

**Betriebliches Gesamtenergiekonzept**  
für die  
**Firma Zapfwerke GmbH & Co. KG**  
in Schwaig

**Autoren:**

Matthias Koppmann, Josef Beyer  
Industrie/Gewerbe

Institut für Energietechnik IfE GmbH  
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a  
92224 Amberg

**Betriebliches Gesamtenergiekonzept für die  
Firma Zapfwerke GmbH & Co. KG in Schwaig**

Auftraggeber:

**Zapfwerke GmbH & Co. KG  
Günthersbühler Straße 10  
90571 Schwaig**

Auftragnehmer:

**Institut für Energietechnik IfE GmbH  
an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden  
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a  
92224 Amberg**

Gefördert durch das:

**Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie**

Bearbeitungszeitraum:

**Februar 2022 bis September 2022**

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis.....</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>1</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>2</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Erfassung des energetischen Ist-Zustands .....</b>	<b>6</b>
2.1 Die elektrische Energieversorgung .....	7
2.2 Die thermische Energieversorgung .....	10
2.3 Die Primärenergie- und CO <sub>2</sub> -Bilanz in Ist-Zustand .....	13
2.4 Die Energiekosten im Ist-Zustand .....	14
<b>3 Energieeffizienzsteigerungs- und Energieeinsparmaßnahmen .....</b>	<b>15</b>
3.1 Messung Wärmerückgewinnung .....	15
3.2 Abwärmepotential Kalksandsteine .....	18
3.3 Luftvorwärmer für den Dampfkessel .....	19
<b>4 Dimensionierung unterschiedlicher Energieversorgungskonzepte .....</b>	<b>20</b>
4.1 Grundlagen zu den betrachteten PV-Varianten .....	20
4.1.1 Var. 1: Dachflächen.....	21
4.1.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung.....	22
4.1.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände) .....	23
4.1.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände) .....	24
4.1.5 Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände) .....	25
4.2 PV-Varianten: Überschusseinspeisung .....	26
4.2.1 Var. 1: Dachflächen.....	26
4.2.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung.....	27
4.2.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände) .....	27
4.2.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände) .....	28
4.2.5 Var. 1 - 4 Gesamtausbau Werksgelände .....	28

4.2.6	Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände) .....	29
4.3	PV-Varianten: Batteriespeicher .....	30
4.3.1	Var. 1: Dachflächen.....	30
4.3.2	Var. 2: Lagerplatzüberdachung.....	31
4.3.3	Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände) .....	31
4.3.4	Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände) .....	32
4.3.5	Var. 1 - 4: Gesamtausbau Werksgelände .....	32
4.3.6	Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände) .....	33
4.4	PV-Varianten: Elektrische Dampferzeugung.....	35
4.4.1	Var. 1: Dachflächen.....	35
4.4.2	Var. 2: Lagerplatzüberdachung.....	36
4.4.3	Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände) .....	36
4.4.4	Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände) .....	37
4.4.5	Var. 1 - 4: Gesamtausbau Werksgelände .....	37
4.4.6	Var. 5: Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände) .....	38
4.4.7	Batteriespeicher .....	39
4.5	Photovoltaik mit Wasserstoffherzeugung .....	40
4.6	KWK-Anlagen mit Dampferzeugung .....	42
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>44</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Der elektrische Lastgang der Firma Zapfwerke im Jahr 2021.....	8
Abbildung 2: Die geordnete Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der Firma Zapfwerke im Jahr 2021 .....	9
Abbildung 3: Der Erdgaslastgang des Dampfkessels im Jahr 2021 .....	11
Abbildung 4: Die Jahresdauerlinie des Erdgasbedarfs des Dampfkessels im Jahr 2021 .....	12
Abbildung 5: Messschema an der Wärmerückgewinnung des Kondensats/Speisewasser .....	15
Abbildung 6: Die Temperaturen des Kondensats über die beiden Wärmetauscher .....	16
Abbildung 7: Die Temperaturen des Speisewassers über die beiden Wärmetauscher.....	16
Abbildung 8: Abwärmepotential der Kalksandsteine .....	18
Abbildung 9: Einsparpotential in Abhängigkeit des Erdgaspreises .....	19
Abbildung 10: Die Stromerzeugung der Var. 1 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang .....	21
Abbildung 11: Die Stromerzeugung der Var. 2 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang .....	22
Abbildung 12: Die Stromerzeugung der Var. 3 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang .....	23
Abbildung 13: Die Stromerzeugung der Var. 4 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang .....	24
Abbildung 14: Die Stromerzeugung der Var. 5 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang .....	25
Abbildung 15: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 5 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh).....	33
Abbildung 16: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 5 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh).....	34
Abbildung 17: Die Amortisationsdauer der Variante 5 inkl. Batteriespeicher (25 Cent/kWh).....	38
Abbildung 18: Die Amortisationsdauer der Variante 5 inkl. Batteriespeicher (35 Cent/kWh).....	39
Abbildung 19: Die Wasserstoffgestehungskosten der beiden Elektrolyseurvarianten .....	41
Abbildung 20: Die Jahresgesamtkosten der KWK-Varianten (ohne Kapitalkosten) im Vergleich zum Dampfkessel und Strombezug.....	43

