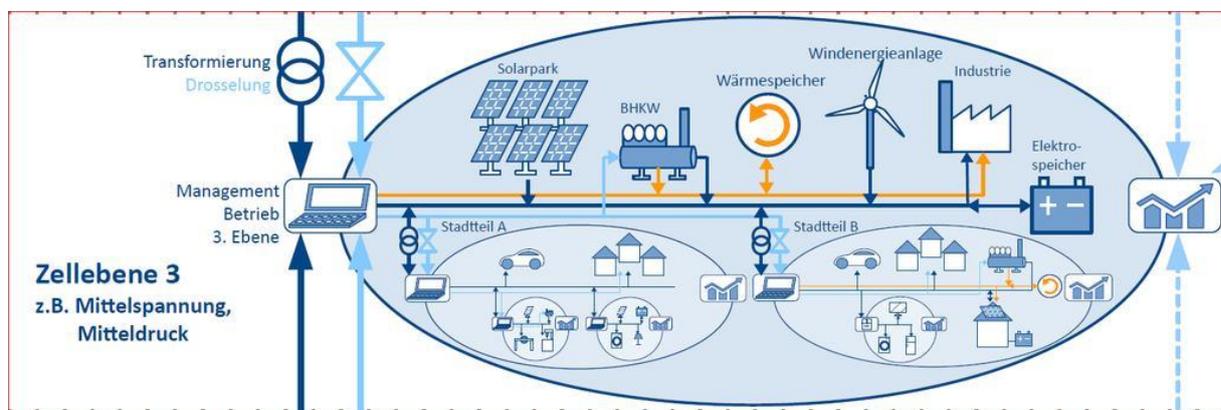


Forschungsbericht

Regenerative Eigenstromversorgung der Energiezelle Max Bögl am Standort Sengenthal

Ausbauszenario Dampfkraftwerk und Power to Gas to Power

SVF_dEZ_MB



Quelle: <http://docplayer.org/194014060-Aufbau-eines-innovativen-energienetzes-energiezelle-max-boegl.html>

Bearbeiter:

Name: Carolin Aßmann

Fakultät: Maschinenbau und Versorgungstechnik

Universität: Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm

Fachrichtung: Energietechnik

Matrikelnummer: 3149286

E-Mail: assmann.carolin94@gmail.com

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	II
Tabellenverzeichnis.....	II
Abbkürzungsverzeichnis.....	III
1. Einführung.....	1
1.1 Untersuchungsgebiet und Forschungsablauf.....	1
1.2 Forschungsfragen.....	2
2. Ist-Zustand bei der Energiezelle Max Bögl in Sengenthal.....	3
2.1 Windkraftanlagen.....	3
2.2 Photovoltaikanlagen.....	4
2.3 Fernwärme und Speicher.....	4
2.4 Verbrauch.....	4
2.5 Kosten.....	5
2.6 Sicherheiten.....	5
3. Monoszenario Biomasse-Dampfkraftwerk.....	6
3.1 Steuerung des Biomasse-Dampfkraftwerks im Berechnungsprogramm.....	6
3.2 Ablauf zur Findung der geringsten Stromgestehungskosten.....	8
3.3 Ergebnis zu den geringsten Stromgestehungskosten.....	9
4. Paarszenario Biomasse-Dampfkraftwerk und Power to Gas to Power.....	12
4.1 Steuerung der Power to Gas to Power-Anlage im Berechnungsprogramm.....	12
4.2 Steuerung des Biomasse-Dampfkraftwerks im Berechnungsprogramm.....	13
4.3 Ablauf zur Findung der geringsten Stromgestehungskosten.....	14
4.4 Ergebnis zu den geringsten Stromgestehungskosten.....	15
5. Fazit.....	18

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilung der erzeugten Windleistung im Jahre 2020	3
Abbildung 2: Verteilung der erzeugten Photovoltaikleistung im Jahre 2018	4
Abbildung 3: Verteilung des Verbrauchs im Jahre 2020	5
Abbildung 4: Verlauf der Gesamtleistung des Dampfkraftwerks über den Monat Dezember des Jahres 2020 im Monoszenario.....	7
Abbildung 5: Vergleich der geringsten Stromgestehungskosten in der Zielmatrize	10
Abbildung 6: Kostenverteilung der geringsten Stromgestehungskosten im Monoszenario	11
Abbildung 7: Aufbau einer Power to Gas to Power-Anlage	12
Abbildung 8: Verlauf der Gesamtleistung des Dampfkraftwerks über die Monate September und Oktober des Jahres 2020 im Paarszenario	13
Abbildung 9: Vergleich der Stromgestehungskosten in der Zielmatrize.....	16
Abbildung 10: Kostenverteilung bei den geringsten Stromgestehungskosten des Paarszenarios	17

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Matrize der Stromgestehungskosten im Monoszenario	8
Tabelle 2: Matrize zu den geringsten Stromgestehungskosten im Monoszenario	9
Tabelle 3: Matrizen der Stromgestehungskosten im Paarszenario.....	14
Tabelle 4: Matrize zu den niedrigsten Stromgestehungskosten im Paarszenario	15

Abkürzungsverzeichnis

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
€	EURO
H ₂	Diwasserstoff
H ₂ -CHP	Diwasserstoff-Combined Heat and Power
P2G2P	Power to Gas to Power
DKW	Dampfkraftwerk
kW	Kilowatt
ct/kWh	Cent pro Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
€/MWh	Euro pro Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
GWh/a	Gigawattstunde pro Jahr

1. Einführung

Dieser Bericht soll einen Überblick über ein von der technischen Hochschule Georg Simon Ohm veranlasstes Projekt verschaffen, welches von den Studenten selbstständig erarbeitet und recherchiert wurde. Das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der Firma „Max Bögl“ realisiert. Die Firmengruppe „Max Bögl“ ist ein internationales Bauunternehmen, welches zu den Größten in der deutschen Bauindustrie zählt. Zudem ist die Firmengeschichte seit der Gründung im Jahr 1929 von Innovationskraft in Forschung und Technik geprägt. Zu Themen wie erneuerbare Energien, Urbanisierung, Mobilität und Infrastruktur verwirklicht die Firmengruppe innovative Lösungen und Eigenentwicklungen für die Zukunft. Aus den genannten Gründen handelt es sich bei dem Unternehmen „Max Bögl“, um einen idealen Kandidaten für ein Projekt, bei dem es um erneuerbare Energien und die Selbstversorgung einer Firma geht. Die Gründe für den Wechsel zur Selbstversorgung der Firma „Max Bögl“ und die daraus resultierenden Veränderungen sowie der Ablauf des Projekts werden im Weiteren näher erläutert.

1.1 Untersuchungsgebiet und Forschungsablauf

Die stetig ansteigenden Umgebungstemperaturen und die damit verbundenen Klimafolgen, aber auch die steigenden Strompreise und CO₂-Steuern, veranlassen deutsche Firmen dazu ihr Unternehmen nachhaltiger zu gestalten. Die Firma „Max Bögl“ am Standort Sengenthal hat in Zusammenarbeit mit der technischen Hochschule Georg Simon Ohm aus den bereits genannten Gründen dieses Forschungsprojekt ins Leben gerufen. Mit Hilfe des Projekts soll ein Wechsel von verwendeten konventionellen Energieerzeugern auf regenerative Energieerzeuger realisiert werden.

Im Projekt soll mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie einem neu zu bauenden Biomasse-Dampfkraftwerk Strom- und Wärmeenergie erzeugt werden. Die dabei generierten Überschüsse werden in Batterie- sowie Power to Gas to Power-Anlagen gespeichert und bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt für die Energieeinspeisung/-erzeugung verwendet. Bei Überschüssen handelt es sich um ein Mehr an erzeugter Energie, als in der Anlage Sengenthal verbraucht werden kann. Ist die Speicherkapazität der Anlage ausgeschöpft, werden zusätzlich generierte Überschüsse zu einem möglichst hohen Strompreis verkauft. Ist der zu erzielende Stromerlös für die Einspeisung ins Netz zu klein, werden die Anlagen heruntergefahren oder sogar abgeschaltet, um Überkapazitäten und Verluste auf der Erzeugerseite zu vermeiden.

