



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG
GEORG SIMON OHM

Projekt Energietechnik

CO₂ neutrale Eigenstromversorgung von Max Bögl am Standort Sengenthal

Fakultät Maschinenbau und Versorgungstechnik

6. Fachsemester, Bachelor Maschinenbau

Sommersemester 2021

Julian Plautz

plautzju75745@th-nuernberg.de

j.plautz@arcor.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
Abstract	VI
1. Einleitung.....	1
2. Energiezelle Max Bögl	3
3. Energiespeicherung mittels Batteriespeicher	7
4. CO ₂ neutrale Energieerzeugung	8
4.1. Windkraftanlagen.....	8
4.2. Photovoltaikanlagen	9
4.3. Dampfkraftwerk	10
5. Analysetool.....	12
5.1. Datengrundlage.....	12
5.2. Bewirtschaftungsstrategie Monoszenario Batteriespeicher.....	14
5.3. Bewirtschaftungsstrategie Paarszenario Batteriespeicher & Dampfkraftwerk	16
5.4. Bestimmung der Stromgestehungskosten	17
6. Auswertung	18
6.1. Monoszenario Batteriespeicher	18
6.2. Paarszenario Batteriespeicher und Dampf	21
7. Fazit	23
8. Quellenverzeichnis	25
Eidesstaatliche Erklärung	26

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Tagesdurchschnittstemperatur der Jahre 1881 - 2020 auf der Datengrundlage des Deutschen Wetterdienstes	1
Abbildung 2: PV-Anlagen am Standort Sengenthal (Max Bögl, 08.06.2021)	3
Abbildung 3: Verbrauch von Max Bögl über die Jahre 2018 bis 2020	5
Abbildung 4: Windleistung über 2 Tage der 3 Windkraftanlagen am Standort Sengenthal.....	8
Abbildung 5: Leistung einer PV-Anlage mit Süd-Ausrichtung am 01.07.2020	9
Abbildung 6: Zeitlicher Ablauf der Planung und Bewirtschaftung für eine Vorschuldauer von 3 Tage	14
Abbildung 7: Börsenstrompreise & Residualleistung vom 08.01.2018.....	15
Abbildung 8: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der PV-Peakleistung.....	19
Abbildung 9: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität	19
Abbildung 10: jährliche Kosten und Exporterlöse des Monoszenarios	20
Abbildung 11: Ergebnisse Paarszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp], Batteriespeicherkapazität [MWh] & Kraftwerksleistung [MW].....	21
Abbildung 12: jährliche Kosten und Exporterlöse des Paarszenarios	22

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse Monoszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp] & Batteriespeicherkapazität [MWh].....	18
Tabelle 2: Kostenoptimum Monoszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp] & Batteriespeicherkapazität [MWh].....	20
Tabelle 3: Kostenoptimum Paarszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp], Batteriespeicherkapazität [MWh] & Kraftwerksleistung [MW].....	22
Tabelle 4: Gegenüberstellung der beiden Szenarien	23

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
PV	Photovoltaik
P2G2P	Power-to-Gas-to-Power
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
VBA	Visual Basic for Applications
BK	Betriebskosten
A	Annuität
V	Verbrauch
UzuVM	Umwandlungsvermögen bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
VzuVM	Verbrauch bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
WzuVM	Windleistung bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
SzuVM	Solarleistung bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
DzuVM	Dampfleistung bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
RzuVM	Residualeistung bezogen auf den Verbrauchsmittelwert
KES	jährliche Kosten für Erzeugung und Speicherung von Strom
K _W	jährliche Kosten für Stromerzeugung durch Windkraftanlagen
K _{PV}	jährliche Kosten für Stromerzeugung durch PV-Anlagen
K _{BS}	jährliche Kosten für Brennstoff
K _{Batterie}	jährliche Kosten für den Batteriespeicher
K _{DKW}	jährliche Kosten für das Dampfkraftwerk
K _{SU}	jährliche Kosten für Stromsteuer und EEG-Umlage
SGK	Stromgestehungskosten
E _{exp}	jährliche Exporterlöse

Abstract

Die Firmengruppe Max Bögl ist ein deutsches Bauunternehmen, welches auch international agiert. Der Firmensitz befindet sich in Sengenthal, Bayern. Dieser Standort soll zukünftig selbständig und CO₂ neutral mit Strom versorgt werden. Dafür wurden bereits PV- und Windkraftanlagen errichtet und es sollen weitere PV-Anlagen errichtet werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit Batteriespeicher, eine P2G2P-Anlage oder ein Biomasse-Dampfkraftwerk zuzubauen. Welche Option die kostengünstigste ist und ob diese auch wirtschaftlich umsetzbar ist, wird im Rahmen eines Energieprojektes von der Technischen Hochschule Nürnberg untersucht.

Diese Arbeit untersucht zwei verschiedene Szenarien. Zuerst wird der Ausbau an PV-Anlagen mit zusätzlichen Batteriespeichern betrachtet. Das zweite untersuchte Konzept besteht aus dem Ausbau von PV-Anlagen mit der zusätzlichen Errichtung von Batteriespeichern und einem Biomasse-Dampfkraftwerk.

Das Ergebnis dieser Untersuchungen ist, dass das zuerst analysierte Szenario in der Umsetzung deutlich zu teuer ist. Das zweite Szenario mit dem Dampfkraftwerk ist in der Umsetzung deutlich günstiger, aber in der Umsetzung aus rein wirtschaftlicher Sicht aktuell immer noch zu teuer. Durch geänderte politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen kann es aber in Zukunft eine Alternative zu dem Strombezug aus dem Netz darstellen.

1. Einleitung

Der Klimawandel stellt ein in der Politik und Gesellschaft stark diskutiertes Thema dar. Dessen Folgen machen sich heute schon deutlich bemerkbar und aktuelle Prognosen lassen nicht auf eine zeitnahe Verbesserung hoffen. Sogenannte Hitzesommer treten immer häufiger auf und haben 2018 allein in Deutschland zu Schäden in Höhe von rund 770 Millionen Euro geführt (Umweltbundesamt, o.J.). Auch der globale Anstieg der Durchschnittstemperatur macht sich bei uns in Deutschland bemerkbar. Von 1881 bis 2020 ist die tägliche Durchschnittstemperatur von 7,3 °C auf 10,4 °C gestiegen (DWD, Deutscher Wetterdienst, o.J.). In der Abbildung 1 ist mit blau die Tagesdurchschnittstemperatur und mit rot der Trend der durchschnittlichen Tagestemperatur der Jahre 1881 bis 2020 dargestellt.

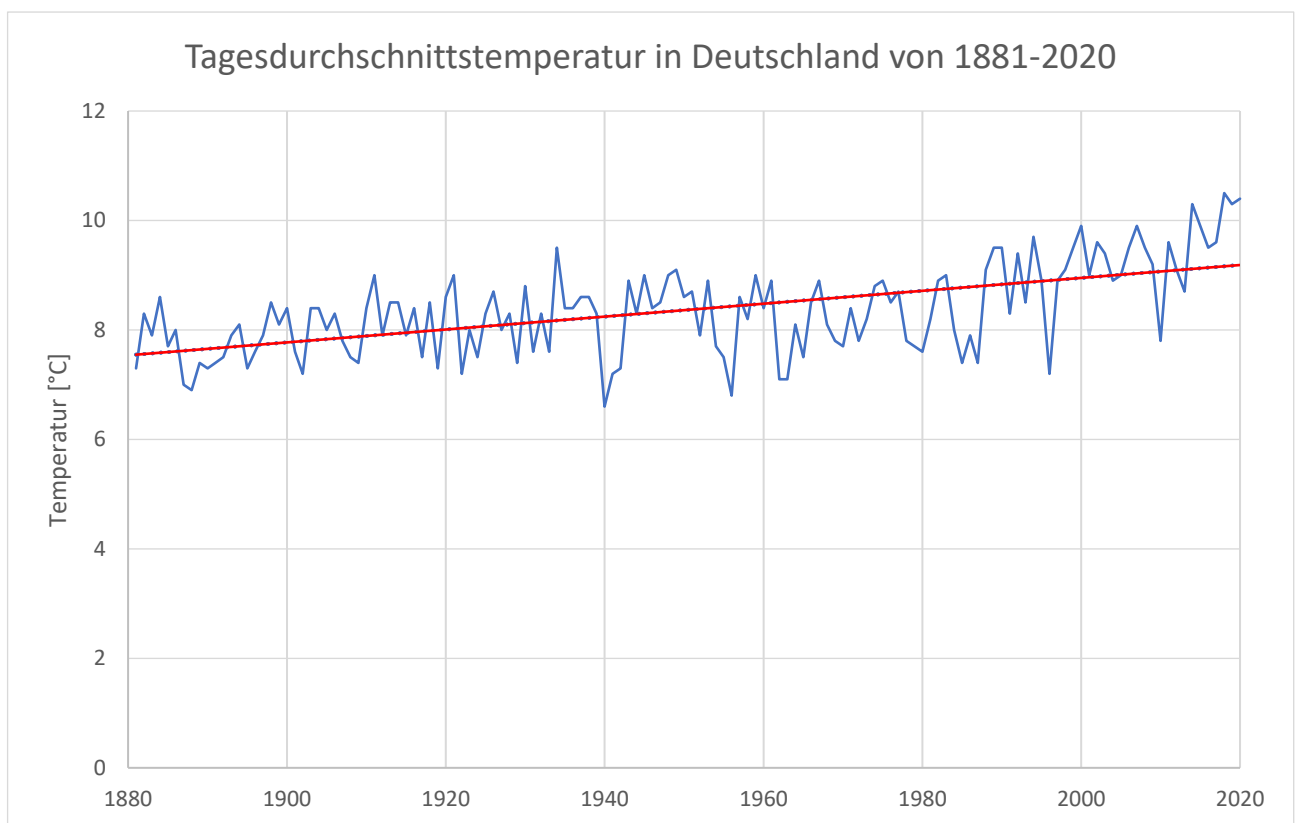


Abbildung 1: Tagesdurchschnittstemperatur der Jahre 1881 - 2020 auf der Datengrundlage des Deutschen Wetterdienstes

Setzt sich dieser Trend bei dem Temperaturanstieg fort, hätte das nicht nur für das Klima gravierende Auswirkungen. In dem von der deutschen Bundesregierung im November 2016 verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 wird das langfristige Ziel gesetzt, dass Deutschland bis 2050 klimaneutral werden soll (BMU, 2020). Energieressourcen stehen dafür in Deutschland in ausreichender Form zur Verfügung. Möglichkeiten zur klimaneutralen Energieversorgung bestehen in der Energiegewinnung aus Wasserkraft, Biomasse, Solarstrahlung und Windkraft. Mit den

Worten „auf die Fläche Deutschlands trifft [...] eine Strahlungsenergie, die rund dem Hundertfachen des deutschen Primärenergiebedarfs entspricht“ beschreibt Prof. Dr. Quaschnig das Potential der Sonnenenergie in Deutschland (Quaschnig, 2019, S. 69). Dem Wind kommt ebenfalls eine starke Bedeutung zu. Unter Einhaltung des erforderlichen Abstandes zu Wohngebieten lassen sich in Deutschland Windkraftanlagen installieren, die mit 2900 TWh pro Jahr mehr als das Vierfache des deutschen Elektrizitätsbedarfs bereitstellen können (Quaschnig, 2019, S. 273). Somit stellen die Energie aus der Sonnenstrahlung und dem Wind die wichtigsten Energiequellen für Deutschland dar.