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Der Strombedarf und die Leistungsspitze für das Jahr 2021, aufgeteilt auf die einzelnen Monate .....	7
Tabelle 2: Der Erdgasbedarf für die einzelnen Verbrauchsstellen im Jahr 2021 .....	10
Tabelle 3: Der Primärenergiebedarf im ist-Zustand:.....	13
Tabelle 4: Die CO <sub>2</sub> -Bilanz im ist-Zustand .....	13
Tabelle 5: Die jährlichen Energiekosten im ist-Zustand .....	14
Tabelle 6: Einsparpotential mit einer Luftvorwärmung beim Dampfkessel .....	19
Tabelle 7: Die Grundangaben zur PV-Var. 1.....	21
Tabelle 8: Die Grundangaben zur PV-Var. 2.....	22
Tabelle 9: Die Grundangaben zur PV-Var. 3.....	23
Tabelle 10: Die Grundangaben zur PV-Var. 4.....	24
Tabelle 11: Die Grundangaben zur PV-Var. 5.....	25
Tabelle 12: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1 .....	26
Tabelle 13: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 2 .....	27
Tabelle 14: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 3 .....	27
Tabelle 15: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 4 .....	28
Tabelle 16: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1-4.....	28
Tabelle 17: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 5 .....	29
Tabelle 18: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh) .....	30
Tabelle 19: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh) .....	30
Tabelle 20: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 2 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh) .....	31

Tabelle 21: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 2 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh) .....	31
Tabelle 22: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 3 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh) .....	31
Tabelle 23: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 3 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh) .....	31
Tabelle 24: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 4 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh) .....	32
Tabelle 25: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 4 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh) .....	32
Tabelle 26: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 - 4 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh) .....	32
Tabelle 27: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 - 4 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh) .....	32
Tabelle 28: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1 mit Elektrodampfkessel .....	35
Tabelle 29: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 2 mit Elektrodampfkessel .....	36
Tabelle 30: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 3 mit Elektrodampfkessel .....	36
Tabelle 31: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 4 mit Elektrodampfkessel .....	37
Tabelle 32: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1 - 4 (Gesamtausbau Werksgelände) mit Elektrodampfkessel .....	37
Tabelle 33: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 5 (2.073 kW <sub>p</sub> ) mit Elektrodampf- kessel .....	38
Tabelle 34: Energiebilanz 1 MW <sub>el</sub> -Elektrolyseur .....	40
Tabelle 35: Energiebilanz 2 MW <sub>el</sub> -Elektrolyseur .....	41
Tabelle 36: Energieverbräuche der Fa. Zapfwerke in Behringersdorf .....	44

## 1 Einleitung

Die Zapf KG betreibt in Behringsdorf bei Nürnberg das älteste Kalksandsteinwerk der Welt. Es wurde 1899 von Georg Zapf gegründet. Heute leitet Dr. Hannes Zapf als persönlich haftender Gesellschafter die Zapf KG, Schwaig bei Nürnberg, mit rund 130 Mitarbeitern und ihren 10 Tochter- und Beteiligungsgesellschaften.

Das Kalksandsteinwerk Behringsdorf stellt KS-Mauersteine, KS-Plansteine sowie KS-Kimmsteine und KS-QUADRO-Ergänzungssteine her. Es betreibt selbst eine Sandgrube zur Versorgung mit dem Rohstoff Quarzsand. ©www.zapf-daigfuss.de

Der elektrische Energiebedarf der Fa. Zapfwerke beträgt jährlich ca. 1.060 MWh. Der Erdgasbedarf liegt aktuell bei ca. 6.945 MWh<sub>HS</sub> jährlich. Aufgrund stetiger Betriebs- bzw. Produktionserweiterungen ist für die Firma Zapfwerke auch künftig mit steigenden Energiebedarfen zu rechnen. Die Firma Zapfwerke hat das Ziel seine CO<sub>2</sub>-Emissionen mit wirtschaftlichen Energieeffizienzmaßnahmen kontinuierlich zu senken.

Die vorliegende Arbeit erfasst zunächst detailliert den energetischen Ist-Zustand, welcher als Grundlage für die Prüfung von Energieversorgungskonzepten dient. Hierbei soll insbesondere die Möglichkeit der Installation von Photovoltaikanlagen, elektrische Dampferzeugung und KWK-Anlagen untersucht und geprüft werden.

Im Rahmen einer Analyse des Energieversorgungskonzeptes wird zunächst der Verbrauch an elektrischer und thermischer Energie erfasst, auf Basis dessen lassen sich die Energiekosten und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Ist-Zustand ermitteln.

Unter Berücksichtigung des energetischen Ausgangszustandes können somit verschiedene Konzepte zur ökologisch und ökonomisch optimierten Energieversorgung entwickelt werden. Die Bewertung der unterschiedlichen Energieversorgungsvarianten erfolgt im Rahmen einer Vollkostenrechnung und anhand einer Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Bewertung unterschiedlicher Varianten stützt sich auf die kalkulierten Energiebedarfsdaten und beinhaltet eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage sowie einer CO<sub>2</sub>-Bilanz. Das Ergebnis liefert somit eine umfangreiche Informationsbasis für die Entscheidung über das künftige Energiesystem.

Die Dimensionierung der einzelnen Energieversorgungssysteme basiert auf Prognosen und Berechnungen anhand des bisherigen Energiebedarfs bzw. des bisherigen Brennstoffbedarfs und den aufgezeichneten Energiedaten. Diese Berechnung ersetzt nicht eine technische Detailplanung.

Als Datengrundlage wurden die zur Verfügung gestellten Unterlagen und Aufzeichnungen, sowie die bei verschiedenen Vor-Ort-Terminen aufgenommenen Daten verwendet.

### 3 Energieeffizienzsteigerungs- und Energieeinsparmaßnahmen

#### 3.1 Messung Wärmerückgewinnung

Zur Bewertung des Potentials der Wärmerückgewinnung wurde an den Wärmetauschern des Kondensats und des Frisch- bzw. Speisewassers eine Messung aufgebaut. In Abbildung 5 ist das Schema von der Messung mit den Messstellen dargestellt.