Für eine Analyse wurden von der Firma „Max Bögl“ Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der Jahre 2018 bis 2020 zur Verfügung gestellt. Aufgrund dieser Daten konnte ein Excel-Berechnungsprogramm mit „Visual Basic“ programmiert werden. Dieses Programm berechnet die geringsten Stromgestehungskosten der verschiedenen Szenarien. Diese Stromgestehungskosten setzen sich aus den Invest- und Betriebskosten für die Anlagen, der EEG-Vergütung und den Steuern zusammen. Für die EEG- sowie Wind- und Photovoltaikanlagen erhält der Betreiber Max Bögl vom Staat eine Vergütung, damit die Firma

den erzeugten Strom ins Netz einspeist. Bei der reinen Selbstversorgung würden diese EEG-Vergütungen wegfallen, da die Firma „Max Bögl“ den erzeugten Strom selbst nutzen würde. Bei der Selbstversorgung ist durch das Wegfallen der Einnahmequelle der Vergütung geplant, den nicht nutzbaren Strom an der Strommarktbörse zu verkaufen, um zusätzliche Erlöse/Einnahmen zu generieren. Im Bericht „Regenerative Eigenstromversorgung der Energiezelle Max Bögl am Standort Sengenthal“ von Christan Ackermann wird dieses Berechnungsprogramm detaillierter beschrieben.

Das Ziel des Projekts ist es, keinen Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen und sich zu 100 Prozent selbst aus regenerativen Energiequellen zu versorgen. Dabei sollen sich die Stromgestehungskosten aber auf weniger belaufen als die bisherigen Kosten von 17 ct/kWh. Diese Kosten fallen im Moment am Strommarkt an, um den Standort Sengenthal mit Strom zu versorgen.

1.2 Forschungsfragen

- Die Frage, die es zu beantworten gilt, ist, ob mit einem zusätzlichen Dampfkraftwerk und der Power to Gas to Power-Anlage niedrigere Stromgestehungskosten erreicht werden können, als die Firma „Max Bögl“ derzeit für den Strombezug aus dem deutschen Stromnetz bezahlt.
- Zudem stellt sich die Frage, ob für die Erzeugung der benötigten Leistung zu möglichst niedrigen Stromgestehungskosten überhaupt eine Power to Gas to Power-Anlage gebaut werden muss oder ob das neue Dampfkraftwerk ausreicht.

2. Ist-Zustand bei der Energiezelle Max Bögl in Sengenthal

In diesem Abschnitt soll der Ist-Zustand der Energiezelle „Max Bögl“ in Sengenthal erläutert werden.

2.1 Windkraftanlagen

Am Standort Sengenthal befinden sich derzeit drei Windkraftanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 9,6 MW. Diese erzeugen eine durchschnittliche Energie von 23 GWh/a.

In Abbildung 1 wird die Verteilung der durch die Windkraftanlagen erzeugten Leistung für das Jahr 2020 sichtbar. Die X-Achse zeigt den Jahresverlauf 2020 in monatlichen Schritten, während auf der Y-Achse die Leistung in kW aufgetragen wurde. Die generierte Leistung ist, wie bereits vermutet, in den Wintermonaten stärker. Die mittlere Leistung der drei Jahre von 2018 bis 2020 wird durch die gestrichelte Linie aufgezeigt, welche durchschnittlich bei 2,6 MW liegt.

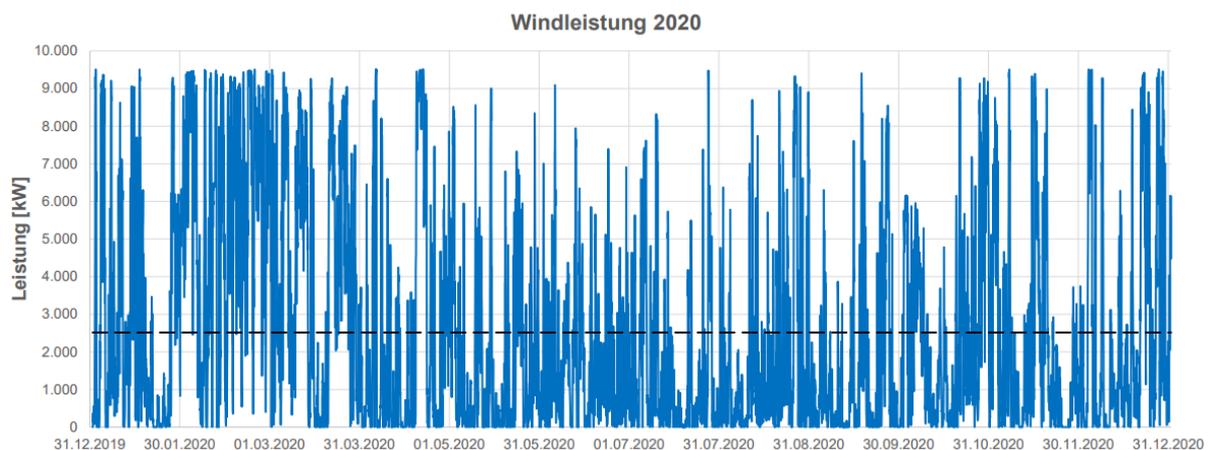


Abbildung 1: Verteilung der erzeugten Windleistung im Jahre 2020

2.2 Photovoltaikanlagen

Die Photovoltaikanlagen, welche sich auf den Dächern der Produktionshallen befinden, sind für eine Nennleistung von 2,3 MW ausgelegt. Durchschnittlich werden durch diese Anlagen 2,1 GWh pro Jahr erzeugt. Weitere Photovoltaikanlagen befinden sich bereits in der Umsetzung und wiederum weitere in Planung. Die Abbildung 2 zeigt die installierte Photovoltaik-Leistung von 2018, wobei die generierte Leistung in kW in monatlichen Abständen übers Jahr verfolgt wurde. Dieser Verlauf der Photovoltaik-Leistung vom Jahr 2018 zeigt im Gegensatz zur Windleistung, die stärkste Erzeugung in den Sommermonaten. Die gestrichelte Linie, welche bei 244,5 kW liegt, kennzeichnet die durchschnittliche Leistung der Jahre 2018 bis 2020. Insgesamt liegt die durchschnittliche Jahresleistung damit unter der durch Windkraft-Anlagen erzeugten Jahresleistung und befindet sich aber durch den weiteren Zubau an Photovoltaik im Steigen.

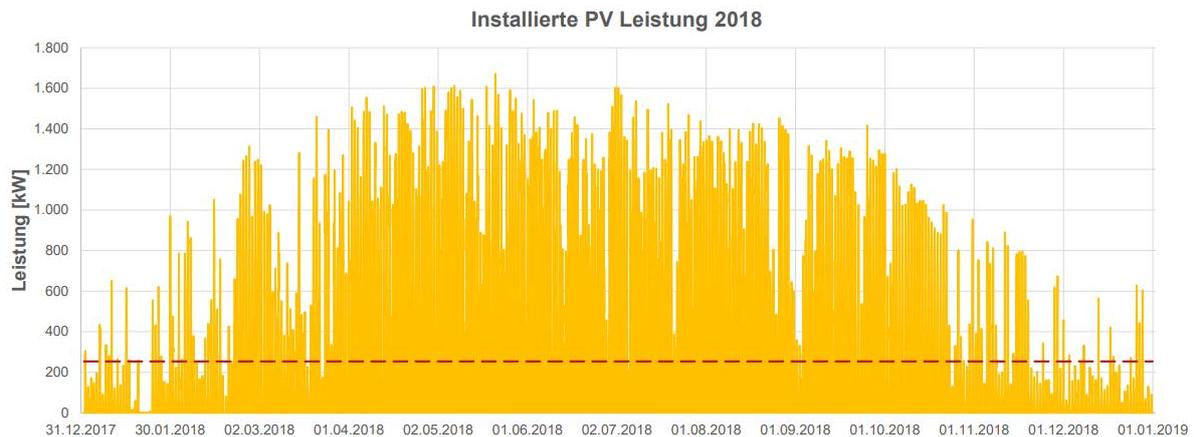


Abbildung 2: Verteilung der erzeugten Photovoltaikleistung im Jahre 2018

2.3 Fernwärme und Speicher

Zur Dampf- und Fernwärme-Versorgung des Werks besitzt der Standort ein thermisches Kraftwerk. Im Kraftwerk wird ein kleiner Teil des Mitteldruck-Dampfes mit Hilfe von kleinen Dampfmaschinen und den angeschlossenen Generatoren in Strom umgewandelt. Zur Speicherung besitzt die Firma „Max Bögl“ einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 2,2 MWh.