Max Bögl möchte seinen Anteil leisten und als Vorreiter in der Großindustrie CO₂ neutral produzieren. Dieses Ziel wird nicht wie von der deutschen Regierung bis 2050 angestrebt, sondern soll möglichst dieses Jahrzehnt noch angegangen werden. Einen Grundbaustein dafür soll das Forschungsprojekt zur Energiezelle Max Bögl an der Technischen Hochschule Nürnberg legen. Im Rahmen des Projektes soll die Umsetzbarkeit des Vorhabens geprüft werden. Dafür muss eine Möglichkeit für den Standort Sengenthal gefunden werden, ein Versorgungssystem so auszulegen, dass ganzjährig die Stromversorgung sichergestellt ist. Solch ein Versorgungssystem besteht aus CO₂ neutralen Energiequellen z.B. PV-Anlagen, Windkraftanlagen oder einem mit Biokraftstoff betriebenen Dampfkraftwerk und Energiespeichern wie z.B. Batterien oder einer Power-to-Gas-to-Power Anlage. Die Stromgestehungskosten aus der CO₂ neutralen Energieversorgung müssen niedriger als die Stromkosten aus dem Netzbezug sein, damit das Ausbauszenario wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Unter Stromgestehungskosten versteht man die Kosten, die zur Erzeugung oder Speicherung des Stroms anfallen. Um die Stromgestehungskosten zu senken sollen Überschüsse aus PV- und Windkraftanlagen in das öffentliche Stromnetz exportiert und am Markt verkauft werden.

2. Energiezelle Max Bögl

Bei der in Abbildung 2 gezeigten Energiezelle Max Bögl handelt es sich um ein inselartiges Versorgungsnetzwerk, welches nach dem gleichnamigen Unternehmen Max Bögl benannt wurde. Dieses umfasst den gesamten Standort Sengenthal in Deutschland. Mit der Energiezelle soll das Ziel verfolgt werden, unabhängig von Stromanbietern zu werden und eigenen Strom lokal zu erzeugen und zu verbrauchen. Das eigenständige Netzwerk hat eine Schnittstelle mit dem öffentlichen Stromnetz. Über diese sollen erzeugte Überschüsse exportiert werden. Die Netzanschlussleistung beträgt 19 MW.

Zur Stromversorgung der Energiezelle Max Bögl verfügt diese bereits über Windkraft- und PV-Anlagen. In dem nachfolgenden Bild ist der Standort Sengenthal abgebildet. Eingezeichnet sind die einzelnen PV-Anlagen auf den Hallendächern sowie eine schwimmende PV-Anlage, welche aktuell in Planung ist.

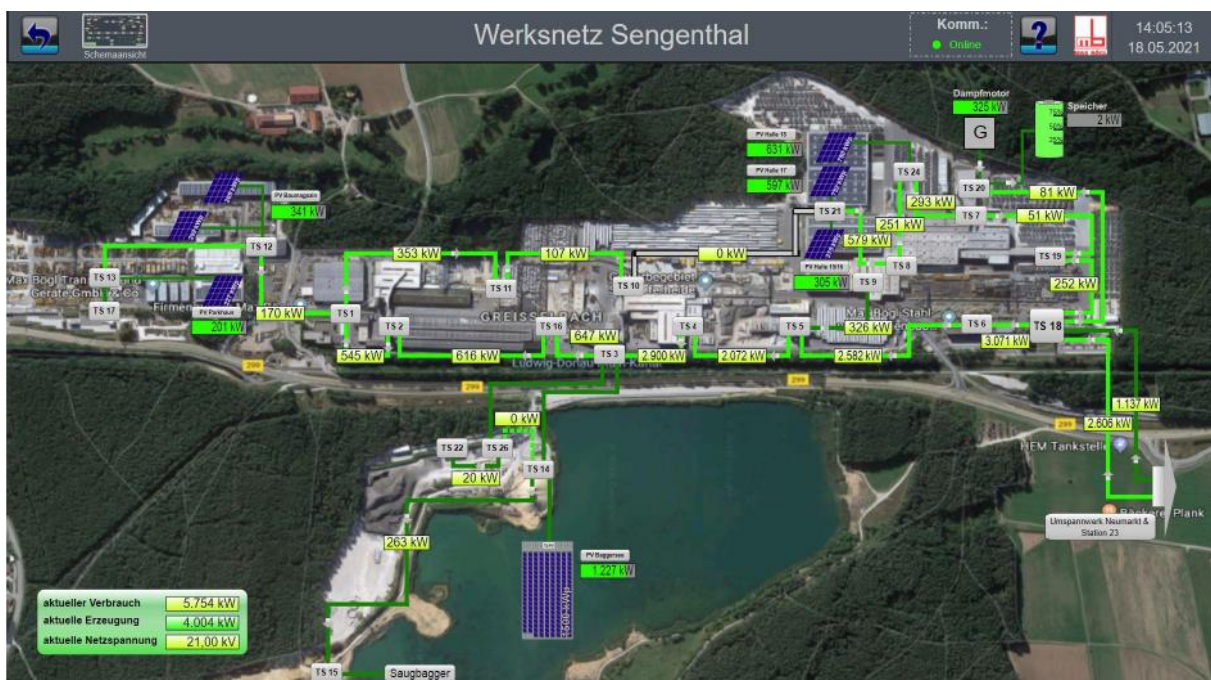


Abbildung 2: PV-Anlagen am Standort Sengenthal (Max Bögl, 08.06.2021)

Der bestehende Energieanlagenpark reicht noch nicht zur jederzeitiger Deckung des Stromverbrauchs des Standortes in allen Versorgungsphasen, obwohl das Umwandlungsvermögen in Summe bereits jetzt den Verbrauch übertrifft. Deshalb wird ein Teil des Stroms physikalisch über das Netz bezogen. Deshalb müssen neue Anlagen errichtet werden. Dafür kommt der Ausbau an PV-Anlagen sowie die Errichtung eines Dampfkraftwerkes in Frage. Wird mehr Energie erzeugt als verbraucht, können die Überschüsse gespeichert, exportiert oder gegebenenfalls abgeregelt werden. Wenn zu wenig Strom erzeugt wird, gibt es keine Möglichkeit die

Leistung der Anlagen zu erhöhen. Die dadurch entstehenden Leistungsdefizite müssen durch andere Energiequellen ausgeglichen werden. Zum Ausgleich der Leistungsdefizite bieten sich Speicher an, welche die Überschüsse aus Windkraft- und PV-Anlagen speichern und diese in Defizitphasen zur Verfügung stellen. Für Max Bögl kommen zwei verschiedene Speichersysteme in Frage. Eine Möglichkeit zum Speichern der überschüssigen Energie bieten Batteriespeicher. Dabei wird überschüssiger Strom in der Batterie gespeichert und kann in Defizitzeiten entnommen werden. Vorteil der Batterien ist der hohe Wirkungsgrad. Dieser liegt in der Größenordnung von rund 90 %. Eine andere Speichermöglichkeit bietet eine Power-to-Gas-to-Power-Anlage. Hierbei wird der überschüssige Strom genutzt, um durch Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen. Der erzeugte Wasserstoff wird in Tanks gespeichert. Der in den Tanks gelagerte Wasserstoff kann in Zeiten, in denen der Verbrauch nicht durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden kann, zur Stromerzeugung genutzt werden.

Um die optimale Kombination aus erneuerbaren Energiequellen und passendem Speicher für die Energiezelle Max Bögl zu finden, werden verschiedene Szenarien betrachtet. Dafür wurden die Begrifflichkeiten Monoszenario, Paarszenario und Mixszenario eingeführt. Der Ausbau von Windkraftanlagen ist von Max Bögl nicht geplant. Der Ausbau an PV-Anlagen ist bereits in Planung. Es muss lediglich bestimmt werden, wie viel Leistung die neuen Anlagen liefern müssen.

Bei den Monoszenarien handelt es sich jeweils um den Ausbau von PV-Anlagen und einem zusätzlichem Speichersystem bzw. einem Dampfkraftwerk. Unterschieden wird in folgende drei Monoszenarien:

- Monoszenario Batteriespeicher
- Monoszenario Dampfkraftwerk
- Monoszenario P2G2P- Anlage.

Bei dem Monoszenario Batteriespeicher handelt es sich um ein Szenario, bei dem nur der Ausbau an PV-Anlagen und Batteriespeichern geplant ist. Die günstigsten Stromgestehungskosten müssen in Abhängigkeit von der PV-Peakleistung und der Batteriespeicherkapazität bestimmt werden. Für die anderen Monoszenarien ist das Vorgehen analog. Der Batteriespeicher wird lediglich durch das Dampfkraftwerk bzw. durch die P2G2P-Anlage ersetzt.

Bei den Paarszenarien unterscheidet man zwischen den folgenden drei Szenarien:

- Paarszenario Batteriespeicher & Dampfkraftwerk
- Paarszenario Batteriespeicher & P2G2P- Anlage
- Paarszenario P2G2P- Anlage & Dampfkraftwerk.