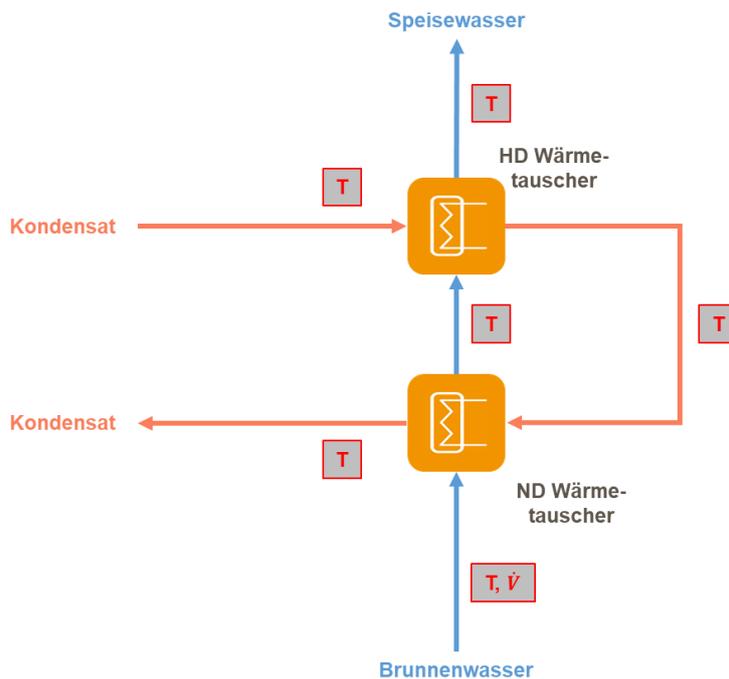


Abbildung 5: Messschema an der Wärmerückgewinnung des Kondensats/Speisewasser

Es wurden bei der Messung die Temperaturen und die Volumenströme aufgenommen. Das Speisewasser (Brunnenwasser) konnte über den ND-Wärmetauscher von 15 C auf rund 50 C aufgewärmt werden. Über den HD-Wärmetauscher erfolgt das eine weitere Aufwärmung auf im Mittel rund 77 C. Das Kondensat wurde über den HD-Wärmetauscher von 97°C auf ca. 85°C abgekühlt. Im ND-Wärmetauscher erfolgte dann eine Abkühlung auf rund 62°C. Der Temperaturverlauf über den Messzeitraum für das Kondensat und das Speisewasser sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt.