2.4 Verbrauch

Die Abbildung 3 zeigt die Verteilung des Verbrauchs im Jahr 2020. Der Verbrauch besitzt Spitzenlasten von 6,0 MW bei einem durchschnittlichen Energiebedarf von 22,3 GWh/a. Der Verbrauch schwankt sehr stark im Tages- und Wochenverlauf. Diese Schwankungen sind im Diagramm nicht deutlich sichtbar, da es den Jahresverlauf anzeigt. In den Wintermonaten ist

der Verbrauch noch um einiges höher. Über Neujahr wird der Anlagenbetrieb in der Regel eingestellt, was durch die herabfallende Kurve im Diagramm ersichtlich ist. In dieser Grafik zeigt die gestrichelte Linie den durchschnittlichen Elektroenergie-Verbrauch des Jahres 2018 bis 2020. Dieser liegt bei 2,7 MW.

Die X-Achse zeigt erneut die Monate des Jahres 2020 an, wohingegen auf der Y-Achse der Verbrauch in kW abgebildet ist.

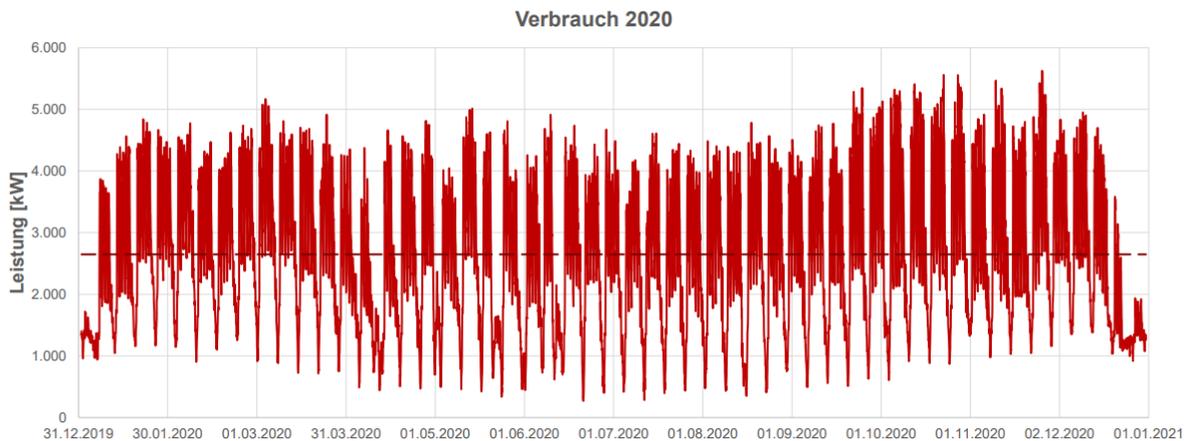


Abbildung 3: Verteilung des Verbrauchs im Jahre 2020

2.5 Kosten

Die Kosten belaufen sich derzeit auf 17 ct/kWh für den Bezug von Industriestrom. Des Weiteren erhält die Firma „Max Bögl“ für die Einspeisung des erzeugten Stroms der Windkraftanlagen 8 ct/kWh und für den der Photovoltaikanlagen 4,9 ct/kWh als EEG-Vergütung.

2.6 Sicherheiten

Dem Werk stehen Notstromgeneratoren zur Verfügung, welche zur zusätzlichen Erzeugung von Stromenergie betrieben werden. Diese verbrennen Biodiesel, der in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Notstromgeneratoren wurden in der hier erläuterten Berechnung nicht berücksichtigt.

3. Monoszenario Biomasse-Dampfkraftwerk

Als Monoszenario wird ein flexibles, nach Bedarf einsetzbares, Energiesystem bezeichnet, welches die Abweichung zwischen regenerativem Umwandlungsvermögen und Verbrauch ausgleichen soll. Dieses Energiesystem besteht in diesem Fall aus einem fixen Anteil der Windleistung in der Berechnung (Durchschnittswert), hinzu kommen dagegen ein variabler Leistungsanteil der Photovoltaik und die Leistung aus dem neu gebauten Biomasse-Dampfkraftwerk, welches auch variieren kann. Das Umwandlungsvermögen setzt sich aus den Anteilen an Wind-, Photovoltaik- und Biomasse-Dampfkraftwerksleistung zusammen. Auf das Monoszenario wird in den nachfolgenden Abschnitten genauer eingegangen.

3.1 Steuerung des Biomasse-Dampfkraftwerks im Berechnungsprogramm

Die Leistung des Dampfkraftwerks wurde unterteilt in eine Basis-Leistung, die ein Drittel der Gesamtleistung (die Gesamtleistung des Dampfkraftwerkes beträgt 275,62 %) ausmacht und einen flexiblen Leistungsanteil, der zwei Drittel der Gesamtleistung beträgt. Der flexible Leistungsanteil kommt nur zum Einsatz, wenn die Basis-Leistung des Dampfkraftwerks und die Wind- und die Photovoltaikleistung den Verbrauch des laufenden Betriebes der Firma „Max Bögl“ nicht decken können oder die Strommarktpreise so hoch sind, dass sich durch Ausschöpfen der flexiblen Leistung ein zusätzlicher Kostendeckungsbeitrag durch Stromexport erwirtschaften lässt. Im darauffolgenden Diagramm wird deutlich, dass der Einsatz des flexiblen Leistungsanteils des Dampfkraftwerks sehr häufig notwendig ist, um den Verbrauch zu decken.

Der Anteil der Basis-Leistung [%] setzt sich aus der Basis-Leistung [MW] und der Division durch den durchschnittlichen Verbrauch [MW] über die drei Jahre zusammen. Dieser Durchschnittsverbrauch liegt bei 2,54 MW bzw. 100 % (Bezugsgröße). Dadurch entsteht der Anteil der Basis-Leistung (blaue waagerechte Linie) von 91,87 %. Der flexible Leistungsanteil des Dampfkraftwerkes wird bei einer Überschreitung der Strommarktpreisgrenze von 50 €/MWh (orange senkrechte Linien) zunächst um ca. 91,87 % angefahren. Bei einem sehr hohen Strommarktpreis steigt die Leistung um insgesamt bis zu zwei Drittel der Gesamtleistung auf insgesamt 183,75 %. Damit kann das Dampfkraftwerk einen Leistungsanteil von insgesamt 275,62 % des Durchschnittsverbrauchs von 2,54 MW, also insgesamt 7,00 MW, erreichen.

