionen des Multi-Vector Simulator (MVS) der Wert der Zielfunktion

ausgegeben werden kann.

Die aus den Ergebnissen resultierende Eigenversorgungsrate und die Netzanschlussleistung sind in Tabelle 28 aufgeführt.

Tabelle 28: Eigenversorgungsrate und Netzanschlussleistung der einzelnen Szenarien

Szenario	Eigenversorgungsrate [%]	Netzanschlussleistung [kW]
1	56	5.685
2	72	5.580
3	72	5.580
4	80	4.680

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Ergebnissen des Multi-Vector Simulators

Durch die Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichern kann die Eigenversorgungsrate des Industrieparks in Sengenthal erhöht werden. Darüber hinaus verringert sich die Netzanschlussleistung in allen vier Szenarien im Vergleich zur Jahreshöchstlast von 5.750 kW.

Da die Energieerzeugung dieses Modells auf erneuerbaren Erzeugungstechnologien basiert, kann die Netzanschlussleistung in den Szenarien 1, 2 und 3 nur geringfügig um maximal 170 kW reduziert werden. Erst durch die Integration eines Speichers in Szenario 4 kann die Netzanschlussleistung signifikant um 1.070 kW verringert werden.

Eine Aussage über einen konkreten Beitrag zur Reduktion des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Energiewende kann durch die vorliegende Arbeit noch nicht getroffen werden. Dennoch weisen besonders die Ergebnisse aus Szenario 4 darauf hin, dass der Netzausbaubedarf durch den lokalen Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und Speichern in den entsprechenden Verbraucherzentren reduziert werden kann. Es empfiehlt sich die Ergebnisse aus diesem Modell in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems zu integrieren, um die Größenordnung der potentiellen Reduzierung des Netzausbaus abschätzen zu können.

Darüber hinaus trägt der Leistungspreis anteilig zur Reduzierung der Netzanschlussleistung bei. Es bedarf allerdings weiterer Instrumente für eine vollständige Reduktion der Netzanschlussleistung und der damit verbundenen autarken Energieversorgung des Industrieparks. Diese Instrumente sind beispielsweise die Integration steuerbarer Erzeugungsanlagen (wie zum Beispiel ein BHKW) die Verschiebung der Last durch eine optimierte Steuerung der Produktionsanlagen oder die Integration einer Power-to-Gas-Anlage in das Energiesystem.

Darüber hinaus kann durch den Vergleich der Ergebnisse aus diesem Modell mit den Ergebnissen aus der betriebsinternen Energiesystemmodellierung der Firma Max Bögl ausgesagt werden, dass der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern durch den Multi-Vector Simulator dargestellt werden kann. Daraus folgt, dass durch das Open Energy Modelling Framework (oemof) praktische Anwendungsfälle entsprechend den Anforderungen potentieller Nutzer*innen dargestellt werden können. In der Berechnung konnte lediglich eine Ungenauigkeit bei der Reduzierung der Netzanschlussleistung festgestellt werden, da die Verbrauchszeitreihen von 15-Minuten-Werte auf Stundenwerte umgerechnet werden. Diese Ungenauigkeit konnte bereits behoben werden, sodass nun Zeitreihen mit einer höheren Auflösung in den Multi-Vector Simulator eingegeben werden können.