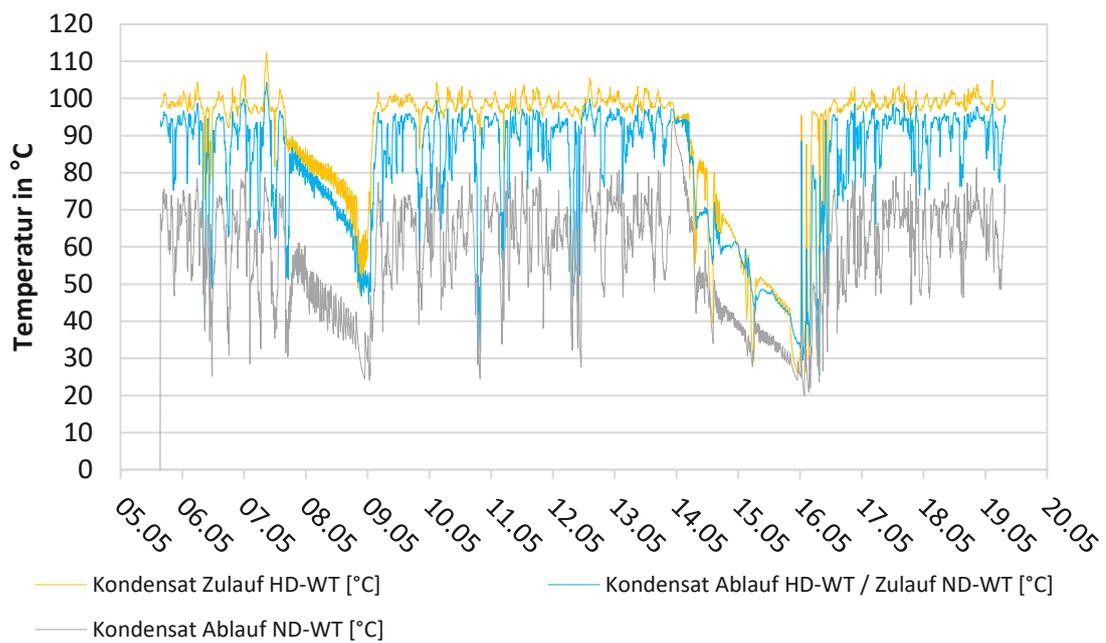


Abbildung 6: Die Temperaturen des Kondensats über die beiden Wärmetauscher

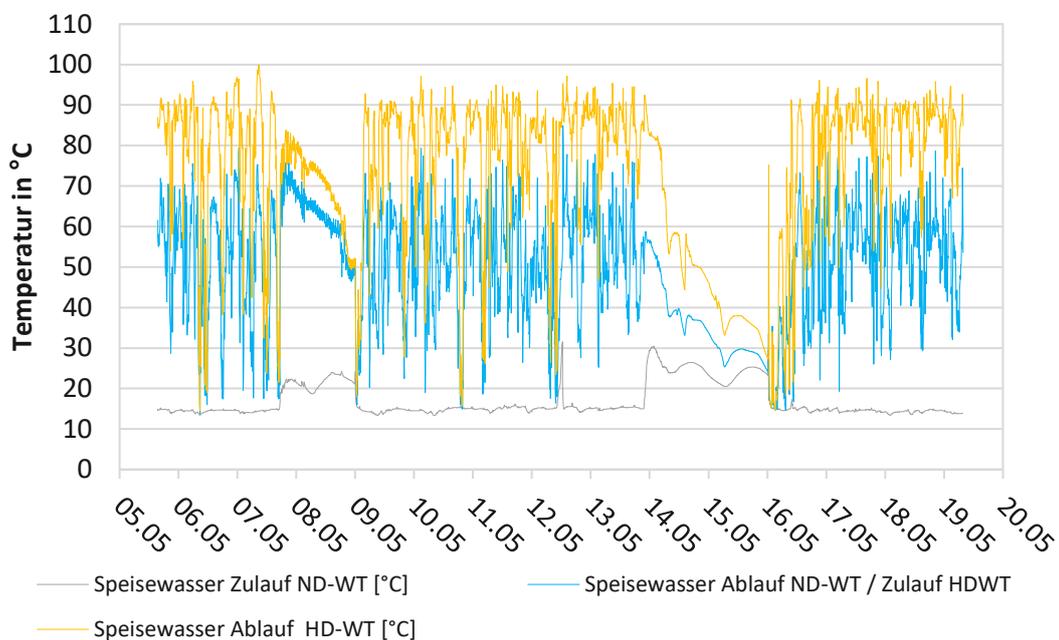


Abbildung 7: Die Temperaturen des Speisewassers über die beiden Wärmetauscher

Durch eine verbesserte Auslegung des Wärmetauschers könnte die Vorwärmung des Speisewassers verbessert werden. Da für die weitere Vorwärmung aktuell bereits Abdampf genutzt wird, kann die Abwärmenutzung beim Dampfkessel nicht gesteigert werden.

Das Kondensat hat nach der Nutzung eine Temperatur von ca. 60 C. Zur Nutzung für Heizzwecke sind die beheizten Gebäude auf dem Gelände zu weit entfernt, sodass die notwendige Temperatur nicht in den Gebäuden ankommt. Des Weiteren kommt dazu, dass die Produktion und somit auch der Dampfkessel im Winter für rund 3 Monate nicht in Betrieb ist und somit die Abwärme aus dem Kondensat nicht vorhanden ist.

### 3.2 Abwärmepotential Kalksandsteine

Die produzierten Kalksandsteine werden nach den Autoklaven an der Umgebungsluft abgekühlt. Dieser Abkühlvorgang ist notwendig, um die Steine verpacken zu können.

Die Steine haben nach den Autoklaven eine Temperatur von ca. 100°C. Das Abwärmepotential der Steine ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Hierbei wird die Abwärmeleistung in Abhängigkeit der Abkühlung aufgezeigt.

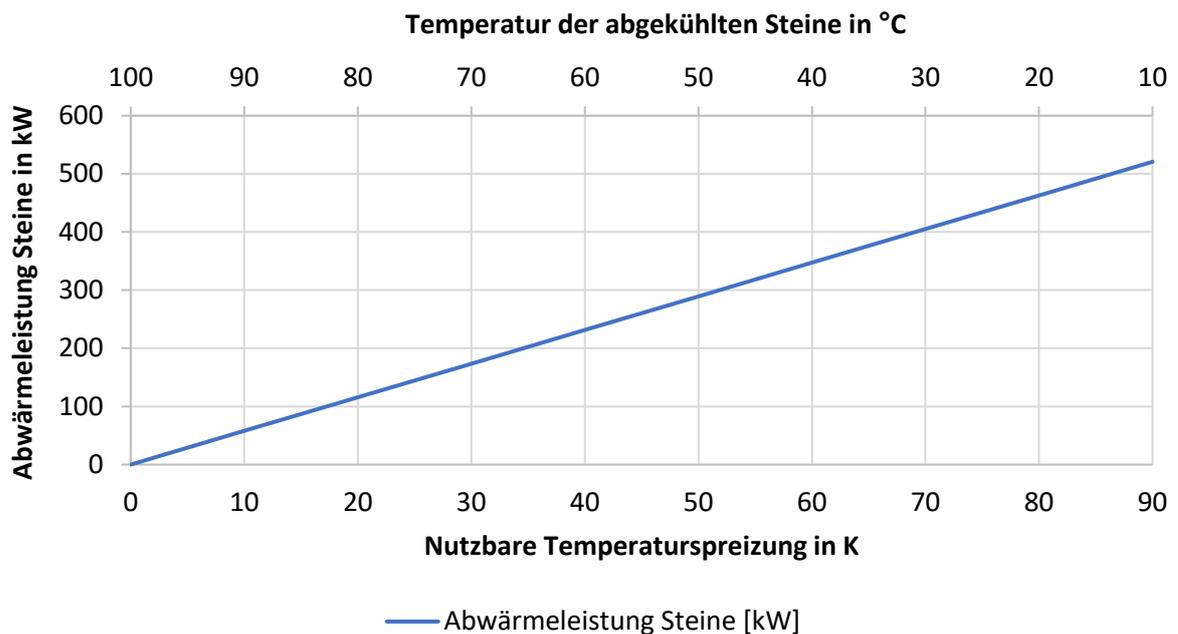


Abbildung 8: Abwärmepotential der Kalksandsteine

Um die Abwärme der Steine nutzbar zu machen, müsste die Abwärme gebündelt und abgeführt werden. Dies wäre nur mit einem hohen baulichen Aufwand möglich. Die Steine müssten in einer Einhausung abkühlen und die Abwärme könnte in Form von warmer Abluft genutzt werden.

Für die Warmluft gibt es aktuell am Standort kein direktes Nutzungspotential. Das Temperaturniveau ist auf einer sehr geringen Temperatur, mit der eine Weiternutzung schwierig möglich ist.

### 3.3 Luftvorwärmer für den Dampfkessel

Der vorhandene Dampfkessel ist bereits mit einem Economiser ausgestattet. Der Economiser dient der Wirkungsgraderhöhung des Dampfkessels.

Des Weiteren können Dampfkessel mit einer Luftvorwärmung ausgestattet werden. Bei einem vorhandenen Economiser kann durch eine Luftvorwärmung eine Wirkungsgradsteigerung von rund 0,5 - 1 % erreicht werden.

Bei einem Brennertausch ist die Nachrüstung einfacher realisierbar. Im Bestand muss durch eine Fachfirma die Umsetzung geprüft werden.