Die Stromgestehungskosten sind in diesem Fall von drei Parametern abhängig. Am Beispiel des Paarszenarios Batteriespeicher & Dampfkraftwerk sind das die Parameter PV-Peakleistung, Batteriespeicherkapazität und die Leistung des Dampfkraftwerkes. Die anderen Paarszenarien sind analog zu verstehen.

Unter dem Mixszenario versteht man die Kombination aus allen möglichen Optionen. Zu dem Ausbau an PV-Anlagen werden Batteriespeicher, eine P2G2P- Anlage und ein Dampfkraftwerk errichtet. In diesem Fall sind die Stromgestehungskosten von vier Parametern abhängig.

Bei jedem Szenario muss der Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein. Deshalb wird im Folgenden der Verbrauch des Unternehmens betrachtet. Dazu wurden von Max Bögl die Verlaufsaufzeichnungen der Jahre 2018 bis 2020 im Viertelstundentakt bereitgestellt. In Abbildung 3 ist der Verbrauch über die drei Jahre dargestellt.

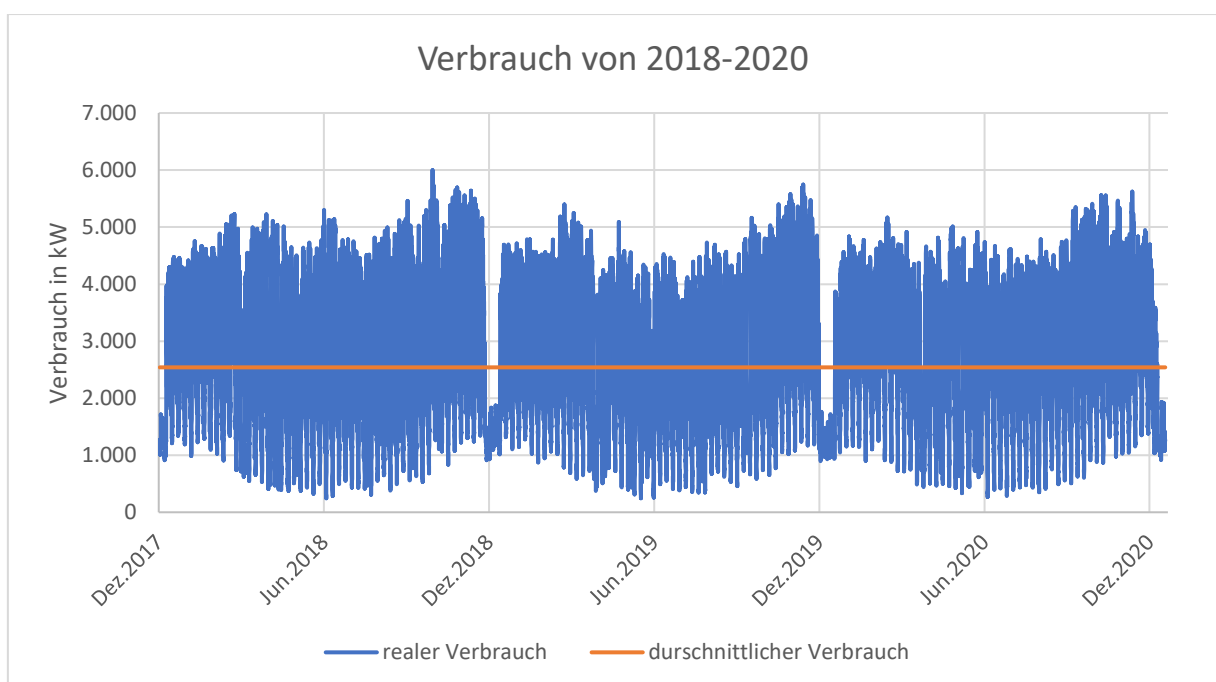


Abbildung 3: Verbrauch von Max Bögl über die Jahre 2018 bis 2020

Deutlich hervor geht, dass der Verbrauch stark schwankt. Zum Jahreswechsel gibt es einen geringeren Verbrauch, durch die Betriebspause durch Weihnachten und Neujahr. Ebenso gibt es Verbrauchminima an den Wochenenden und nachts, weil da weniger produziert wird. Der Spitzenverbrauch beläuft sich auf 6 MW. Im Durchschnitt

liegt der Verbrauch bei 2,54 MW. Aktuell wird der Verbrauch noch zu großen Teilen durch Netzbezug gedeckt. Die dafür entstehenden Kosten von rund 17 ct/kWh müssen von den Szenarien unterboten werden, damit diese wirtschaftlich umsetzbar sind.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Szenarien „Monoszenario Batteriespeicher“ und „Paarszenario Batteriespeicher und Dampfkraftwerk“ untersucht. Dafür wurde im Verlaufe des Projektes ein Analysetool entwickelt. Zunächst werden die einzelnen Komponenten der Szenarien vorgestellt, welche die Grundlage für die Erstellung des Analysetools darstellen.

3. Energiespeicherung mittels Batteriespeicher

In dieser Arbeit wird nur die Speicherung der Überschüsse durch Batteriespeicher untersucht. Deshalb wird nur diese Speichertechnologie im Folgenden näher betrachtet.

Bei den Batterien handelt es sich um Lithium-Ionen-Batterien, welche aufgrund ihrer Verschaltung bei Max Bögl einen Wirkungsgrad von 90 % erreichen. Weiterhin weisen sie einen C-Koeffizient von eins auf. Das bedeutet das die gesamte gespeicherte Energie in einer Stunde abgegeben werden kann. Bei einem C-Koeffizient von zwei könnte die Batterie die gesamte Energie in einer halben Stunde und bei C = 0,5 in zwei Stunden bereitstellen. Ein hoher C- Koeffizient verbessert die Regelbarkeit.

Die jährlichen Kosten der Batterie sind von besonderem Interesse, wenn es im späteren Verlauf um die Berechnung der Stromgestehungskosten geht. Die Investitionskosten für die Anschaffung der Batterien betragen 300.000 €/MWh. Zusätzlich fallen jährlich für den Betrieb Kosten in Höhe von 1 % der Anschaffungskosten an. Die Batterien sollen über 20 Jahre abgeschrieben werden. Ein kalkulatorischer Zinssatz wurde mit 1,5 % berücksichtigt. Somit ergeben sich die Kosten für die Batterien pro Jahr aus der Summe der Betriebskosten und der Annuität, welche sich aus der Abschreibung und dem kalkulatorischen Zinssatz ergibt. Die Berechnung für die jährlichen Kosten pro MWh Batteriekapazität erfolgt nach der folgenden Formel:

$$\frac{\text{Kosten}}{\text{Jahr}} = 1 \% * 300.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 300.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (1 + 1,5 \%)^{20a} * \frac{1,5 \%}{(1 + 1,5\%)^{20a} - 1}$$

Für eine Batterie mit einer Kapazität von 50 MWh belaufen sich die Investitionskosten auf 15.000.000 €. Die jährlichen Kosten werden nachfolgend bestimmt.

$$BK = 0,01 * 300.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 50 \text{ MWh} = 150.000 \text{ €}$$
$$A = 300.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 50 \text{ MWh} * (1 + 1,5 \%)^{20a} * \frac{1,5 \%}{(1 + 1,5\%)^{20a} - 1} = 873.686 \text{ €}$$
$$\frac{\text{Kosten}}{\text{Jahr}} = 150.000 \text{ €} + 873.686 \text{ €} = 1.023.686 \text{ €}$$

Für eine Batterie mit einer Kapazität von 50MWh belaufen sich somit die jährlichen Kosten auf 1.023.686 €.

4. CO₂ neutrale Energieerzeugung

Im Folgenden werden alle bestehenden und geplanten Stromerzeugungsanlagen vorgestellt. Dabei wird das Leistungspotential jeder Anlage betrachtet. Weiterhin wird die Kostenberechnung vorgestellt, welche benötigt wird, um am Ende die Gesamtkosten zu bestimmen.

4.1. Windkraftanlagen

Max Bögl verfügt über drei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 9,6 MW. Die Mittlere Leistung der Anlagen beträgt 2,6 MW. Dass diese im Vergleich zur Nennleistung so gering ausfällt, ist auf Windflauten zurückzuführen, in denen kein Strom erzeugt werden kann. Das nachfolgende Diagramm stellt die Windleistung für den 6. und 7. Januar 2018 dar.

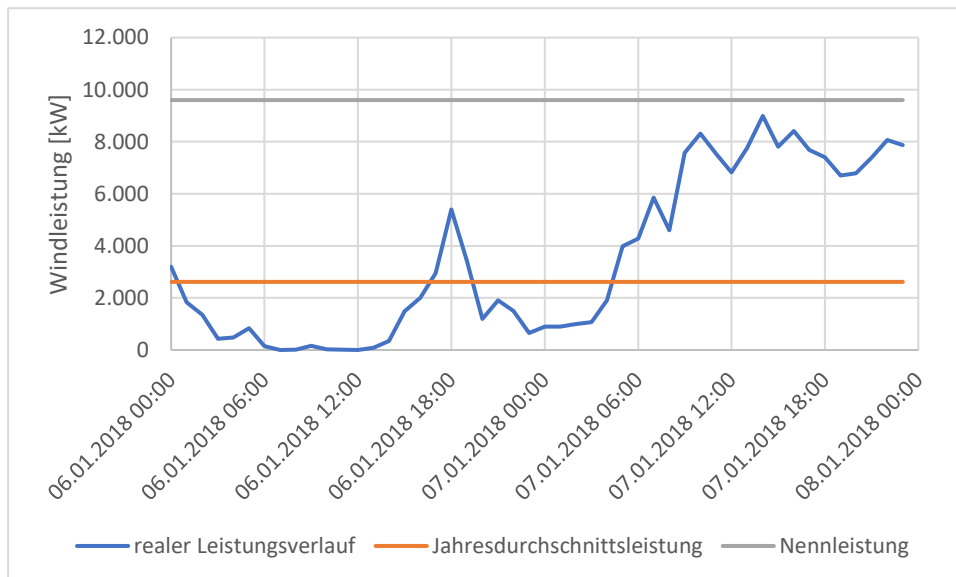


Abbildung 4: Windleistung über 2 Tage der 3 Windkraftanlagen am Standort Sengenthal

Im Diagramm ist gut erkennbar, dass von den Windkraftanlagen keine konstante Leistung bereitgestellt werden kann. Am Anfang des dargestellten Zeitraumes herrscht eine Flaute-Phase und es wird kaum Strom erzeugt. Gegen Ende steigt die Windleistung fast auf Nennleistung.