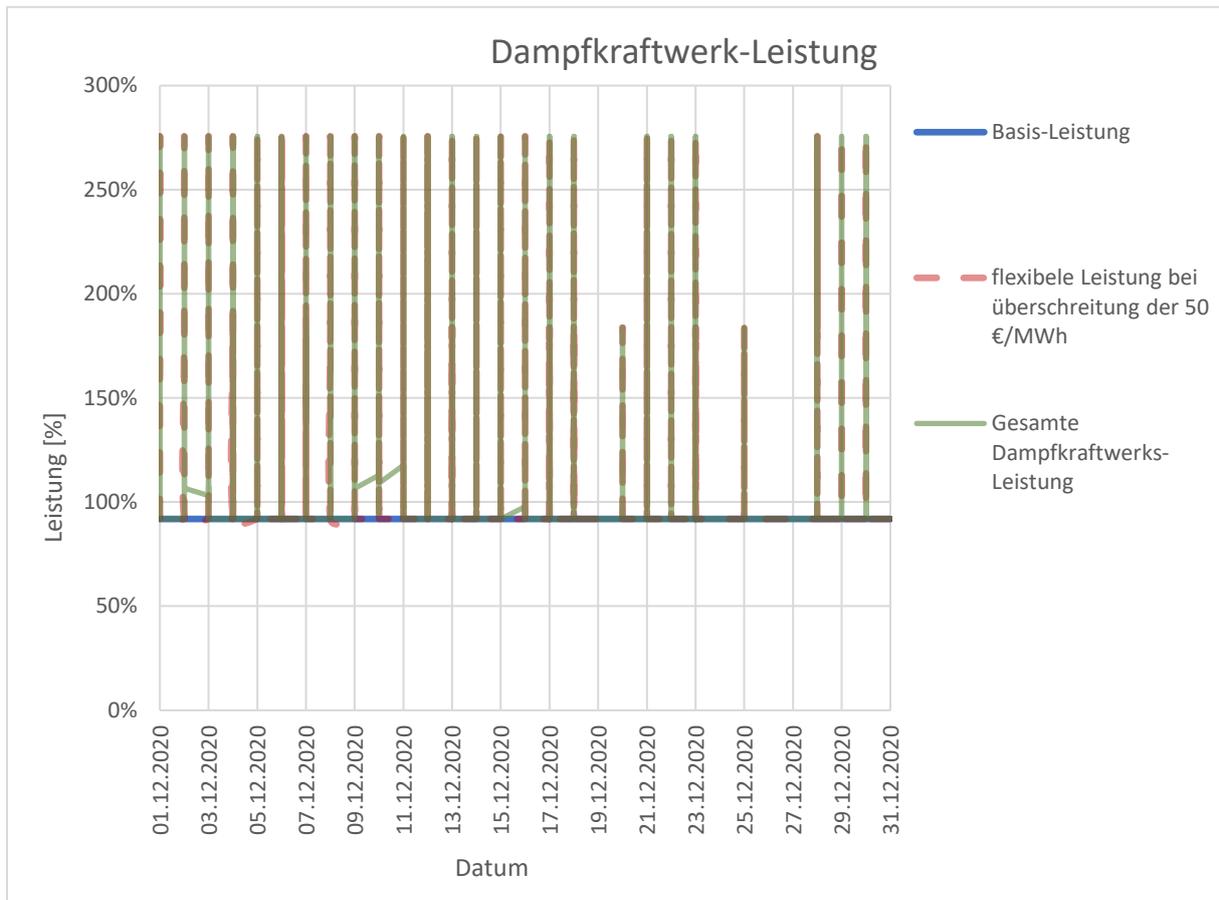


Abbildung 4: Verlauf der Gesamtleistung des Dampfkraftwerks über den Monat Dezember des Jahres 2020 im Monoszenario

Die grünen Linien der Dampfkraftwerksleistung in der Abbildung 4 zeigen auf, wie das Dampfkraftwerk im Monat Dezember des Jahres 2020 gefahren werden muss, um den Verbrauch der Firma „Max Bögl“ am Standort Sengenthal komplett zu decken. Wie zu erkennen ist, schwankt dieser flexible Leistungsanteil zwischen der Basis-Leistung von 91,87 % und der Maximal-Leistung von 275,62 %. Die Differenz daraus umfasst den flexiblen Leistungsanteil von 183,75 %.

Wenn der Strompreis am Markt 51 €/MWh erreicht hat, schaltet sich der flexible Leistungsanteil des Dampfkraftwerks hinzu, um die erzeugbaren Überschüsse an Strom zu exportieren.

Im Allgemeinen müssen Biomasse-Dampfkraftwerke regelmäßig gewartet und gegebenenfalls repariert werden. Dabei handelt es sich um eine Revisionspause, welche die Firma „Max Bögl“ im Jahresrhythmus von Juni bis einschließlich September veranschlagen würde. Diese Revisionspause wird nicht im Monoszenario berücksichtigt, da die Wind- und Photovoltaikanlagen allein den Verbrauch nicht decken könnten und damit Strom aus dem

deutschen Stromnetz bezogen werden müsste. Um dies zu verhindern, läuft das Dampfkraftwerk über einen Zeitraum von drei Jahren durchgehend.

3.2 Ablauf zur Findung der geringsten Stromgestehungskosten

Im Excel-Berechnungstool wurden der Startwert, die Schrittweite und der Endwert für die Photovoltaikleistung und die Dampfkraftwerksleistung vorgegeben. Diese Leistungsanteile sind frei ausbaubar. Die Windleistung wird als feste Leistung mit einberechnet. Zu Beginn wurden größere Schrittweiten und ein großer Endwert gewählt. Der Startwert begann bei 0 MW. Jedoch ist dieser Wert nicht sinnvoll, da der Standort Sengenthal bereits über in Betrieb befindliche Photovoltaikanlagen verfügt. Ein Rückbau kommt für die Firma nicht in Frage, da dadurch weitere Kosten verursacht werden würden.

Tabelle 1 zeigt die Stromgestehungskosten für eine Kombination aus Photovoltaik und Dampfkraftwerk, welche in einer Matrize veranschaulicht wurden. Die rot markierten Felder stehen für Lastszenarien. Bei Lastszenarien handelt es sich um Strom, welcher aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss, um den Verbrauch decken zu können. Dieser Ansatz entspricht jedoch nicht dem Ziel des Projekts, da die Firma „Max Bögl“ sich selbst versorgen möchte, ohne Strom aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen. Daher werden diese Kosten nicht berücksichtigt. Die grün markierten Felder stehen für die geringsten Stromgestehungskosten jeder Spalte, welche somit nur von der Dampfkraftwerksleistung abhängen. Diese nimmt in 0,5 MW Schritten nach unten hin in der Tabelle zu. Die Photovoltaikleistung nimmt von rechts nach links ebenfalls in 0,5 MW Schritten zu. Die weiß markierten Felder stehen für Stromgestehungskosten, die die Kombination aus PV-Ausbau und Dampfkraftwerksleistung aufweisen würden, wobei es sich jedoch nicht um die geringsten Stromgestehungskosten handelt.

Tabelle 1: Matrize der Stromgestehungskosten im Monoszenario

Dampf- / PV- Leistungsanteil [MW]	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	
5,0	20,82	20,84	20,86	20,88	20,90	20,92	20,95	20,97	21,00	[ct/kWh]
5,5	21,26	21,28	21,30	21,32	21,34	21,37	21,39	21,42	21,45	[ct/kWh]
6,0	21,70	21,73	21,75	21,77	21,79	21,82	21,85	21,87	21,90	[ct/kWh]
6,5	22,15	22,18	22,20	22,22	22,25	22,27	22,30	22,33	22,36	[ct/kWh]
7,0	22,61	22,63	22,65	22,68	22,70	22,73	22,76	22,79	22,81	[ct/kWh]

Die Suche nach den geringsten Stromgestehungskosten wurde sukzessiv immer weiter eingegrenzt, indem die Schrittweiten und die Abstände zwischen Anfangs- und Endwerten immer weiter verkleinert wurden, und zwar so lange, bis nur noch die Nachkommastellen voneinander abwichen.

3.3 Ergebnis zu den geringsten Stromgestehungskosten

In Tabelle 2 ist ein Feld Blau hinterlegt. Dieses zeigt die geringsten Stromgestehungskosten der gesamten Matrize. Diese belaufen sich auf 21,7 ct/kWh bei einer Photovoltaikleistung von 0 MW Peak und einer Dampfkraftwerks-Gesamtleistung von 6 MW.