In der nachfolgenden Tabelle ist das Einsparpotential und im nachfolgenden Diagramm die Abhängigkeit vom Erdgaspreis dargestellt.

Tabelle 6: Einsparpotential mit einer Luftvorwärmung beim Dampfkessel

Wirkungsgradsteigerung		0,5%	1,0%
Erdgaseinsparung	[kWh <sub>HS</sub> /a]	35.400	70.400
	[kWh <sub>HI</sub> /a]	31.900	63.400
Erdgaskosteneinsparung	[€/a]	1.700	3.400
CO <sub>2</sub> -Einsparung	[t/a]	6,5	13

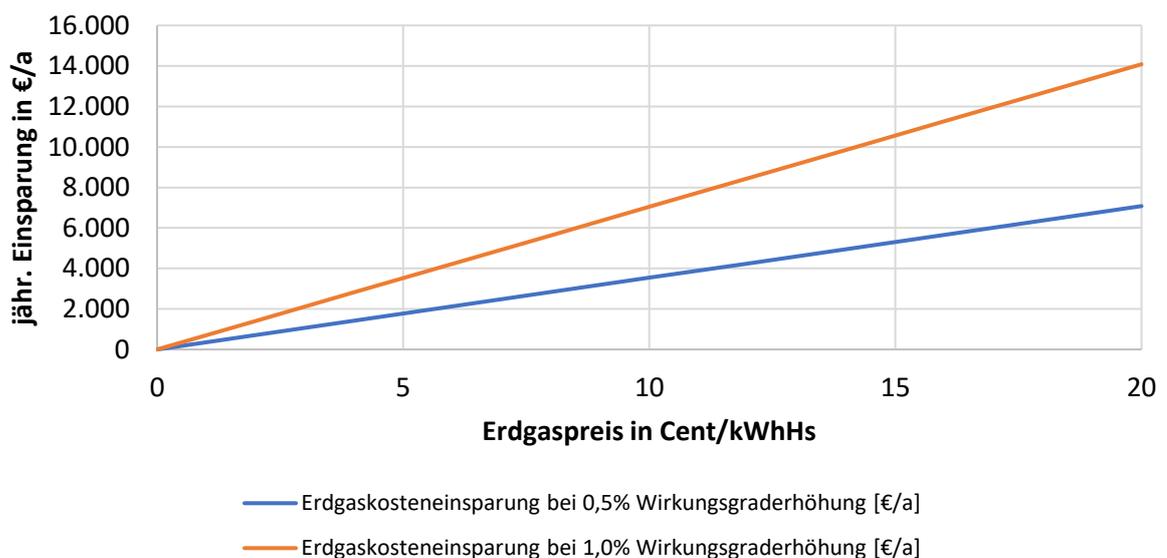


Abbildung 9: Einsparpotential in Abhängigkeit des Erdgaspreises

## 4 Dimensionierung unterschiedlicher Energieversorgungskonzepte

### 4.1 Grundlagen zu den betrachteten PV-Varianten

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen betrachtet. Es werden 5 verschiedene Varianten berechnet und dargestellt.

Die Betrachtung wurde auf Basis folgender Grundannahmen durchgeführt:

- Simulation der Eigenstromnutzung anhand realem Lastgang
- Inbetriebnahme: 2022
- Betrachtung auf 20 Jahre
- Zinssatz: 3%
- Leistungsdegression: 0,5 %/a
- Betriebs- und Wartungskosten sind berücksichtigt

Es wird ein 3D-Model erstellt und anhand von umfangreichen, aktuellen Datenbanken der einzelnen Komponenten erfolgt eine Simulation der PV-Anlagen mit Berücksichtigung eines Batteriespeichers.

Die Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind als statische Amortisationsdauer und als Kapitalwert nach 20 Jahren bewertet.

Aufgrund der stark gestiegenen Energiepreise wurden für die Berechnung der Energieversorgungsvarianten folgende Szenarien festgelegt und betrachtet:

#### Szenario 1:

- Strompreis: 25 Cent/kWh
- Erdgaspreis: 12 Cent/kWh<sub>HS</sub>

#### Szenario 2:

- Strompreis: 35 Cent/kWh
- Erdgaspreis: 17 Cent/kWh<sub>HS</sub>

#### 4.1.1 Var. 1: Dachflächen

Auf den potenziellen Dachflächen kann eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von rund 317 kW<sub>p</sub> installiert werden. Die Investitionskosten für die Anlage (o. Batteriespeicher oder Elektrodampfkessel) liegen bei rund 330.000 €. Der Stromertrag liegt bei rund 304.000 kWh/a.

Tabelle 7: Die Grundangaben zur PV-Var. 1

Installierte Leistung	317 kW <sub>p</sub>
Investitionskosten (o. Batteriespeicher, Elektrodampfkessel)	330.000 €
Stromerzeugung	304.100 kWh/a
Stromgestehungskosten (nur PV-Anlage)	9,8 Cent/kWh