Im Durchschnitt werden von den drei Windkraftanlagen 22,9 GWh pro Jahr erzeugt. Der Jahresverbrauch von Max Bögl beläuft sich auf 22,3 GWh. Somit kann bilanziell der Stromverbrauch von den drei Windkraftanlagen gedeckt werden. Da die Windkraftanlagen aber nicht genau dann den Strom bereitstellen können, wenn er benötigt wird, reichen die Windkraftanlagen nicht aus, um den Verbrauch zu decken.

Hinzu kommt, dass durch die Flaute-Phasen, in denen kein Strom erzeugt wird, Windkraftanlagen als alleiniger Stromversorger ausscheiden.

Für die Berechnung der jährlichen Kosten der Windkraftanlagen wird die EEG-Vergütung zugrunde gelegt. Für den erzeugten Strom aus den Windkraftanlagen beträgt diese nach Angaben von Max Bögl 8 ct/kWh. Das bedeutet, wenn man den erzeugten Strom ins Netz einspeist, statt ihn selbst zu verbrauchen, erhält man die Vergütung. Um zu verhindern das sich Max Bögl schlechter stellt, als mit der EEG-Vergütung, muss diese als Grundlage für die Berechnungen angesetzt werden Die jährlichen Kosten ergeben sich damit aus dem Produkt der EEG-Vergütung und der über das Jahr erzeugten Leistung aus den Windkraftanlagen.

4.2. Photovoltaikanlagen

Bei PV-Anlagen spielt deren Ausrichtung eine gewisse Rolle, da die Leistung von dem Einfallwinkel der Sonnenstrahlen abhängt. Deshalb werden zwei Typen unterschieden. Anlagen mit Ausrichtung nach Osten und Westen und Anlagen mit Ausrichtung nach Süden. Bei Max Bögl sind bereits in Ost/ West-Ausrichtung Anlagen mit insgesamt 780 kWp installiert und in Süd-Ausrichtung 1.545 kWp. Alle PV-Anlagen die neu errichtet werden, sollen in Süd-Ausrichtung gebaut werden. Wie bei Windkraftanlagen können auch die PV-Anlagen keine konstante Leistung abgeben. Einen Verlauf der erzeugten PV-Leistung über einen bewölkten Tag im Sommer (01.07.2020) ist in Abbildung 5 dargestellt.

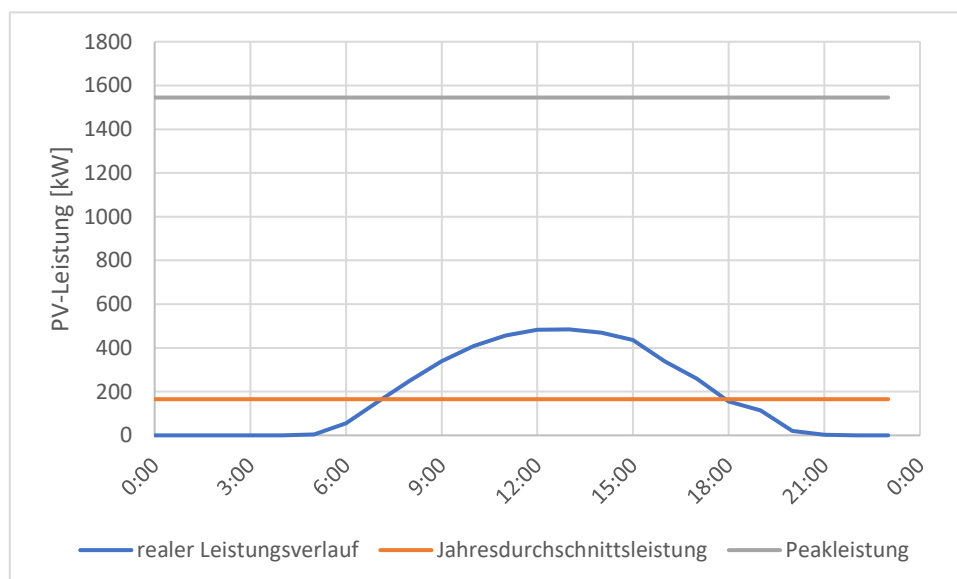


Abbildung 5: Leistung der PV-Anlagen mit Süd-Ausrichtung am 01.07.2020

Deutlich erkennbar ist der typische Leistungsverlauf einer PV-Anlage. Nachts, wenn die Sonne nicht scheint, kann kein Strom erzeugt werden und gegen die Mittagszeit

erreicht die PV-Anlage ein Maximum. Aus der Graphik geht ebenfalls hervor, dass die Anlagen bei Max Bögl die Peakleistung nicht erreichen, sondern deutlich darunterbleiben. Deshalb beläuft sich die mittlere Leistung aller PV-Anlagen in allen Ausrichtungen in Summe nur auf rund 240 kW. Die PV-Anlagen erzeugen insgesamt 2,1 GWh pro Jahr.

Für die PV-Anlagen werden, wie bei den Windkraftanlagen, die EEG-Vergütung als Kosten angesetzt. Nach Angaben von Max Bögl beträgt diese für Strom aus PV-Anlagen 4,9 ct/kWh. Die jährlichen Kosten werden, wie bei den Windkraftanlagen aus dem Produkt der EEG-Vergütung und der erzeugten Leistung aus den PV-Anlagen über ein Jahr berechnet.

4.3. Dampfkraftwerk

Als dritte Energiequelle kommt ein Dampfkraftwerk in Frage. Damit ein Dampfkraftwerk CO₂ neutral betrieben werden kann, wird ein Bio-Brennstoff benötigt. Deshalb wird das Kraftwerk auch als Biomasse-Dampfkraftwerk bezeichnet. Als Brennstoff sollen Hackschnitzel genutzt werden. Unter Hackschnitzel versteht man zerkleinerte Holzstückchen, welche in dem Kraftwerk verbrannt werden. Mit der bei der Verbrennung entstehenden Wärme wird Dampf erzeugt, welcher dann durch eine Turbine und einen Generator genutzt werden kann, um Strom zu erzeugen. Großer Vorteil eines Kraftwerkes ist, dass man unabhängig von der Sonne und dem Wind ist. Dadurch entstehen keine Flaute-Phasen über Nacht oder wenn kein Wind weht. Zusätzlich bietet das Kraftwerk eine Regelmöglichkeit, den erzeugten Strom an den Verbrauch anzupassen.

Aktuell verfügt Max Bögl noch nicht über solch ein Biomasse-Dampfkraftwerk. Ob solch ein Kraftwerk sinnvoll ist, wird im Paarszenario untersucht. Dafür werden die jährlichen Kosten des Kraftwerks benötigt. Die Kosten für das Kraftwerk unterteilen sich in Investitionskosten für die Errichtung des Kraftwerks, Betriebskosten zur Sicherstellung der Einsatzbereitschaft der Anlage und die Brennstoffkosten für den Betrieb. Für die Errichtung des Kraftwerkes liegt ein Angebot mit einem Grundpreis von 7 Mio. € und zusätzlich 2,33 Mio. €/MW Kraftwerksleistung vor. Das bedeutet ein Kraftwerk mit einer Leistung von 6 MW Gesamtleistung kostet $7 \text{ Mio. €} + 6 * 2,33 \text{ Mio. €} = 21 \text{ Mio. €}$. Der Abschreibungszeitraum beträgt wie bei den Batterien 20 Jahre und der kalkulatorische Zins 1,5 %. Somit kann die Annuität für das Kraftwerk nach derselben Formel wie bei den Batterien berechnet werden.

Die Betriebskosten belaufen sich auf 2 % der Investitionskosten. Zusätzlich fallen Brennstoffkosten von 5 ct/kWh an. Die jährlichen Kosten für das Biomasse-Dampfkraftwerk können unter Angabe zusätzlicher Werte wie der jährlich abgegebenen Leistung mit nachfolgender Formel bestimmt:

$$\frac{\text{Kosten}}{\text{Jahr}} = \text{Betriebskosten} + \text{Annuität} + \text{Brennstoffkosten}$$

Das Kraftwerk soll im Sommer für drei Monate außer Betrieb genommen werden. Dafür gibt es mehrere Gründe. Zum einen wird eine Betriebspause für Wartungsarbeiten benötigt und zum anderen wird in den Sommermonaten gerade durch die PV-Anlagen viel Energie erzeugt, so dass das Kraftwerk nicht benötigt wird. Zusätzlich ist der Wärmebedarf des Unternehmens im Sommer geringer. Um die Regelbarkeit des Kraftwerks in den Berechnungen zu berücksichtigen, wurde die Kraftwerksleistung in Grundleistung und flexible Leistung aufgeteilt. Das Verhältnis dabei ist 1/3 Grundleistung und 2/3 flexible Leistung. Wie das Kraftwerk im Betrieb geregelt werden soll, wird später bei der Bewirtschaftungsstrategie des Paarszenarios erläutert.

5. Analysetool

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Bestandteile des Analysetools vorgestellt, welches verschiedene Ausbauszenarien durchrechnen kann. Dazugehören die Bewirtschaftungsstrategien des Monoszenario Batteriespeicher, des Paarszenarios Batteriespeicher und Dampfkraftwerk und die abschließende Kostenberechnung.

5.1. Datengrundlage

Um ein praktisch anwendbares Ausbauszenario zu simulieren, ist es von großer Bedeutung das die Daten, mit denen die Berechnungen erfolgen, möglichst realitätsnah sind. Dazu wurden von Max Bögl vor Ort gemessene Daten bereitgestellt. Hierzu zählen Datensätze wie der Verbrauch am Standort, die Leistung der PV-Anlagen und die Leistung der Windkraftanlagen. Die Strompreise an der Strombörse wurden von SMARD, der Informationsplattform der Bundesnetzagentur über den deutschen Strommarkt, heruntergeladen (Bundesnetzagentur, 2021). Die Strompreise werden benötigt, um die Erlöse zu berechnen, wenn Überschüsse ins öffentliche Netz exportiert werden. Die Datensätze liegen vollständig von den Jahren 2018, 2019 und 2020 im Viertelstundentakt in Excel-Tabellen vor.