7 Fazit und Ausblick

Mit der Erhöhung der Eigenversorgungsrate durch die Integration von PV- und Windkraftanlagen lässt sich die Netzanschlussleistung des Industrieparks in Sengenthal nicht zwangsläufig reduzieren. Entscheidend hierbei ist, ob während der Periode, in der die Jahreshöchstleistung auftritt, die erneuerbaren Erzeugungsanlagen Energie liefern können. Herrscht während dieser Periode eine Dunkelflaute (also wenn weder die Sonne scheint, noch der Wind weht) kann durch die Integration der PV- und Windkraftanlagen die Netzanschlussleistung nicht reduziert werden. Umgekehrt kann in einer Simulation der Eindruck entstehen, dass durch diese Erzeugungsanlagen die Netzanschlussleistung reduziert werden kann, wenn während der auftretenden Jahreshöchstleistung viel Energie durch Sonne und Wind zur Verfügung steht. Entscheidend ist hierbei, welche Wetterdaten dem Modell zugrunde liegen. Durch die Volatilität der Wetterverhältnisse können aus unterschiedlichen Simulationen, denen verschiedene Wetterdaten aus unterschiedlichen Jahren zugrunde liegen, die Ergebnisse stark variieren. Es ist empfehlenswert, verschiedene Simulationen durchzuführen, damit Worstcase-Szenarien aufgedeckt werden. Möchte man die Netzanschlussleistung wetterunabhängig reduzieren, empfiehlt es sich, einen Speicher in das Energiesystem zu integrieren. In diesem Modell konnte gezeigt werden, dass durch die Integration eines Batteriespeichers die Netzanschlussleistung des Industrieparks von 5.750 kW auf 4.680 kW (also um 1.070 kW) reduziert werden kann. Hierbei wird der Vorteil einer Batterie deutlich. Sie kann Energie aus erzeugungsreichen Perioden speichern und während erzeugungsarmen Perioden wieder abgeben. So kann die Last des Industrieparks durch die gespeicherte Energie aus der Batterie gedeckt werden, auch wenn in den Perioden der Jahreshöchstlast weder die Sonne scheint, noch der Wind weht.

Es muss allerdings auf eine Ungenauigkeit des Modells verwiesen werden. Die verwendeten Zeitreihen werden als Stundenwerte in die Berechnung integriert, wobei die Netzanschlussleistung in 15-Minuten-Werten an der Entnahmestelle des Versorgungsnetzes gemessen wird. Ein genaueres Ergebnis liefern hier die Berechnungen der Firma Max Bögl, die eine Reduzierung der Netzanschlussleistung von 700 kW errechnen. Dennoch kann der Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern durch den Multi-Vector Simulator und damit durch das Open Energy Modelling Framework (oemof) dargestellt werden. Im Rahmen des open_plan Vorhabens werden durch die Simulation praktischer Anwendungsfälle weitere Ungenauigkeiten identifiziert, wodurch oemof entsprechend den Anforderungen der Nutzer*innen aus diesen Anwendungsfällen weiterentwickelt wird.

Darüber hinaus konnte nachgewiesen werden, dass der Leistungspreis zur Reduzierung der Netzanschlussleistung des Industrieparks beiträgt. Jedoch ist er kein geeignetes Werkzeug, um die Netzanschlussleistung vollständig zu reduzieren und damit den Industriepark in eine autarke Energiezelle umzuwandeln. Vielmehr dient der Leistungspreis dazu, den Ausbau des Batteriespeichers voranzutreiben.

Darüber hinaus konnte in diesem Modell gezeigt werden, dass durch die Erhöhung des Leistungspreises die erneuerbaren Erzeugungsanlagen nur geringfügig ausgebaut werden.

Damit die Netzanschlussleistung des Industrieparks weiter reduziert werden kann, müssen zusätzliche Möglichkeiten in das Modell des Energiesystems integriert werden. Diese Systemerweiterung kann unter anderem durch die Integration steuerbarer Erzeugungsanlagen, einer möglichen Lastverschiebung durch eine optimierte Steuerung der Produktionsanlagen oder der Integration einer Power-to-Gas-Anlage erfolgen. Die Integration dieser Möglichkeiten in das Modell ist nicht Teil der vorliegenden Arbeit, wird allerdings von der Firma Max Bögl bereits vorangetrieben. In Abbildung 3 wurde bereits auf die Entwicklung des Industrieparks in Sengenthal hin zu einer autarken Energiezelle eingegangen. In diesem Vorhaben wird der Industriepark bis zum Jahr 2028 in eine autarke Energiezelle transformiert, die sich zu 100% aus erneuerbaren Energien selbst versorgt. Die Transformation erfolgt mit Hilfe der Integration eines 2,5 MW Speichers, einer 1,5 MWp schwimmenden PV-Anlage, einer 6 MWp PV-Freiflächenanlage, einem Kraftwerk mit 2,5 MWel und 12 MWth, einer Speichererweiterung von 6 MW, einer Power-to-Gas-to-Power-Anlage und einer optimierten Steuerung der Produktionsanlagen. Die Modellierung dieser Transformation in eine autarke Energiezelle wird im weiteren Verlauf des open_plan Vorhabens verfolgt. Hierbei soll herausgefunden werden, ob mit Hilfe des Open Energy Modelling Framework (oemof) die Transformation von Industrieparks in autarke Energiezellen dargestellt werden kann.