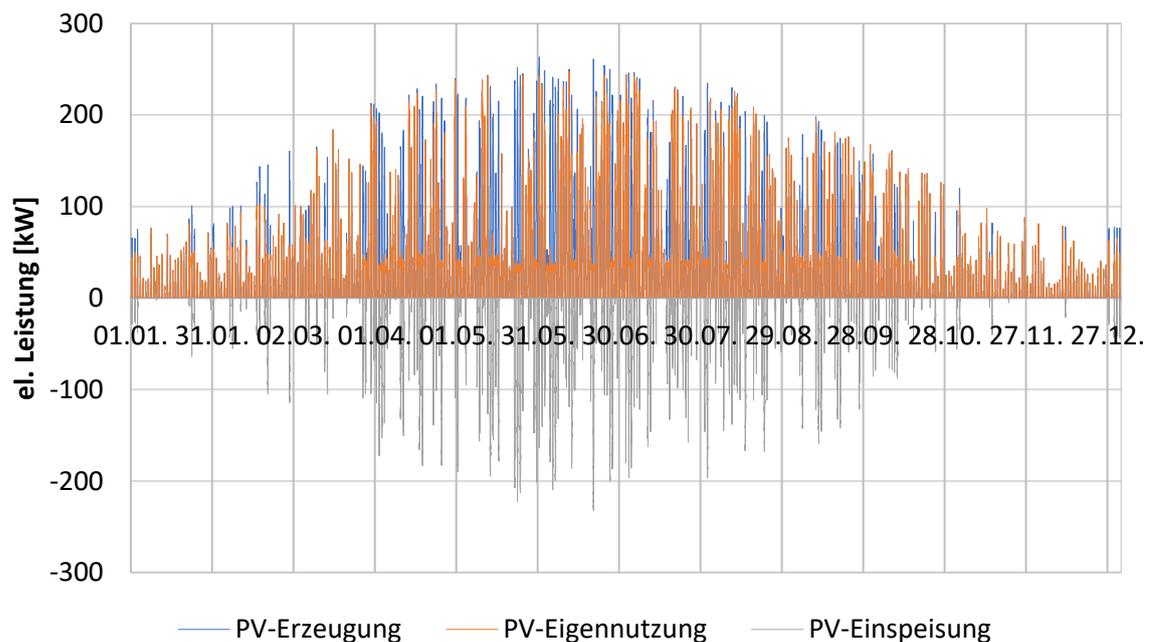


Abbildung 10: Die Stromerzeugung der Var. 1 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang

#### 4.1.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung

Auf den Lagerplatz kann eine PV-Anlage als Lagerplatzüberdachung mit einer installierten Leistung von rund 924 kW<sub>p</sub> installiert werden. Die Investitionskosten für die Anlage (o. Batteriespeicher oder Elektrodampfkessel) liegen bei rund 1.386.000 €. Der Stromertrag liegt bei rund 973.000 kWh/a.

Tabelle 8: Die Grundangaben zur PV-Var. 2

Installierte Leistung	924 kW <sub>p</sub>
Investitionskosten (o. Batteriespeicher, Elektrodampfkessel)	1.386.000 €
Stromerzeugung	973.400 kWh/a
Stromgestehungskosten (nur PV-Anlage)	12,3 Cent/kWh

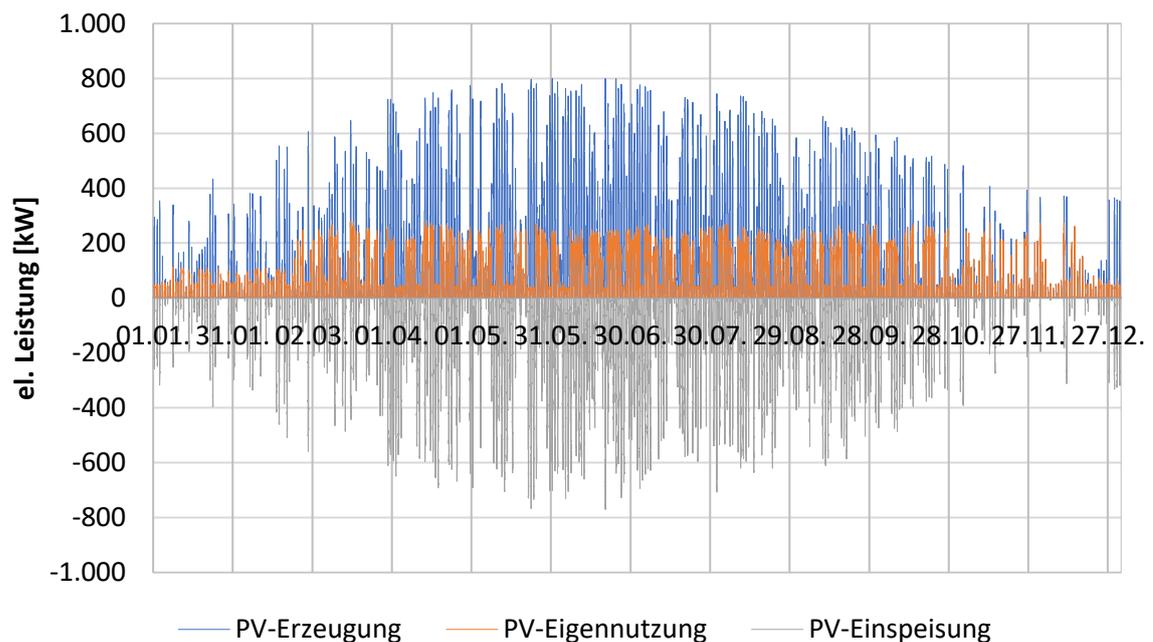


Abbildung 11: Die Stromerzeugung der Var. 2 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang

### 4.1.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände)

Auf einer Freifläche auf dem Werksgelände kann eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von rund 687 kW<sub>p</sub> installiert werden. Die Investitionskosten für die Anlage (o. Batteriespeicher oder Elektrodampfkessel) liegen bei rund 667.000 €. Der Stromertrag liegt bei rund 604.000 kWh/a.