Tabelle 2: Matrize zu den geringsten Stromgestehungskosten im Monoszenario

Dampf- / PV- Leistungsanteil [MW]	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	
5,0	20,82	20,84	20,86	20,88	20,90	20,92	20,95	20,97	21,00	[ct/kWh]
5,5	21,26	21,28	21,30	21,32	21,34	21,37	21,39	21,42	21,45	[ct/kWh]
6,0	21,70	21,73	21,75	21,77	21,79	21,82	21,85	21,87	21,90	[ct/kWh]
6,5	22,15	22,18	22,20	22,22	22,25	22,27	22,30	22,33	22,36	[ct/kWh]
7,0	22,61	22,63	22,65	22,68	22,70	22,73	22,76	22,79	22,81	[ct/kWh]

Die geringsten Stromgestehungskosten pro Spalte repräsentieren eine Gerade mit einer sehr geringen Steigung, wie im nachstehenden Diagramm zu sehen ist. Die Stromgestehungskosten weichen nur leicht im Dezimalbereich ab, sodass die zu erreichenden Kosten von 21,8 ct/kWh bei einer Photovoltaikleistung von 2,5 MW Peak und einer Dampfkraftwerks-Gesamtleistung von 6 MW erzielt werden. Durch die bereits verbauten Photovoltaikanlagen von 2,3 MW Peak, könnten nur durch Rückbau der Anlagen geringere Stromgestehungskosten realisiert werden. Für den Abbau würden jedoch zusätzliche Kosten entstehen. Daher ist die sinnvollste Lösung, die Stromgestehungskosten von 0,10 ct/kWh für die Photovoltaikanlagen in Kauf zu nehmen und sie für diese Kalkulierung zu berücksichtigen.

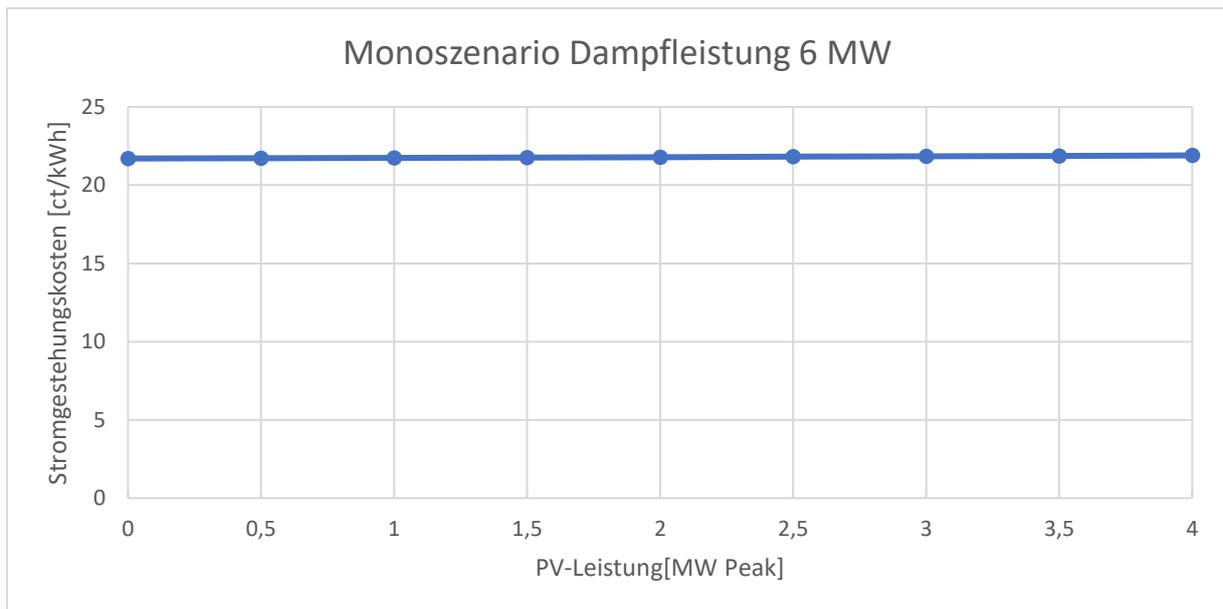


Abbildung 5: Vergleich der geringsten Stromgestehungskosten in der Zielmatrize

Zur Aufschlüsselung der Kostenverteilung der Stromgestehungskosten wurde in Abbildung 6 ein Balkendiagramm herangezogen. In diesem stehen sich die jährlich zu erbringenden Kosten und die Erlöse, die durch den Verkauf von Überschüssen erreicht werden, gegenüber. Die jährlichen Kosten setzen sich aus den jährlichen EEG-Vergütungen für Wind und Photovoltaik, den Investkosten des Dampfkraftwerks, den Brennstoffkosten und den Betriebskosten des Dampfkraftwerks zusammen. Dabei entstehen jährliche Kosten von 5,2 Mio. Euro, die für die Selbstversorgungsfähigkeit erbracht werden müssen. Die jährlichen Erlöse aus dem verkauften Überschussstrom belaufen sich auf rund 1,2 Mio. Euro. Werden die Verkaufserlöse mit den jährlichen Kosten verrechnet, bleiben 4,0 Mio. Euro übrig, welche die Firma „Max Bögl“ jährlich aufbringen müsste. Diese Kosten entstehen zum einen durch die Brennstoffkosten von 5 ct/kWh, zum anderen durch die EEG-Vergütung von 4,8 ct/kWh für den PV-Strom und 8 ct/kWh für den Wind-Strom, wenn dieser zur Eigenbedarfsdeckung verwendet wird. Da bei dem Verkauf der Überschüsse dieser eigengenutzte PV-Strom offenbar häufig unterhalb der erzielbaren EEG-Vergütung von 4,8 ct/kWh vermarktet werden müsste, kommt es mit der untersuchten Szenario-Annahme zu der beschriebenen Kostensituation. Anhand dessen wäre es sinnvoller, die PV-Anlage in der EEG-Vergütung zu belassen und diese daher nicht zurückzubauen.

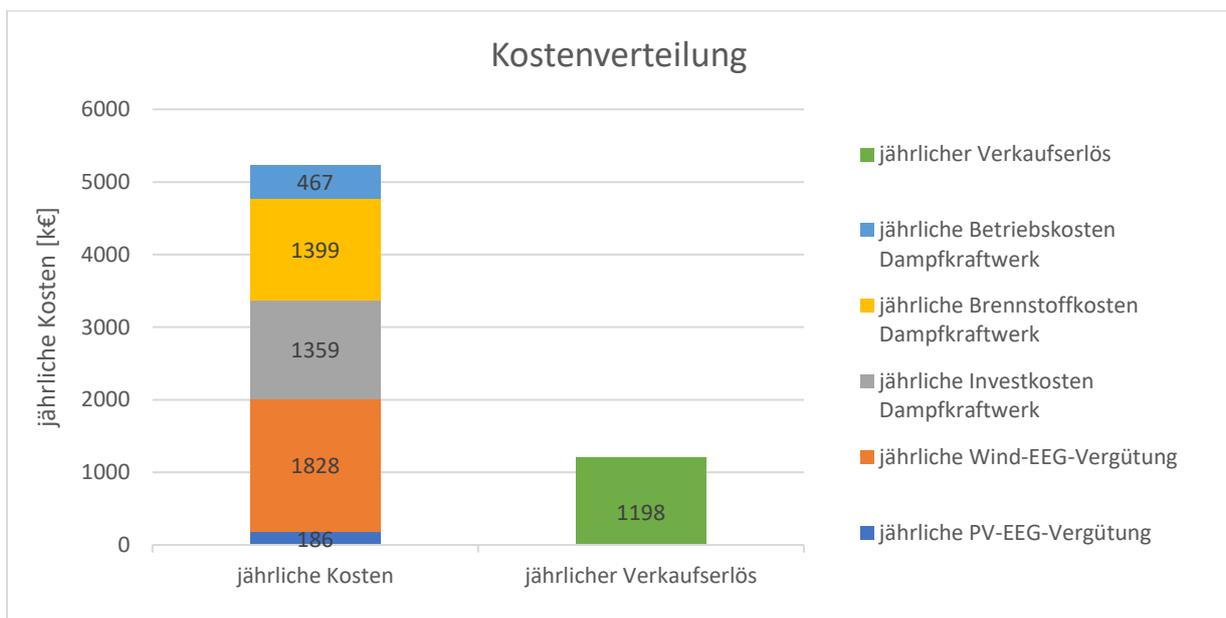


Abbildung 6: Kostenverteilung der geringsten Stromgestehungskosten im Monoszenario

4. Paarszenario Biomasse-Dampfkraftwerk und Power to Gas to Power

Im Paarszenario wird neben dem festen Anteil an Windanlagen, dem frei ausbaubaren Anteil an Photovoltaikanlagen und dem Biomasse-Dampfkraftwerk, noch ein weiterer Anteil mittels einer Power to Gas to Power-Anlage (P2G2P-Anlage) als Speicher herangezogen. Dieses Szenario ist das Augenmerk des nächsten Abschnitts.