Neben dieser Systemerweiterung kann die Transformation des Industrieparks in eine Energiezelle durch innovative Marktmodelle vorangetrieben werden. Aktuell entrichtet der Industriepark Netzentgelte an den Versorgungsnetzbetreiber und nimmt somit am national organisierten Energiemarkt teil. In Kapitel 2.3 wurde bereits auf alternative Marktmodelle eingegangen. Diese Märkte bieten die Möglichkeit Elektrizität, Flexibilitäten und Regelenergie auf ihren jeweiligen Plattformen lokal zu handeln. Hierdurch ergeben sich neue Anreize erneuerbarer Erzeugungsanlagen und Speicher dezentral in den Verbraucherzentren auszubauen.

Eine besondere Rolle spielt hierbei die Batterie, da sie vielseitig eingesetzt werden kann. Je nachdem, ob die Batterie zur Deckung der Eigenversorgung, der Reduzierung der Netzanschlussleistung, zur Notstromversorgung, dem Netzwiederaufbau oder zur Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt wird, ergeben sich für die jeweiligen Anwendungsfälle unterschiedliche Geschäftsmodelle. Die Betrachtung dezentraler Marktmodelle und multibler Anwendungsfälle des Speichers, versprechen die Transformation des Industrieparks in eine Energiezelle durch neue Geschäftsmodelle weiter voranzutreiben.

In der vorliegenden Arbeit konnte gezeigt werden, dass die Netzanschlussleistung des Industrieparks in Sengenthal durch die Integration von erneuerbaren Energien und Speichern reduziert werden kann.

Allerdings kann hierdurch noch keine Aussage über die Reduzierung des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Energiewende getroffen werden. Hierfür muss dieses Modell in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems integriert werden. Es ist allerdings zu erwarten, dass der Netzausbaubedarf reduziert werden kann, wenn die Industrieparks des deutschen Energiesystems als Energiezellen ausgelegt werden. Darüber hinaus bieten Wohngebiete und Gewerbehöfe ebenfalls die Möglichkeit, in Energiezellen umgewandelt zu werden. Im Rahmen des open_plan Projektes werden diese Modelle ebenfalls an realen Projekten aufgestellt. Diese Modelle können dann zusätzlich in ein Gesamtmodell des deutschen Energiesystems integriert werden. Anhand eines Gesamtmodells, in dem die Transformation der Industrieparks, Wohngebiete und Gewerbehöfe des deutschen Energiesystems in Energiezellen simuliert wird, kann eine Aussage über den Beitrag des zellularen Ansatzes zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs getroffen werden.

Das open_plan Tool ist nicht in der Lage, ein zellulares Energiesystem zu simulieren, in dem die einzelnen Zellen Energie untereinander austauschen. Das Tool bietet die Möglichkeit autarke Energiezellen auszulegen, die an das allgemeine Versorgungsnetz angeschlossen sind. Um die Vorteile eines zellularen Energiesystems zu analysieren, muss ein Austausch der Energie zwischen den einzelnen Energiezellen bereits in der Auslegung berücksichtigt werden. Aus diesem Grund wird in einem Folgeprojekt die Erweiterung des open_plan Tools angestrebt. In diesem Tool kann der Austausch von Energie zwischen einzelnen Energiezellen bereits in der Auslegung simuliert werden. Hierdurch wird ermöglicht Energiezellen darzustellen, die in einem ganzheitlich-zellularen Energiesystem integriert sind.