Tabelle 9: Die Grundangaben zur PV-Var. 3

Installierte Leistung	687 kW <sub>p</sub>
Investitionskosten (o. Batteriespeicher, Elektrodampfkessel)	667.000 €
Stromerzeugung	604.000 kWh/a
Stromgestehungskosten (nur PV-Anlage)	9,8 Cent/kWh

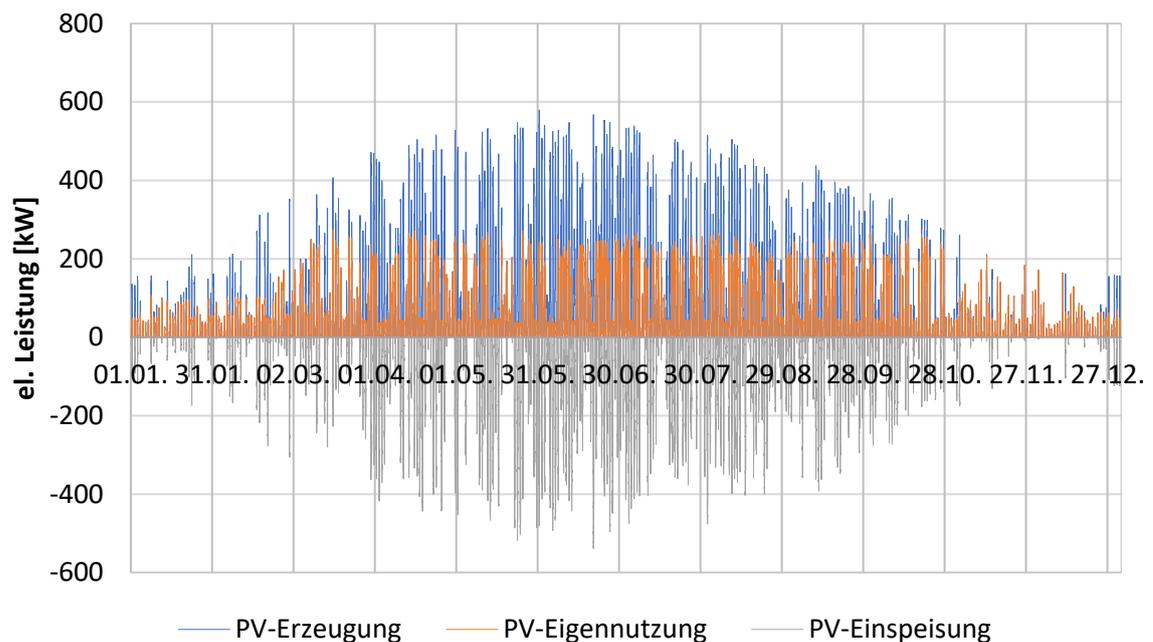


Abbildung 12: Die Stromerzeugung der Var. 3 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang

#### 4.1.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände)

Auf einer weiteren Freifläche auf dem Werksgelände kann eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von rund 894 kW<sub>p</sub> installiert werden. Die Investitionskosten für die Anlage (o. Batteriespeicher oder Elektrodampfkessel) liegen bei rund 847.000 €. Der Stromertrag liegt bei rund 781.000 kWh/a.

Tabelle 10: Die Grundangaben zur PV-Var. 4

Installierte Leistung	894 kW <sub>p</sub>
Investitionskosten (o. Batteriespeicher, Elektrodampfkessel)	847.000 €
Stromerzeugung	781.500 kWh/a
Stromgestehungskosten (nur PV-Anlage)	9,5 Cent/kWh

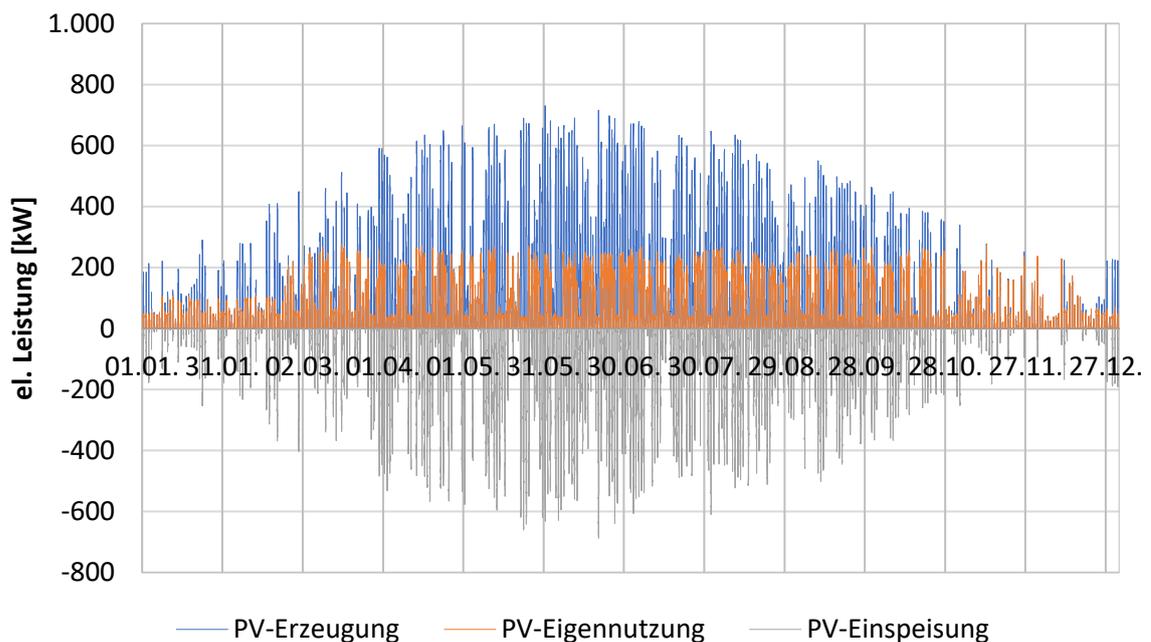


Abbildung 13: Die Stromerzeugung der Var. 4 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang

#### 4.1.5 Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände)

Auf einer Freifläche außerhalb des Werksgeländes kann eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung von rund 2.073 kW<sub>p</sub> installiert werden. Da die gesamte Freifläche außerhalb des Werksgeländes noch größer ist, wird in den folgenden Kapiteln bei der Freifläche 3 noch die nutzbare Fläche und somit die Leistung der PV-Anlage variiert. Die Investitionskosten für die Anlage (o. Batteriespeicher oder Elektrodampfkessel) liegen bei rund 1.820.000 €. Der Stromertrag liegt bei rund 1.946.000 kWh/a.