4.1 Steuerung der Power to Gas to Power-Anlage im Berechnungsprogramm

Die Power to Gas to Power-Anlage setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen, wie in Abbildung 7 dargestellt. Diese werden nachfolgend kurz erläutert.

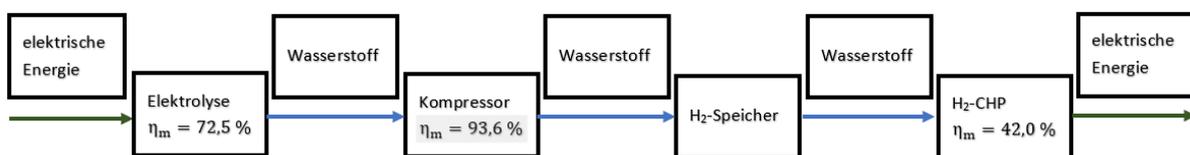


Abbildung 7: Aufbau einer Power to Gas to Power-Anlage

Der Überschuss an elektrischer Energie der von den Windkraftanlagen, der Photovoltaikanlage und dem eventuellen Biomasse-Dampfkraftwerk erzeugt wird, kann durch Einsatz des Elektrolyseurs zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden. Dieser Wasserstoff wird mittels Kompression in einen Speichertank eingelagert und könnte zu einem späteren Zeitpunkt für eine mögliche Energieerzeugung dienen. Der Vorgang der Einspeicherung startet nur, wenn mehr elektrische Energie produziert wird, als am Standort Sengenthal zu diesem Zeitpunkt verbraucht wird. Treten nun Leistungspitzen im Verbrauch bzw. zu geringe Leistungsanteile durch die Wind- bzw. Photovoltaik-Anlagen auf, welche nicht mehr durch das Dampfkraftwerk kompensiert werden können, wird der eingespeicherte Wasserstoff einem Gasmotor zugeführt und dort in mechanische Energie mittels Verbrennung des Wasserstoffs umgewandelt. Der Gasmotor gibt das Drehmoment an den angekoppelten Generator zur Stromerzeugung weiter. Das heißt die Wasserstoff-Erzeugung läuft nur, wenn die bei der Verbrennung von Wasserstoff im Gasmotor und dem gekoppelten Generator erzeugte elektrische Energie für eine spätere Defizitüberbrückung verwendet werden kann und noch Speicherkapazität im Wasserstofftank (Speicher) vorhanden ist. Der Einsatz des Gasmotors schafft noch eine weitere Möglichkeit der Energieumwandlung. So kann das heiße Abgas (ca. 400 °C) für die (Kraft)-Wärme-Kopplung genutzt werden. Die Wärme kann zur Warmwasserversorgung aber auch als Prozessdampf ausgekoppelt werden. Dieser Prozessdampf kann z.B. auch zur Bereitstellung von Kälteenergie genutzt werden. Aber nicht nur bei der Energie-Defizitüberbrückung, sondern auch wenn der Strommarktpreis sehr hoch ist, wird der gespeicherte Wasserstoff umgewandelt und die elektrische Mehr-Energie verkauft.

4.2 Steuerung des Biomasse-Dampfkraftwerks im Berechnungsprogramm

Die Steuerung des Dampfkraftwerks entspricht demselben Vorgehen wie beim Monoszenario. Einen Unterschied macht jedoch die Steuerung der Revisionspausen aus, die in Abbildung 8 durch die blaue Linie gekennzeichnet sind. Diese befinden sich bei einem Leistungsanteil von 0,00 % und wurden Ende September durchgeführt. Die Stillstände werden aufgrund dessen, dass ein Wasserstoff-Speicher zum Einsatz kommt, in diesem Szenario mitberücksichtigt. So steht das Biomasse-Dampfkraftwerk jährlich von Juni bis einschließlich September still. Im Diagramm Abbildung 8 wird, wie auch im Monoszenario, die erzeugte Leistung des Dampfkraftwerks in Prozent über die Monate des betrachteten Jahres 2020 veranschaulicht. Der Anteil der Basis-Leistung setzt sich aus der Basis-Leistung dividiert durch den Durchschnittsverbrauch der Jahre 2018 bis 2020 zusammen, welcher 2,54 MW beträgt. Dieser Anteil beläuft sich durchschnittlich auf 45,94 %, wenn die Revisionspausen außer Acht gelassen werden.

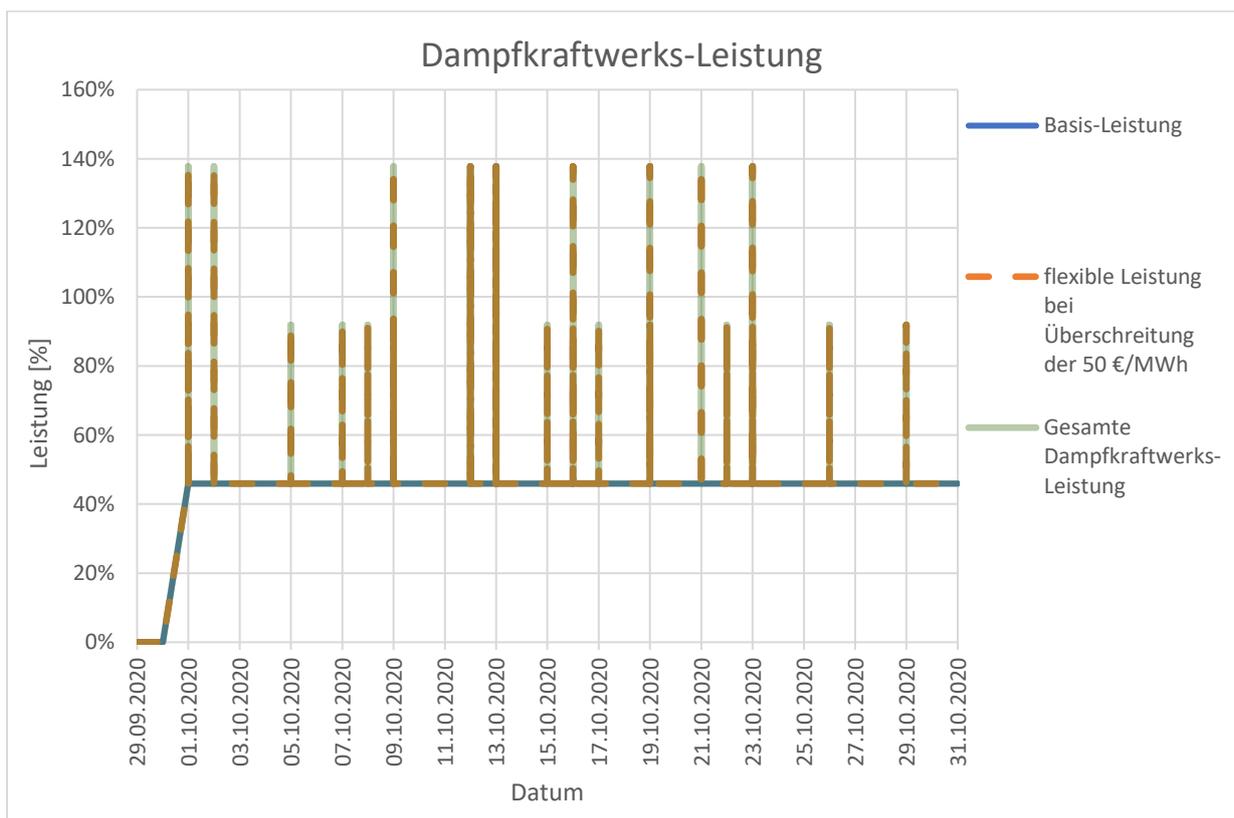


Abbildung 8: Verlauf der Gesamtleistung des Dampfkraftwerks über die Monate September und Oktober des Jahres 2020 im Paarszenario