Die Datenverarbeitung sowie alle Berechnungen erfolgen in dem Tabellenkalkulationsprogramm Excel. Die Berechnungen werden größtenteils automatisiert durchgeführt. Dazu wurde in Visual Basic for Applications ein Programm geschrieben.

Im ersten Rechenabschnitt des Programms soll geprüft werden, ob Überschüsse erzeugt werden oder ob ein Defizit vorliegt. Dazu wird zunächst die von sämtlichen Anlagen erzeugte Leistung aufsummiert. Diese Summe wird als Umwandlungsvermögen bezeichnet. Die Leistungen der Anlagen und der Verbrauch werden in Bezug auf den Verbrauchsmittelwert über den gesamten Zeitraum gesetzt und in Prozent angegeben.

$$UzuVM = WzuVM + SzuVM + DzuVM$$

Dies soll an einem Beispiel verdeutlicht werden. Bei dem Monoszenario „Batterie“ beträgt die Leistung des Dampfkraftwerkes 0 MW und somit ist $DzuVM = 0 \%$. Angenommen wird eine Windleistung von 3 MW, die Leistung der PV-Anlagen mit 2 MW und der aktuelle Verbrauch mit 2,5 MW. Der Verbrauchsmittelwert soll in diesem Beispiel 2 MW betragen. Daraus ergibt sich:

$$WzuVM = \frac{3 \text{ MW}}{2 \text{ MW}} * 100 \% = 150 \%$$

$$SzuVM = \frac{2 \text{ MW}}{2 \text{ MW}} * 100 \% = 100 \%$$

Für das Umwandlungsvermögen folgt:

$$UzuVM = 150\% + 100 \% = 250 \%$$

Anschließend wird in dem Programm geprüft ob Überschüsse erzielt wurden oder ob ein Defizit vorliegt. Dafür berechnet man die Residualeistung. Diese ergibt sich aus der Differenz von erzeugtem und verbrauchtem Strom, also dem Umwandlungsvermögen und dem Verbrauch. Der dazu benötigte Verbrauchsbezugswert ergibt sich wie folgt:

$$VuVM = \frac{2,5 \text{ MW}}{2 \text{ MW}} * 100 \% = 125 \%$$

Eine Residualeistung größer Null bedeutet es wurden Überschüsse erzielt und eine negative Residualeistung steht für ein Defizit. Die Residualeistung wird ebenfalls auf den Verbrauchsmittelwert bezogen.

$$RzuVM = UzuVM - VuVM$$

$$RzuVM = 250\% - 125\% = 125\%$$

Aus dem Ergebnis lässt sich schließen, dass für den im Beispiel betrachteten Zeitraum Überschüsse in Höhe von 125% erzielt wurden. Diese Berechnungen werden für jeden einzelnen Datensatz ausgeführt. Somit ergeben sich zwei verschiedene Phasen, welche sich das Jahr über abwechseln. Die Überschussphasen und die Defizitphasen. Der nächste Analyseschritt besteht darin, die Strompreise der Strombörse in Phasen einzuteilen. Es wird unterschieden zwischen Preisphasen bei Überschuss und bei Defizit. Zusätzlich wird in jeder Phase das Preismaximum gesucht. Dieser wird benötigt, um im späteren Verlauf den Erlös aus den Exporten zu maximieren. Abschließend werden alle negativen Strompreise bestimmt. Sind die Strompreise negativ, sollen Exporte vermieden werden, da sonst zusätzliche Kosten anfallen. Gibt es keine andere Möglichkeit den überschüssigen Strom zu nutzen z.B. verbrauchen oder speichern dann werden die Überschüsse abgeregelt und bleiben ungenutzt. Diese Überschüsse werden im Folgenden als „nicht nutzbare Überschüsse“ bezeichnet.

Anschließend kann mit der Bewirtschaftung begonnen werden. Für das Monoszenario „Batteriespeicher“ und das Paarszenario „Batteriespeicher & Dampfkraftwerk“ gibt es zwei verschiedene Bewirtschaftungsstrategien.

5.2. Bewirtschaftungsstrategie Monoszenario Batteriespeicher

Zunächst muss eine Vorschauzeit eingestellt werden. Die Vorschauzeit gibt an, anhand wie vieler folgender Datensätze die Bewirtschaftung erfolgen kann. Durch Wetterprognosen kann ungefähr das Umwandlungsvermögen für die nächsten Tage bestimmt werden. In diesem Fall wurde die Vorschauzeit auf drei Tage festgelegt. Das entspricht einer Bewirtschaftung aufgrund der Wetterprognosen von drei Tagen. Je größer die Vorschauzeit gewählt wird, desto besser kann die Batterie ausgenutzt werden. Allerdings sinkt die Genauigkeit der Prognosen mit steigender Prognosezeit. Dies kann zu einer Fehlbewirtschaftung führen, was es zu vermeiden gilt.

Bei der Bewirtschaftung der Batterie wird so geplant, dass diese zum Ende der Vorschauzeit vollständig geladen ist. Dies ist notwendig, da nicht bekannt ist, ob nach der Vorschauzeit eine Überschussphase oder eine Defizitphase folgt. Würde eine Überschussphase folgen, könnte man den Batteriespeicher komplett nutzen, um den Exporterlös zu maximieren, indem man Strom aus der Batterie exportiert. Folgt eine Defizitphase benötigt man den Speicher, um den Verbrauch zu decken. Aus diesem Grund kann der Speicher nicht vollständig geleert werden. Kann der Verbrauch in einer Defizitphase gedeckt werden und die Batterie entlädt sich nicht vollständig, so kann trotz Defizitphase exportiert werden. Anhand der Vorschauzeit werden nun die nächsten eineinhalb Tage bewirtschaftet. Anschließend werden die Prognosezeitpunkte für die nächsten drei Tage herangezogen, um die Bewirtschaftung für die nächsten drei Tage zu planen. Danach werden die nächsten eineinhalb Tage bewirtschaftet. Dies wird in Abbildung 6 verdeutlicht.

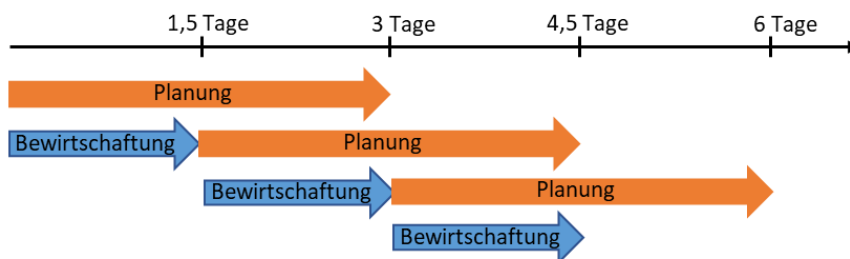


Abbildung 6: Zeitlicher Ablauf der Planung und Bewirtschaftung für eine Vorschauzeit von 3 Tagen

Um Prognoseabweichungen auszugleichen, wird eine Pufferbatteriespeicherkapazität eingeplant, welche nicht zur Bewirtschaftung verwendet wird. Diese dient lediglich als Notfallreserve. Aufgrund hoher Investitionskosten für die Batteriespeicher, sollte diese nicht zu groß ausgelegt werden.

Neben der Verbrauchsdeckung kommt der Batterie noch eine andere entscheidende Rolle zu. Der überschüssige Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen soll nicht nur für Flaute-Phasen gespeichert werden, sondern soll zusätzlich Gewinne durch Export erzielen. Die Batterie bietet die Möglichkeit erzeugte Überschüsse zeitversetzt zu exportieren und dadurch den Exporterlös zu maximieren. Um dies zu verdeutlichen, wird zunächst ein Ausschnitt aus den von Max Bögl bereitgestellten Strompreisen betrachtet, welche für den Export von Strom erzielt werden können. Diese sind in der folgenden Abbildung. 7 in blau dargestellt.

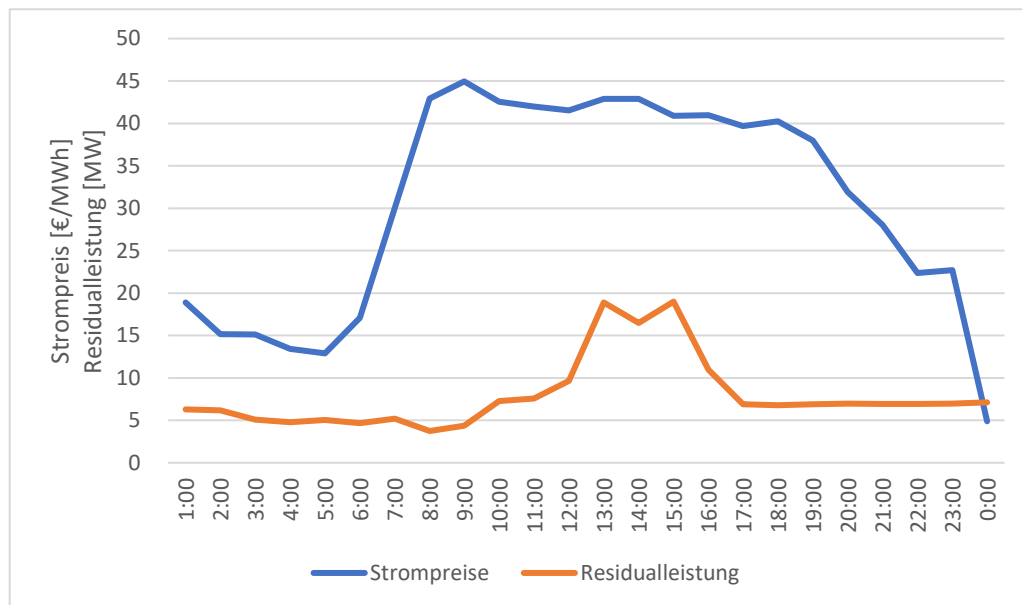


Abbildung 7: Börsenstrompreise & Residualleistung vom 08.01.2018

Dem Verlauf kann entnommen werden, dass die Strompreise von 08:00 bis 18:00 Uhr am höchsten sind. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Stromverbrauch tagsüber deutlich höher ist als nachts. Aufgrund des zeitlich abhängigen Strompreises ist es nicht immer sinnvoll die Überschüsse dann zu exportieren, wenn sie entstehen. In der Abbildung 7 ist mit orange die Residualleistung dargestellt. Diese ist den ganzen Tag größer als Null. Das bedeutet, dass der Verbrauch komplett aus den Windkraft- und PV-Anlagen gedeckt werden kann und nach der Verbrauchsdeckung noch Überschüsse vorhanden sind. Somit wird der Batteriespeicher an diesem Tag nicht benötigt um den Verbrauch zudecken. Überschüsse von 01:00 – 05:00 Uhr sind hauptsächlich auf die Windkraftanlagen zurückzuführen. Diese Überschüsse müssten zeitversetzt ab 08:00 Uhr exportiert werden, um den maximalen Erlös aus Exporten zu erzielen. Dafür kommt die Batterie zum Einsatz. Die Überschüsse werden nachts gespeichert und können dann morgens aus der Batterie entnommen und exportiert werden. Somit können für das Beispiel vom 08.01.2018 die Erlöse fast verdreifacht