In diversen Studien wurde bereits simuliert, wie sich der Netzausbau beim Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen entwickelt. In Kapitel 2.2 wurde hierbei bereits auf das Modell eingegangen, das im Rahmen der Studie aus dem Jahr 2015 zum zellularen Ansatz durch den VDE entwickelt wurde. Hier wird das deutsche Energiesystem in 16 Energiezellen aufgeteilt, in denen der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen möglichst verbrauchernah umgesetzt wird. Hierdurch werden die Übertragungskorridore reduziert, da weniger Energie aus dem Norden Deutschlands in die Verbraucherzentren im Süden der Bundesrepublik transportiert werden muss. (VDE, 2015)

In einer weiteren Studie von 2016 untersucht die Prognos AG und die Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) die Auswirkungen von Dezentralität und zellulärer Optimierung auf den Netzausbaubedarf. Als zentrales Ergebnis dieser Studie kann festgestellt werden, dass durch die Betrachtung diverser Flexibilitätsmaßnahmen der Ausbaubedarf an HGÜ-Leitungen von 14 auf 6 reduziert und sich dadurch Einsparungen von 1,7 Milliarden € pro Jahr ergeben. (Prognos AG und FAU, 2016)

Der Fokus dieser Modelle liegt allerdings auf der Reduzierung des Netzausbaubedarfs, wobei im Rahmen der Energiewende noch weitere Herausforderungen für die Netzbetreiber auftreten. Durch die Verdrängung fossiler Kraftwerke fehlen im Netz zunehmend große Schwungmassen, die mit ihrer kinetischen Energie das kurzzeitige Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gut ausgleichen

können. Dadurch benötigen Netzbetreiber neue Möglichkeiten um die Netzstabilität zu gewährleisten. Hierbei kann der Ausbau von Speichern zur Haltung der Netzfrequenz beitragen. (Urban, 2021) Wie in der vorliegenden Arbeit gezeigt wird, kann durch die zellulare Auslegung von Industrieparks der Ausbau von Speichern vorangetrieben werden. Somit kann durch den zellularen Ansatz nicht nur der Netzausbaubedarf reduziert werden, sondern er bietet ebenfalls eine Möglichkeit, die Netzbetreiber bei der Erbringung von Systemdienstleistungen zu unterstützen.

Aus diesem Grund darf bei der Umsetzung des zellularen Ansatzes der Fokus nicht auf der autarken Betriebsführung von einzelnen Energiezellen liegen. Vielmehr müssen die Energiezellen in ein zellulares Verbundsystem integriert werden, indem sie durch netzdienliches Verhalten zur Stabilität des Gesamtsystems beitragen. Damit Unternehmen ihre Energiesysteme nicht ausschließlich nach dem eigenen Verbrauch optimieren, hat der Netzbetreiber die Möglichkeit neue Netztarife einzuführen, mit denen netzdienliches Verhalten belohnt werden kann. Somit kann beim Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Der zellulare Ansatz erhebt nicht den Anspruch, den gesamten Netzausbaubedarf zu ersetzen. Allerdings bietet er eine sinnvolle Alternative zu den bisherigen Ausbauplänen der Bundesregierung. Der bisher verfolgte Top-down Ansatz, in dem verstärkt Windkraftanlagen im Norden Deutschlands ausgebaut werden, die dann die Energie in die Verbraucherzentren im Süden der Bundesrepublik transportieren, wird durch den Bottom-up Ansatz des zellularen Energiesystems sinnvoll ergänzt. Hierdurch wird der Ausbau von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands nicht vollständig überflüssig, sondern die nötigen Ausbaupazitäten verschieben sich in andere Regionen der Bundesrepublik. Demnach ist die Integration des zellularen Ansatzes in die bisherigen Ausbaupläne der Bundesregierung insgesamt sehr empfehlenswert und sollte in der weiteren Umsetzung der Energiewende mit berücksichtigt werden.