Dadurch entstehen Anteile der Basis-Leistung, die mit dem Anteil der erzeugten Dampfkraftwerksleistung, die 100 % beträgt oder bei der Revisionspause auf 0,00 % gestellt sind, multipliziert werden. Der flexible Leistungsanteil (bei Überschreitung der Strommarktpreisgrenze von 50 €/MWh am deutschen Strommarkt) des Dampfkraftwerkes

kann um zunächst ein Drittel, also um weitere 45,94 % auf den Leistungswert von 91,87 % erhöht werden. Ist der Strommarktpreis sehr hoch, wird die flexible Leistung um zwei Drittel und somit ein weiteres Drittel um insgesamt 91,87 % erhöht. Damit wird eine Gesamtleistung von maximal 137,81 % erreicht. In den Verlauf der Dampfkraftwerksleistung (siehe 29. bis 30.09.2020) wird die Revisionspause mit einbezogen und die Leistungsanteile schwanken damit zwischen der Basis-Leistung von 45,94 % und dem maximalen Leistungswert von 137,81 %, welcher mit dem flexiblen Leistungsanteil von 91,87 % erreicht werden kann.

4.3 Ablauf zur Findung der geringsten Stromgestehungskosten

Das Vorgehen ist dem beim Monoszenario ähnlich, nur dass noch ein weiterer Freiheitsgrad mit der Power to Gas to Power-Anlage hinzukommt. Das bedeutet, dass wie in Tabelle 3 zu sehen ist, jede Matrize eine höhere Biomasse-Dampfkraftwerksleistung aufweist. Nach rechts hin wird die Photovoltaikleistung immer größer und nach unten hin steigert sich die Gasmotorenleistung.

Zu Beginn wurde wieder ein größerer Endwert und eine große Schrittweite gewählt, um besser einschränken zu können, in welchem Bereich die Stromgestehungskosten gering sind. Nach dieser Berechnung wurde der Bereich durch einen kleineren Abstand zwischen Start- und Endwert sowie einer kleineren Schrittweite stärker eingeschränkt, um die geringsten Stromgestehungskosten zu erhalten. Diese sollten sich nur noch im Dezimalbereich verändern. Die roten Felder zeigen erneut auf, dass der Verbrauch nur durch Einkauf von Strom gedeckt werden kann und diese deshalb nicht berücksichtigt werden. Die weißen Felder können den Verbrauch mit der Erzeugung decken und die grünen Felder stehen für die geringsten Stromgestehungskosten in dieser Spalte.

Tabelle 3: Matrizen der Stromgestehungskosten im Paarszenario

DKW-Leistung [MW]	2,5										
P2G2P- / PV-Leistungsanteil [MW]	28,0	28,5	29,0	29,5	30,0	30,5	31,0	31,5	32,0	32,5	
4,0	22,51	26,43	26,42	26,40	26,39	26,38	26,36	26,35	26,34	26,33	[ct/kWh]
4,5	26,33	26,27	26,26	26,25	26,23	26,22	26,20	26,19	26,18	26,21	[ct/kWh]
5,0	26,17	26,20	26,19	26,22	26,25	26,24	26,27	26,30	26,29	26,32	[ct/kWh]
5,5	26,33	26,32	26,35	26,38	26,36	26,40	26,43	26,41	26,45	26,48	[ct/kWh]
6,0	26,49	26,47	26,50	26,53	26,52	26,55	26,58	26,66	26,60	26,63	[ct/kWh]

DKW-Leistung [MW]	3,0										
P2G2P- / PV-Leistungsanteil [MW]	28,00	28,50	29,00	29,50	30,00	30,50	31,00	31,50	32,00	32,50	
4,0	25,78	25,76	25,74	25,73	25,71	25,69	25,73	25,71	25,74	25,78	[ct/kWh]
4,5	25,68	25,71	25,69	25,72	25,75	25,79	25,82	25,80	25,83	25,86	[ct/kWh]
5,0	25,82	25,85	25,83	25,87	25,90	25,93	25,96	26,00	26,02	26,01	[ct/kWh]
5,5	25,97	26,00	26,03	26,06	26,05	26,08	26,11	26,14	26,18	26,21	[ct/kWh]
6,0	26,12	26,15	26,18	26,21	26,24	26,27	26,25	26,28	26,32	26,35	[ct/kWh]

DKW-Leistung [MW]	3,5										
P2G2P- / PV-Leistungsanteil [MW]	28,0	28,5	29,0	29,5	30,0	30,5	31,0	31,5	32,0	32,5	
4,0	26,01	25,99	26,02	26,05	26,04	26,07	26,05	26,08	26,12	26,10	[ct/kWh]
4,5	26,06	26,04	26,07	26,05	26,08	26,11	26,10	26,12	26,10	26,14	[ct/kWh]
5,0	26,10	26,07	26,11	26,09	26,12	26,10	26,13	26,17	26,15	26,18	[ct/kWh]
5,5	26,14	26,17	26,15	26,18	26,16	26,19	26,17	26,21	26,18	26,22	[ct/kWh]
6,0	26,23	26,21	26,19	26,22	26,20	26,23	26,26	26,30	26,33	26,37	[ct/kWh]

4.4 Ergebnis zu den geringsten Stromgestehungskosten

In Tabelle 4 markiert das blaue Feld die geringsten Stromgestehungskosten der Kombination von Windkraftanlage, Ausbau an Photovoltaikanlagen, Ausbau an Biomasse-Dampfkraftwerk und Ausbau einer Power to Gas to Power-Anlage. Diese Kosten belaufen sich auf 25,69 ct/kWh bei einer Dampfkraftwerksleistung von 3 MW, einer Elektrolyseleistung von 4 MW und einer Photovoltaikleistung von 30,5 MW.

Tabelle 4: Matrize zu den niedrigsten Stromgestehungskosten im Paarszenario

DKW	3,00										
P2G2P\PV	28,00	28,50	29,00	29,50	30,00	30,50	31,00	31,50	32,00		
4	25,78	25,76	25,74	25,73	25,71	25,69	25,73	25,71	25,74	[ct/kWh]	
4,5	25,68	25,71	25,69	25,72	25,75	25,79	25,82	25,80	25,83	[ct/kWh]	
5	25,82	25,85	25,83	25,87	25,90	25,93	25,96	26,00	26,03	[ct/kWh]	
5,5	25,97	26,00	26,03	26,06	26,05	26,08	26,11	26,14	26,18	[ct/kWh]	
6	26,12	26,15	26,18	26,21	26,24	26,27	26,25	26,28	26,32	[ct/kWh]	

Aus dem nachstehenden Diagramm (Abb. 9) wird ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten direkt abhängig sind vom Leistungsanteil des Elektrolyseurs, da die Kosten vom vorderen zum hinteren Diagramm steigen. Auch die Kombination von Photovoltaikleistung und Dampfkraftwerksleistung ist sektionsweise, also am Anfang und am Ende, höher als in der Mitte. Dies liegt an den hohen EEG-Umlagen der Photovoltaikanlagen.