werden. Für die Bestimmung der jährlichen Stromgestehungskosten werden die jährlichen Exporterlöse benötigt. Um diese zu ermitteln wird zu jedem einzelnen Zeitschritt das Produkt aus Strompreis, exportierte Überschussleistung und Zeitschrittdauer bestimmt. Somit erhält man für die drei betrachteten Jahre für jede Stunde einen Exporterlös. Diese stündlichen Exporterlöse werden aufsummiert und ergeben somit den Gesamterlös der drei Jahre. Die jährlichen Exporterlöse erhält man aus dem Gesamterlös geteilt durch die Anzahl der Jahre, also Gesamterlös geteilt durch drei.

5.3. Bewirtschaftungsstrategie Paarszenario Batteriespeicher & Dampfkraftwerk

Bei dem Paarszenario Batteriespeicher und Dampfkraftwerk wird die Vorschauzeit ebenfalls wieder auf drei Tage festgelegt. Anhand der Vorschauzeit von drei Tagen werden die nächsten eineinhalb Tage bewirtschaftet. Für die Batterie erfolgt dies analog zum Monoszenario. Zusätzlich muss das Dampfkraftwerk bewirtschaftet werden. Dieses wird mit der Grundleistung betrieben. Dadurch entsteht beim Paarszenario ein höheres Umwandlungsvermögen als im Monoszenario. Daraus resultiert, dass die Anzahl und Größe der Defizitphasen abnehmen. In den verbleibenden Defizitphasen kann das Umwandlungsvermögen weiter gesteigert werden, indem die flexible Dampfkraftwerksleistung zugeschaltet wird. Dies führt zu einer weiteren Verringerung, der durch die Batterie auszugleichende Defizite.

In Überschussphasen hat das Paarszenario den großen Vorteil gegenüber dem Monoszenario, dass durch das Herunterregulieren des Dampfkraftwerkes die nicht nutzbaren Überschüsse minimiert werden können. Bei dem Monoszenario kommt es vor, dass die Batterie vollgeladen und die maximale Exportleistung erreicht wird. Dann müssen die Überschüsse durch Abschalten einzelner Anlagen abgeregelt werden. Durch das zusätzliche Dampfkraftwerk im Paarszenario besteht die Möglichkeit, statt der PV- und Windkraftanlagen das Dampfkraftwerk herunter zu regeln. Dadurch werden die Brennstoffkosten eingespart und es müssen weniger PV- und Windkraftanlagen abgeregelt werden.

Die Exporterlösmaximierung wird, wie im Monoszenario, durch die Batterie umgesetzt. Ist der Strompreis an der Börse über den Brennstoffkosten für das Dampfkraftwerk, dann können zusätzliche Exporterlöse durch das Dampfkraftwerk erzielt werden. Diese fallen dann in Höhe der Differenz aus Börsenstrompreis und Brennstoffkosten

aus. Abschließend werden analog zum Monoszenario wieder die jährlichen Exporterlöse bestimmt.

5.4. Bestimmung der Stromgestehungskosten

Die Szenarien bestehen aus den Windkraft- und PV-Anlagen, sowie den Batteriespeichern. Zusätzlich gibt es beim Paarszenario das Dampfkraftwerk. Diese Komponenten verursachen jährlich anfallende Kosten. Die jährlich anfallenden Kosten für die Erzeugung und Speicherung von Strom ergeben sich wie folgt:

$$K_{ES} = K_W + K_{PV} + K_{BS} + K_{Batterie} + K_{DKW}$$

Als weitere Kosten fallen die EEG-Umlagen und Stromsteuern an, die Max Bögl auf den selbst produzierten Strom zahlen muss. Diese ergeben sich zu

$$K_{SU} = V * (EEG_Umlage + Stromsteuer)$$

Die EEG-Umlage beträgt 65 €/MWh (Bundesnetzagentur, o.J.). Davon zahlt Max Bögel gemäß EEG 2021 §61b und §61c eine reduzierte EEG-Umlage von 40 %, da der Strom zur Eigenversorgung genutzt wird (BMJV, 2021). Somit fällt dafür ein Betrag von 26 €/MWh an. Die Stromsteuer beträgt 20,50 €/MWh (BMJV, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, o.J.). In Summe fallen jährlich umgerechnet 4,65 Ct/kWh für die Umlage und Steuer an. Den Kosten stehen die Exporterlöse gegenüber. Die Berechnung der Exporterlöse wurde bereits am Ende von Kapitel 5.2. vorgestellt. Die jährlichen Stromgestehungskosten können nun wie folgt bestimmt werden:

$$SGK = \frac{K_{ES} + K_{SU} - E_{exp}}{V}$$

Mit der Bestimmung der jährlichen Stromgestehungskosten ist das Ausbauszenario fertig berechnet. Damit ein Szenario wirtschaftlich arbeitet, muss es den aktuellen Strompreis von Max Bögl von rund 17 ct/kWh unterbieten. Andernfalls kann der Verbrauch zwar CO₂ neutral gedeckt werden, aber man zahlt dafür mehr, als wenn man den Strom aus dem Netz bezieht.

6. Auswertung

Mithilfe einer Schleife über das gesamte Analysetool können mehrere Varianten nacheinander durchgerechnet werden. Dafür müssen zu Beginn in einer Tabelle Startwerte, Schrittweiten und Endwerte für die variablen Parameter festgelegt werden. Anschließend werden durch das Analysetool die Ausbauvarianten für das angegebene Parameterintervall durchgerechnet.

6.1. Monoszenario Batteriespeicher

Bei dem Monoszenario gibt es die Freiheitsgrade Batteriespeicherkapazität und PV-Leistung. Somit hat das Ergebnis des Analysetools eine Matrixform. In der nachfolgenden Tabelle 1 ist ein Programmdurchlauf mit großer Schrittweite dargestellt.

Tabelle 1: Ergebnisse Monoszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp] & Batteriespeicherkapazität [MWh]

PV \ Batteriekapazität	40	60	80	100	120	140	160	180	200
200	34,25	36,51	39,54	42,95	46,53	50,26	54,07	57,97	61,89
300	43,35	45,64	48,67	52,08	55,68	59,42	63,24	67,15	71,07
400	52,51	54,81	57,85	61,28	64,88	68,63	72,44	76,35	80,27
500	61,68	63,98	67,05	70,48	74,09	77,83	81,65	85,55	89,47
600	70,85	73,18	76,25	79,69	83,29	87,03	90,85	94,75	98,67

Die PV-Leistung wurde in Megawatt Peakleistung angegeben. Die Leistungsangaben für PV-Anlagen in der Tabelle beziehen sich somit nicht auf die tatsächliche Leistung, sondern auf die zu installierende Peakleistung. Mit roter Farbe sind alle Ausbauszenarien hinterlegt, welche nicht die vollständige Selbstversorgung sicherstellen können. Bei diesen Szenarien muss zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen werden, damit der Stromverbrauch gedeckt werden kann. Mit grün ist jeweils das günstigste Ausbauszenario für eine bestimmte PV-Peakleistung markiert. Anfangs wurde die Schrittweite sehr groß gewählt, um abschätzen zu können, in welcher Größenordnung die günstigsten Stromgestehungskosten liegen. Nach den ersten Berechnungen befinden sich diese bei ca. 100 MWp PV-Leistung und einer Batteriespeicherkapazität von 300 MWh. Dies lässt sich aus Tabelle 1 oder den Abbildungen 8 und 9 bestimmen. In Abbildung 8 sind die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der PV-Peakleistung dargestellt. Es ergibt sich eine Kurve mit einem Minimum. Anfangs sind die hohen Preise auf die Kosten für große Batteriespeicher zurückzuführen. Diese werden benötigt, da bei kleinerer PV-Peakleistung mehr Defizitphasen entstehen. Mit steigender PV-Peakleistung kann die Batteriespeicherkapazität verringert werden, was zu sinkenden Kosten führt. Ab einer bestimmten Batteriespeicherkapazität kann diese nicht weiter durch mehr PV-Anlagen

gesenkt werden, da die Batterie eine gewisse Mindestkapazität braucht, um über die längste Dunkelphase die Stromversorgung sicher zu stellen. Deshalb steigen ab dem Punkt die Stromgestehungskosten wieder an, da durch weitere PV-Anlagen mehr Investitionskosten anfallen aber nicht mehr eingespart werden kann.