Literaturverzeichnis

- acatech, Leopoldina und Union der deutschen Akademien der Wissenschaft (Jan. 2020). *Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung*. Stellungnahme. Verfügbar unter: https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_ESYS_Stellungnahme_Energiesystem.pdf (eingesehen am 08.06.2021). Berlin.
- Ardone, A. u. a. (2020). *1,5° Celsius Energiewende zellulär - partizipativ - vielfältig umgesetzt*. Stuttgart: C/sells Selbstverlag.
- Baars, A. (Juni 2020). "Inselnetz Bordesholm: Stromversorgung auch bei Netzausfall". Webseite. Verfügbar unter: <https://www.sma-sunny.com/inselnetz-bordesholm/> (eingesehen am 15.03.2021).
- Bayer, J. (2021). "Aufbau eines innovativen Energienetzes - Energiezelle Max Bögl". Vortrag.
- Bayernwerk Netz (2021). "Netzentgelte für Entnahmestellen mit Leistungsmessung".
- BMJV (Juli 2005). "StromNEV - Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen". Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html> (eingesehen am 18.03.2021).
- BMWi (2021a). "Energiewende-Plattform Energienetze". Webseite. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-plattform-energienetze.html> (eingesehen am 11.03.2021).
- (2021b). "Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar". Webseite. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html> (eingesehen am 11.03.2021).
- Bundesverfassungsgericht (März 2021). "Leitsätze zum Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021". Gerichtsentscheidung. Verfügbar unter: https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2021/03/rs20210324_1bvr265618.html (eingesehen am 08.06.2021).
- Burandt, T., Löffler, K. und Hainsch, K. (2018). *GENeSYS-MOD v2.0 - Enhancing the Global Energy System Model - Model Improvements, Framework Changes and European Data Set*. Datendokumentation. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594273.de/diw_datadoc_2018-094.pdf (eingesehen am 05.04.2021). Berlin: DIW.
- DGS (2020). "Bottom-up Energiewende - Optimierte Open-Source Planung von Strom- und Wärmeversorgung in Energiezellen". Webseite. Verfügbar unter: <https://www.dgs-berlin.de/open-plan/> (eingesehen am 13.04.2021).
- Diermann, R. (Dez. 2019). "Erneuerbare Energien deckten 2019 fast 43 Prozent des deutschen Stromverbrauchs." In: *pv magazine group GmbH & Co. KG*. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/12/18/erneuerbare-energien-deckten-2019-fast-43-prozent-des-deutschen-stromverbrauchs/> (eingesehen am 05.04.2021).

- DWD (März 2018).** "Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Aktuelles - Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren". Webseite. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/180306/ertragsausfaelle_ee_pk_2018.html (eingesehen am 25.03.2021).
- ETG (2007).** *Dezentrale Energieversorgung 2020*. Techn. Ber. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/792808/db366b86af491989fcd2c6ba6c6f21ad/etg-studie-dezentrale-energieversorgung2020-komplette-studie-data.pdf> (eingesehen am 24.05.2021). Frankfurt.
- GitHub (2021a).** "Fill gaps in real data input timeseries". Webseite. Verfügbar unter: https://github.com/rl-institut/open_plan/pull/133/commits/f40085ffb82bd8c312007411fa48243b3162ea49 (eingesehen am 13.05.2021).
- **(2021b).** "Fill gaps in real data input timeseries". Webseite. Verfügbar unter: https://github.com/rl-institut/open_plan/pull/133/commits/9e7bd2f9d7ca04e7f17a1ce1dd722f5827910198 (eingesehen am 13.05.2021).
- **(2021c).** "Fill gaps in real data input timeseries". Webseite. Verfügbar unter: https://github.com/rl-institut/open_plan/pull/133/commits/42aeb0018bcbdd6d81a51e130cf8ea50b9ce59667 (eingesehen am 13.05.2021).
- Hersbach, H. u. a. (2018).** "ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present". Verfügbar unter: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form> (eingesehen am 13.04.2021).
- Hilpert, S. u. a. (Nov. 2018).** "The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling." In: *Energy Strategy Reviews*. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300609> (eingesehen am 02.03.2021).
- Hoffmann, M. M. u. a. (Jan. 2020).** "Overcoming the Bottleneck of Unreliable Grids: Increasing Reliability of Household Supply with Decentralized Backup Systems." In: *Journal of Sustainability Research*. Verfügbar unter: https://sustainability.hapres.com/htmls/JSR_1173_Detail.html (eingesehen am 23.03.2021).
- Hülk, L. u. a. (Nov. 2018).** "Transparency, reproducibility, and quality of energy system analyses – A process to improve scientific work." In: *Energy Strategy Reviews* 22. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300828> (eingesehen am 10.06.2021), 264–269. DOI: 10.1016/j.esr.2018.08.014.
- IPCC (2018).** *Global warming of 1.5°C - An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. Techn. Ber. Verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf (eingesehen am 08.06.2021).