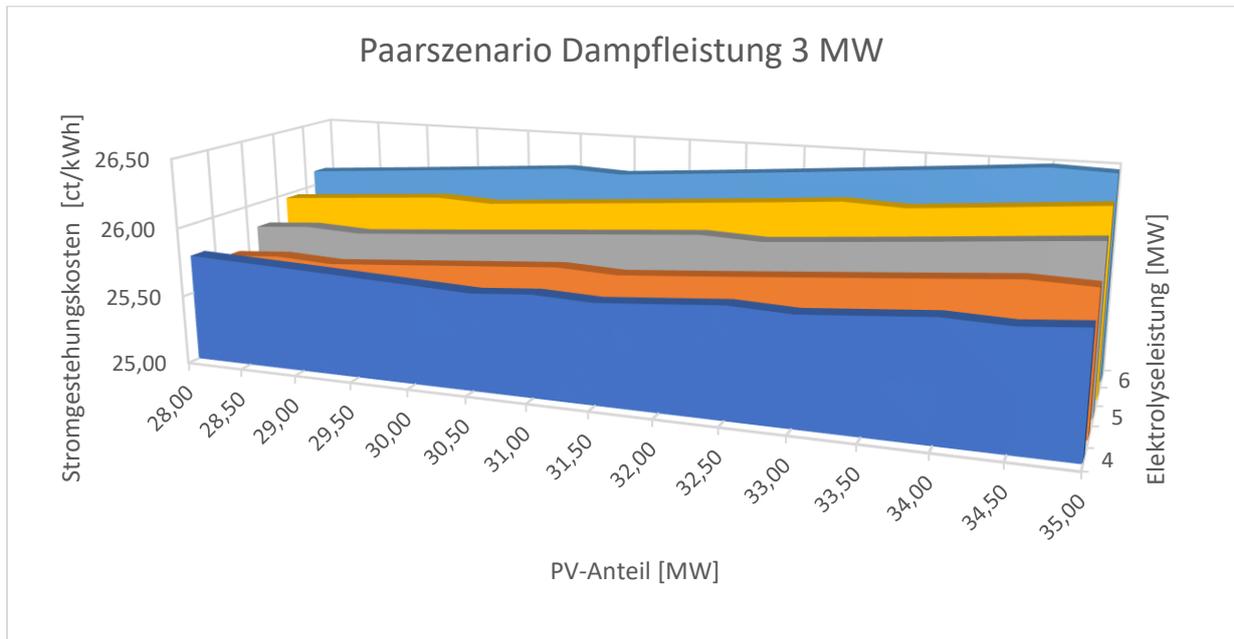


Abbildung 9: Vergleich der Stromgestehungskosten in der Zielmatrize

Der jährliche Kostenanteil setzt sich aus den Betriebskosten, den Investkosten für Power to Gas to Power und für das Dampfkraftwerk, den Brennstoffkosten für das Dampfkraftwerk und den EEG-Vergütungen von den Windkraft- und Photovoltaikanlagen zusammen, wie in Abbildung 10 dargestellt.

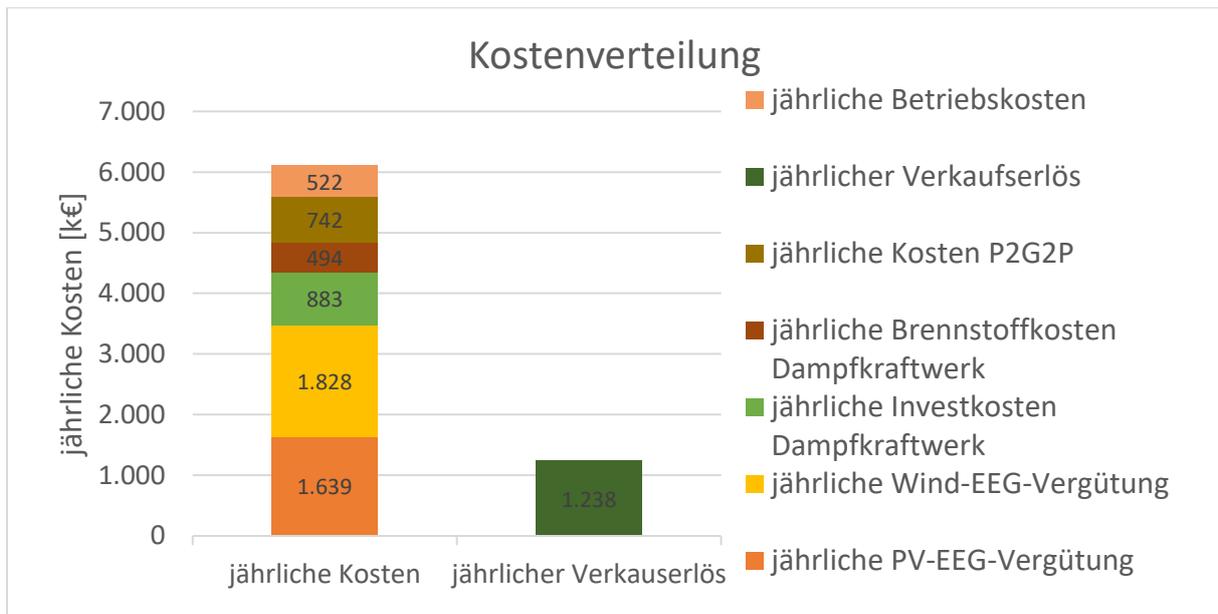


Abbildung 10: Kostenverteilung bei den geringsten Stromgestehungskosten des Paarszenarios

Auf der anderen Seite stehen die jährlichen Verkaufserlöse. Damit belaufen sich die jährlichen Kosten auf 6,1 Mio. Euro. Dem entgegen stehen die jährlichen Verkaufserlöse mit 1,2 Mio. Euro. Für die Berechnung der jährlichen Kosten des Unternehmens „Max Bögl“ werden die Verkaufserlöse von den jährlichen Kosten subtrahiert, um somit die jährlichen Kosten von 4,9 Mio. Euro zu erhalten, welche die Firma „Max Bögl“ jährlich aufbringen müsste.

5. Fazit

Bei der Betrachtung der beiden Szenarien fällt auf, dass beide nicht unter die 17 ct/kWh Erzeugungskosten fallen und deshalb beide Möglichkeiten einer möglichen Selbstversorgung nach aktuellem Stand nicht wirtschaftlicher sind, als den Strom am Energie-Markt zu beziehen. Aufgrund der nicht anwendbaren Revisionspause fällt das Monoszenario bei der Betrachtung generell raus.

Der Kostenvergleich von Mono- und Paarszenario erhält die Idee, dass in ein paar Jahren der Strommarktpreis so gestiegen ist, dass die Verkaufserlöse einen so großen Anteil einnehmen und damit die Stromgestehungskosten unter die dann auch höhere Marke von 17 ct/kWh fallen. Aber auch mit der fortschreitenden Wissenschaft in der Anwendung von Power to Gas to Power könnten die Investkosten enorm sinken und somit ebenfalls die Stromgestehungskosten senken. Der Umwandlungswirkungsgrad (Power to Power Wirkungsgrad) von Wasserstoff aus / zurück in elektrische Energie bei Power to Gas to Power liegt mit bis zu 28,5 % noch recht niedrig. Bei einer nennenswerten Verbesserung des Power to Power Wirkungsgrads könnten sich die Kosten auch dadurch positiv weiter nach unten verschieben. Würde der Staat die Steuern und die EEG-Vergütung von Windkraft und Photovoltaik herabsetzen, ist in naher Zukunft darüber nachzudenken, die zuvor untersuchten Szenarien erneut zu aktualisieren und bei einer dann gegebenen Wirtschaftlichkeit umzusetzen.

Im Zeitraum dieser dreijährigen Betrachtung kam es Ende 2020 zu einer Flauten-Phase, das heißt es konnte nur ein geringer Anteil an erneuerbarer Energie erzeugt werden, da weder viel Windenergie noch viel Sonnenenergie zur Verfügung stand. Um diese Phase überbrücken zu können, müsste in der Betrachtung eine höhere Speicherkapazität sowie eine höhere Dampfkraftwerksleistung gewählt werden, als „normal“ benötigt werden würde. Wenn der Ausgleich dieser Strom-Flauten auch mit anderen Technologien erfolgen könnte, würden die Stromgestehungskosten weiter sinken.

Diese genannten Gründe und Möglichkeiten lassen positiv in die Zukunft schauen, um zum einen den CO₂-Ausstoß zu verringern und zum anderen die Umwelt zu schützen.

Durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieerzeugung bzw. CO₂-neutraler Energieumwandlung könnte die Klimaerwärmung verlangsamt, möglicherweise gestoppt und in Zukunft sicher umgekehrt werden.