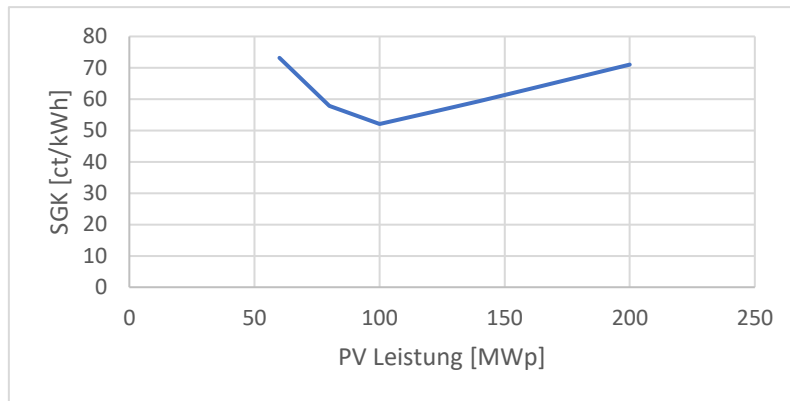


Abbildung 8: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der PV-Peakleistung

Stellt man die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität dar, erhält man näherungsweise eine Gerade. Dies ist in Abbildung 9 dargestellt. Aufgrund der Mindestbatteriespeicherkapazität ist eine Batteriespeicherkapazität unter 300 MWh nicht möglich. Mit steigenden Investitionskosten für mehr Batteriespeicherkapazität steigen die Stromgestehungskosten an.

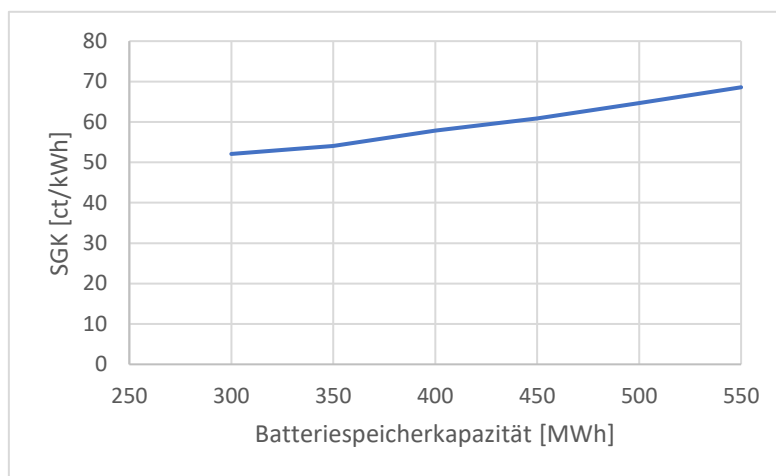


Abbildung 9: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität

Nun wird eine feinere Schrittweite gewählt, um das Optimum zu finden. Als Startwerte wählt man Werte etwas kleiner als das graphisch bestimmte Optimum und als Endwerte etwas größere Werte. Aus Tabelle 2 ergibt sich das Optimum für das Monoszenario bei einer PV-Peakleistung von 98 MWp und einer Batteriespeicherkapazität von 300 MWh. Die günstigsten Stromgestehungskosten betragen 51,7 ct/kWh.

Tabelle 2: Kostenoptimum Monoszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp] & Batteriespeicherkapazität [MWh]

Batteriekapazität \ PV	PV		
	97	98	99
299	51,47	51,62	51,81
300	51,56	51,71	51,90
301	51,65	51,80	52,00

Die Kosten, die dabei für die einzelnen Komponenten anfallen sowie die Exporterlöse sind in Abbildung 10 abgebildet.

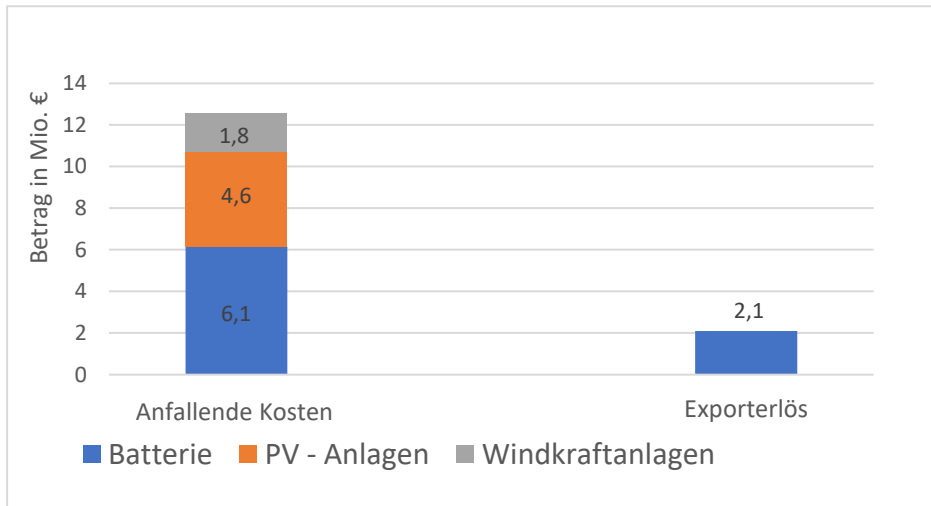


Abbildung 10: jährliche Kosten und Exporterlöse des Monoszenarios

Der jährliche Verbrauch liegt bei 22.268 MWh. Für die EEG-Umlage und Stromsteuer fallen 4,65 ct/kWh an. Die Kosten für Strom aus den Windkraftanlagen betragen 1.834.926 € und für Strom aus PV-Anlagen 4.594.779 €. Für die Stromspeicherung durch die Batteriespeicher fallen 6.147.725 € an. Abzüglich des Exporterlöses von 2.097.527 € fallen somit jährlich 10.479.904 € an. Die Stromgestehungskosten betragen somit:

$$SGK = \frac{10.479.904 \text{ €}}{22.268 \text{ MWh}} + 4,65 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 47,06 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} + 4,65 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 51,71 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$$

Am Ende von Kapitel 5.4. wurde beschrieben, dass die Stromgestehungskosten unter 17 ct/kWh liegen müssen, damit das Szenario wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Dieses Ziel kann mit diesem Szenario nicht erreicht werden.

Das ist auf eine sehr lange Dunkelflaute im November 2020 zurückzuführen. Über drei Wochen erzeugen die PV- und Windkraftanlagen nur sehr wenig Strom. Zusätzlich ist der Stromverbrauch in den Wintermonaten etwas höher als in den Sommermonaten. Um sich über diese Zeit CO₂ neutral versorgen zu können, werden sehr große Batteriespeicher benötigt. Der Verbrauch wird dann größten Teils durch diese gedeckt.

Aufgrund der sehr hohen Investitionskosten für Batteriespeicher steigen somit die Stromgestehungskosten stark an. Zusätzlich wird sehr viel PV-Leistung benötigt, um die gesamten Batteriespeicherkapazitäten für die Dunkelflaute aufzuladen. Auch dafür fallen hohe Investitionskosten an. Ein weiterer Nachteil, der aus der hohen PV-Leistung resultiert ist, dass viele nicht nutzbare Überschüsse entstehen. Für solch eine hohe PV-Leistung wäre eine größere Netzanschlussleistung nötig. Dann können mehr Überschüsse exportiert und die Stromgestehungskosten somit gesenkt werden.

6.2. Paarszenario Batteriespeicher und Dampf

Aufgrund des zusätzlichen Dampfkraftwerkes im Vergleich zum Monoszenario sind die Ergebnisse nicht in einer Matrixform, sondern in mehreren Matrizen dargestellt. In einer Matrix sind die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der PV-Peakleistung und der Batteriespeicherkapazität für eine bestimmte Dampfkraftwerksleistung abgebildet. Auf der Suche nach den optimalen Stromgestehungskosten wird zunächst wieder ein Intervall mit großer Schrittweite durchlaufen. Dadurch kann abgeschätzt werden, wo das Optimum zu finden ist. Ein Ausschnitt davon wird in Abbildung 11 dargestellt. Aus diesen Voruntersuchungen wird bereits klar, dass die Stromgestehungskosten durch das Biomasse-Dampfkraftwerk im Vergleich zum Monoszenario deutlich gesenkt werden können.

DKW	2										
BatKap\PV	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	
10	20,93	21,14	21,38	21,67	22,05	22,52	23,08	23,71	24,40	25,13	
25	21,61	21,85	22,12	22,43	22,81	23,29	23,86	24,48	25,14	25,85	
40	22,78	23,00	23,27	23,59	23,97	24,44	24,98	25,61	26,26	26,97	
55	23,96	24,21	24,52	24,81	25,18	25,67	26,23	26,84	27,52	28,22	
70	25,20	25,49	25,79	26,11	26,49	26,98	27,54	28,14	28,81	29,52	
85	26,53	26,79	27,10	27,44	27,82	28,32	28,86	29,46	30,15	30,87	
100	27,80	28,09	28,41	28,72	29,13	29,62	30,19	30,79	31,47	32,19	

DKW	3										
BatKap\PV	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	
10	21,38	21,63	21,91	22,23	22,63	23,13	23,71	24,36	25,06	25,80	
25	22,19	22,44	22,74	23,06	23,46	23,95	24,53	25,17	25,85	26,60	
40	23,36	23,61	23,91	24,24	24,64	25,14	25,70	26,34	27,04	27,76	
55	24,61	24,87	25,18	25,51	25,90	26,41	26,97	27,61	28,30	29,03	
70	25,94	26,21	26,52	26,84	27,24	27,74	28,31	28,95	29,64	30,36	
85	27,25	27,55	27,86	28,18	28,59	29,10	29,65	30,28	30,99	31,71	
100	28,61	28,91	29,23	29,55	29,95	30,46	31,03	31,65	32,36	33,08	

DKW	4										
BatKap\PV	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	
10	22,15	22,41	22,70	23,04	23,45	23,96	24,55	25,22	25,92	26,68	
25	23,01	23,26	23,56	23,90	24,31	24,82	25,40	26,05	26,74	27,49	
40	24,18	24,43	24,73	25,08	25,50	26,00	43,98	27,21	27,91	28,65	
55	25,46	25,72	26,03	26,38	26,79	27,27	27,85	28,49	29,20	29,93	
70	26,79	27,05	27,36	27,71	28,13	28,61	29,19	29,82	30,53	31,26	
85	28,11	28,40	28,72	29,06	29,48	29,98	30,54	31,18	31,88	32,62	
100	29,48	29,77	30,08	30,42	30,84	31,34	31,91	32,54	33,25	33,97	

Abbildung 11: Ergebnisse Paarszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp], Batteriespeicherkapazität [MWh] & Kraftwerksleistung [MW]

Mit einer feineren Schrittweite ergibt sich das Kostenoptimum für das Paarszenario bei einer Leistung des Biomasse-Dampfkraftwerk von 3 MW, einer PV-Peakleistung von 35 MWp und einer Batteriespeicherkapazität von 72 MWh. Diese Werte können Tabelle 3 entnommen werden. Ebenfalls aus Tabelle 3 ergeben sich die günstigsten Stromgestehungskosten von 27,01 ct/kWh.