- Kenzdiorski, M. u. a. (2021).** *100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe - Potenziale Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastruktur.* Techn. Ber. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.816979.de/diwkompakt_2021-167.pdf (eingesehen am 08.06.2021). Berlin: DIW, TU Berlin.
- Krien, U. (Juli 2017).** "feedinlib Documentation - Release beta". Verfügbar unter: https://feedinlib.readthedocs.io/_/downloads/en/latest/pdf/ (eingesehen am 09.04.2021).
- Matthes, F. C. u. a. (März 2018).** *Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze.* Techn. Ber. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf> (eingesehen am 07.06.2021). Berlin: Öko-Institut e.V. für die RGI.
- Max Bögl (2021).** "Firmenportrait - Max Bögl". Webseite. Verfügbar unter: <https://max-boegl.de/unternehmen/firmenportrait> (eingesehen am 16.03.2021).
- Möller, C. u. a. (Aug. 2017).** "Batteriespeicher in Industrie und Gewerbe." In: *BWK Energie.* Verfügbar unter: <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energiespeicher/batteriespeicher-in-industrie-und-gewerbe/> (eingesehen am 10.06.2021).
- Open Energy Community (2021).** "Open Energy Plattform". Webseite. Verfügbar unter: https://openenergy-platform.org/dataedit/view/supply/wind_turbine_library (eingesehen am 09.04.2021).
- Prognos AG und FAU (Okt. 2016).** *Dezentralität und zellulare Optimierung - Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.* Techn. Ber. Verfügbar unter: https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf (eingesehen am 13.05.2021). Berlin und Nürnberg.
- Quaschnig, V. (2016).** "Après Paris: Taten statt leerer Worte." In: *SONNENENERGIE 2016/3.* Verfügbar unter: https://www.sonnenenergie.de//index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=359 (eingesehen am 08.06.2021).
- RGI und PAC (2021).** "Open Source and Open Data in energy system modelling: Why NGOs should engage with the topic".
- RLI (2013).** *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.* Techn. Ber. Verfügbar unter: https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/0_Vergleich_und_Optimierung_zentral_und_dezentral_071_100EE/Breyer2013.pdf (eingesehen am 08.06.2021). Berlin.
- RLI und Hoffmann, M. M. (2019a).** "Multi-Vector Simulator (MVS) 0.5.5 documentation". Verfügbar unter: <https://multi-vector-simulator.readthedocs.io/en/stable/index.html> (eingesehen am 27.05.2021).
- **(2019b).** "Parameters and Definitions in CSVs/JSON — Multi-Vector Simulator (MVS) 0.5.6dev documentation". Webseite. Verfügbar unter: https://mvs-eland.readthedocs.io/en/latest/MVS_parameters.html#parameters-in-each-category-csv-file (eingesehen am 02.04.2021).

- Rummeny, S. (Feb. 2021).** "Einführung zellularer Energiesysteme". Vortrag. VDE-Fachforum Planung zellularer Energiesysteme.
- Runder Tisch Erneuerbarer Energien (Apr. 2021).** "100% Erneuerbare Energien – bis spätestens 2030." In: *pv magazine Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/100-erneuerbare-energien-bis-spaetestens-2030/> (eingesehen am 08.06.2021).
- Sato, S. und Weidlich, A. (Juli 2020).** "Analysis of Avoided Transmission Through Decentralized Photovoltaic and Battery Storage Systems." In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 11.3. Verfügbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8863430> (eingesehen am 10.06.2021), 1922–1929. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2946446.
- Schachler, B. u. a. (2020).** "oemof.solph User's Guide". Webseite. Verfügbar unter: <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/usage.html#solph-components> (eingesehen am 01.04.2021).
- UBA (Apr. 2020).** "Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen". Webseite. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen> (eingesehen am 05.04.2021).
- UNFCCC (2015).** "Adoption of the Paris Agreement," in: Verfügbar unter: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf> (eingesehen am 08.06.2021). Paris.
- Urban, H. (Jan. 2021).** "Netzfrequenz in Europa sinkt auf 49,75 Hertz – Folge ist Systemaufspaltung." In: *pv magazine Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2021/01/18/netzfrequenz-in-europa-sinkt-auf-4975-hertz-folge-ist-systemaufspaltung/> (eingesehen am 24.05.2021).
- VDE (Juni 2015).** *DER ZELLULARE ANSATZ - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. Studie. Frankfurt am Main.
- **(Mai 2019).** *Zellulares Energiesystem - Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen*. Fachbeitrag. Frankfurt am Main.