Tabelle 3: Kostenoptimum Paarszenario, SGK [ct/kWh] in Abhängigkeit von PV [MWp], Batteriespeicherkapazität [MWh] & Kraftwerksleistung [MW]

DKW	3		
PV	34	35	36
Batteriespeicherkapazität			
71	26,82	26,92	27,00
72	26,94	27,01	27,09
73	27,03	27,10	27,17

Die Aufschlüsselung der für dieses Szenario entstehenden Kosten sowie die erzielten Exporterlöse werden in der Abbildung 12 dargestellt. Trotz des zusätzlichen Kraftwerkes betragen die anfallenden Kosten lediglich die Hälfte der Kosten, die beim Monoszenario anfallen. Das ist auf die Einsparungen durch eine deutlich kleinere Batteriespeicherkapazität und weniger zu installierende PV-Anlagen zurückzuführen. Für die Batteriespeicher fallen pro Jahr 1,5 Mio. € statt 6,1 Mio. € wie beim Monoszenario an. Das führt zu einer jährlichen Ersparnis von 4,6 Mio. €. Durch weniger PV-Anlagen können jährlich rund 3 Mio. € gespart werden. Der Einsparung von insgesamt 7,6 Mio. € pro Jahr stehen die jährlichen Kraftwerkskosten von ungefähr 1,5 Mio. € und die um 0,6 Mio. € geringeren Exporterlöse gegenüber. Die Kosten für die Windkraftanlagen bleiben unverändert, da die Windkraftanlagen dieselbe Leistung wie beim Monoszenario liefern.

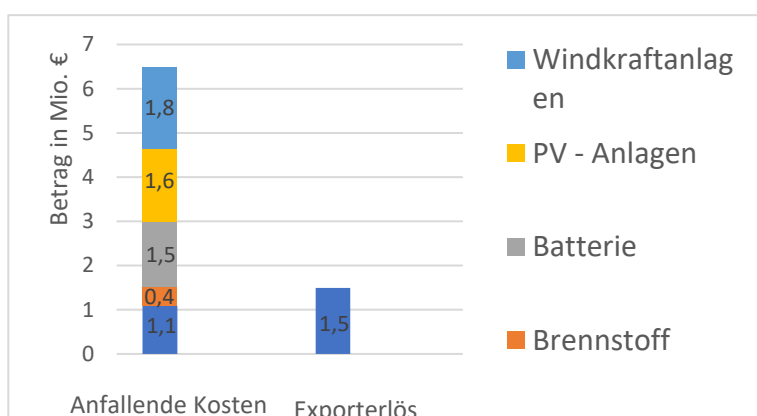


Abbildung 12: jährliche Kosten und Exporterlöse des Paarszenarios

Trotz dieser großen Einsparung kann der aktuelle Strompreis für Strom aus dem Netz nicht unterboten werden. Somit kann auch mit dem Paarszenario der Verbrauch von Max Bögl nicht wirtschaftlich CO₂ neutral gedeckt werden.

7. Fazit

Abschließend lässt sich festhalten, dass sowohl Mono- als auch Paarszenario nicht geeignet sind, um für Max Bögl am Standort Sengenthal eine klimaneutrale Stromversorgung umzusetzen. Die Ergebnisse der beiden Szenarien sind in der nachfolgenden Tabelle gegenübergestellt.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der beiden Szenarien

	Batterie- speicher- kapazität [MWh]	PV- Peakleistung [MWp]	Dampfkraft- werksleitung [MW]	Leistung der Windkraft- anlagen [MW]	jährliche Kosten [Mio. €]	jährlicher Exporterlös [Mio. €]	SGK [ct/kWh]
Monoszenario Batteriespeicher	300	98	-	9,6	12,5	2,1	51,7
Paarszenario Batteriespeicher & Dampfkraftwerk	72	35	3	9,6	6,4	1,5	27,0

Die Ergebnisse haben nur eine bedingte Aussagefähigkeit, da lediglich ein Zeitraum von drei Jahren analysiert wurde. Für aussagekräftigere Ergebnisse bräuchte man Daten über einen größeren Zeitraum. Es besteht die Möglichkeit das die drei untersuchten Jahre überdurchschnittlich gut geeignet sind, um Strom mit regenerativen Energiequellen zu erzeugen. Das kann dazu führen, dass der Verbrauch in besonders ungünstigen Jahren, mit beispielsweise weniger Sonnenstunden, nicht gedeckt werden kann. Allerdings befinden sich in den drei betrachteten Jahren im November 2020 drei Wochen, in denen nur sehr wenig Strom von den PV- und Windkraftanlagen erzeugt wird. Somit ist in dem Analysezeitraum ein „Worst Case Szenario“ enthalten. Längere Dunkelflauten sind in Deutschland sehr selten (Deutscher Wetterdienst, o.J.).

Beide Szenarien sind aktuell nicht wirtschaftlich umsetzbar. Das Monoszenario Batteriespeicher wird in der Zukunft eher eine untergeordnete Rolle spielen. Für das Paarszenario aus Batteriespeicher und Biomasse-Dampfkraftwerk besteht die Möglichkeit, dass dieses in Zukunft rentabel sein könnte. Allein durch die steigenden Industriestrompreise wird das Szenario interessanter. Zusätzlich können Maßnahmen ergriffen werden, die die Stromgestehungskosten senken. Von der politischen Seite aus können beispielsweise die Stromsteuer und EEG-Umlage auf selbst erzeugten und verbrauchten Strom erlassen werden. Dadurch würden die Stromgestehungskosten von 27 ct/kWh um 4,6 ct/kWh gesenkt werden. Somit würden

die Stromgestehungskosten nur noch 22,4 ct/kWh betragen. Weiterhin würden die Stromgestehungskosten sinken, wenn die EEG-Vergütung gesenkt wird, da diese als Kosten für PV- und Windkraftanlagen angesetzt ist. Auch auf der technischen Seite bestehen Möglichkeiten die Kosten weiter zu senken. Ein Ansatz ist die Wirkungsgradverbesserung bei Solarmodulen. Aktuell liegt der Wirkungsgrad bei monokristallinen Solarmodulen bei ca. 22 % (Photovoltaik.org, o.J.). Durch intensive Forschung ist es gelungen Solarmodule mit Wirkungsgraden bis 35 % zu entwickeln (Kempkens, 2019). Auf Grund der bereits hohen Wirkungsgrade der Batterien, kann hier nicht mit einer deutlichen Wirkungsgradsteigerung gerechnet werden. Jedoch können die Kosten für die Batterie gesenkt werden, um somit die Stromgestehungskosten zu senken. Eine Alternative zu den teuren Lithium-Ionen-Batterien könnte die Zink-Luft-Batterie bieten. Die Zink-Luft-Batterie ist deutlich günstiger in der Herstellung und umweltfreundlicher. Jedoch ist die Technologie noch nicht für praktische Anwendungen ausgereift und bedarf deshalb noch weiterer Entwicklung. Trotzdem wird ihr ein großes Potenzial für die Zukunft eingeräumt. (WWU Münster, 2021). Zusätzlich gibt es noch viel mehr Optimierungsmöglichkeiten bei Max Bögl als im Analysetool umgesetzt wurden.

Somit stehen die Chancen nicht schlecht, dass sich Max Bögl am Standort Sengenthal in Zukunft zu einer autarken Energiezelle entwickeln kann.

8. Quellenverzeichnis

- BMJV. (2021). *Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz*. Abgerufen am 16. 08 2021 von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/
- BMJV. (o.J.). *Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz*. Abgerufen am 06. 08 2021 von https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/__3.html
- BMU. (06. 10 2020). *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit*. Abgerufen am 16. 06 2021 von <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/>
- Bundesnetzagentur. (o.J.). Abgerufen am 20. 07 2021 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/E/EEG_Umlage.html
- Bundesnetzagentur. (2021). *SMARD*. Abgerufen am 16. 08 2021 von <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:5,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE%22,%22from%22:1483225200000,%22to%22:1514761199999,%22selectedFileType%22:%22XLS%22%7D>
- DWD. (o.J.). *Deutscher Wetterdienst*. Abgerufen am 17. 06 2021 von <https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html?nn=344886#buehneTop>
- DWD. (o.J.). *Deutscher Wetterdienst*. Abgerufen am 19. 07 2021 von https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/180306/ertragsausfaelle_ee_pk_2018.html
- IHK. (o.J.). *Industrie- und Handelskammer Nürnberg für Mittelfranken*. Abgerufen am 15. 07 2021 von <https://www.ihk-nuernberg.de/de/media/PDF/Innovation-Umwelt/Energie/merkblatt-energie-und-stromsteuer.pdf>
- Kempkens, W. (03. 09 2019). *Ingenieur.de*. Abgerufen am 19. 07 2021 von <https://www.ingenieur.de/technik/forschung/entwicklung-von-solarzellen-laesst-weltrekorde-purzeln/>
- Max Bögl. (08.06.2021). Aufbau eines innovativen Energienetzes. *Energiekonferenz*, (S. 8).
- Photovoltaik.org*. (o.J.). Abgerufen am 21. 07 19 von <https://www.photovoltaik.org/wissen/photovoltaik-wirkungsgrad>
- Quaschnig, V. (2019). *Regenerative Energiesysteme*. München: Carl Hanser Verlag.
- Umweltbundesamt. (o.J.). *Umweltbundesamt*. Abgerufen am 16. 06 2021 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimafolgen-anpassung/folgendes-klimawandels-0#klimamodelle-erlauben-aussagen-uber-klimaveranderung>
- WWU Münster. (04. 01 2021). Abgerufen am 19. 07 2021 von <https://www.uni-muenster.de/news/view.php?cmdid=11469>

Eidesstaatliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt, nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, alle benutzten Quellen und Hilfsmittel angegeben sowie wörtliche und sinngemäße Zitate gekennzeichnet habe.

Nürnberg, 16.08.2021

Julian Plautz