Tabelle 11: Die Grundangaben zur PV-Var. 5

Installierte Leistung	2.073 kW <sub>p</sub>
Investitionskosten (o. Batteriespeicher, Elektrodampfkessel)	1.820.000 €
Stromerzeugung	1.945.700 kWh/a
Stromgestehungskosten (nur PV-Anlage)	8,0 Cent/kWh

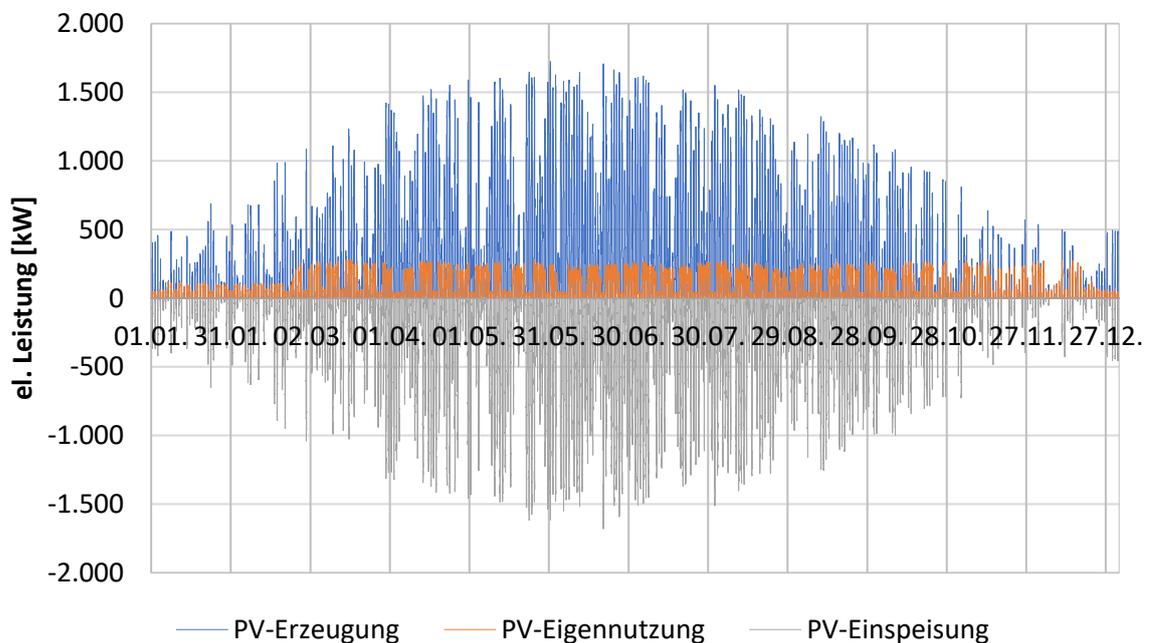


Abbildung 14: Die Stromerzeugung der Var. 5 mit direkter Eigennutzung zur Deckung des Strombedarfs und Einspeisung als Lastgang

## 4.2 PV-Varianten: Überschusseinspeisung

In der ersten Betrachtung werden die PV-Varianten mit Überschusseinspeisung betrachtet. Die Stromerzeugung aus der PV-Anlage wird vorrangig im Werk verbraucht und der Überschuss ins Netz eingespeist.

### 4.2.1 Var. 1: Dachflächen

Bei der Variante 1 können rund 78 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 6,2 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 4,3 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse detailliert dargestellt.

Tabelle 12: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1

Stromerzeugung	304.100 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	238.000 kWh/a	(78 %)
<i>Einspeisung</i>	66.000 kWh/a	(22 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	6,2 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	4,3 a	

#### 4.2.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung

Bei der Variante 2 können rund 42 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 11,6 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,7 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse detailliert dargestellt.

Tabelle 13: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 2

Stromerzeugung	973.400 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	411.200 kWh/a	(42 %)
<i>Einspeisung</i>	562.200 kWh/a	(58 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	11,6 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,7 a	

#### 4.2.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände)

Bei der Variante 3 können rund 56 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 7,4 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 5,5 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 14: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 3

Stromerzeugung	604.000 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	338.400 kWh/a	(56 %)
<i>Einspeisung</i>	265.600 kWh/a	(44 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	7,4 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	5,5 a	

#### 4.2.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände)

Bei der Variante 4 können rund 48 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 7,7 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 5,8 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 15: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 4

Stromerzeugung	781.500 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	377.000 kWh/a	(48 %)
<i>Einspeisung</i>	404.500 kWh/a	(52 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	7,7 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	5,8 a	

#### 4.2.5 Var. 1 - 4 Gesamtausbau Werksgelände

Bei der Variante 1 - 4 als Gesamtausbau auf dem Werksgelände können rund 19 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 10,4 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,9 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 16: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1-4

Stromerzeugung	2.663.000 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	500.200 kWh/a	(19 %)
<i>Einspeisung</i>	2.162.800 kWh/a	(81 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	10,4 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,9 a	

#### 4.2.6 Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände)

Bei der Variante 5 können rund 24 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 8,4 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 6,9 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 17: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 5

Stromerzeugung	1.945.700 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	475.300 kWh/a	(24 %)
<i>Einspeisung</i>	1.470.400 kWh/a	(76 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	8,4 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	6,9 a	

### 4.3 PV-Varianten: Batteriespeicher

Im folgenden Kapitel wurden die PV-Varianten zusätzlich mit Batteriespeicher betrachtet und die Amortisationsdauer in Abhängigkeit der Batteriekapazität berechnet. Der Batteriespeicher wird zur Erhöhung der Stromeigennutzung eingesetzt.

#### 4.3.1 Var. 1: Dachflächen

In den beiden folgenden Tabellen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt.

Tabelle 18: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

317	6,2	7,1	7,7	8,1	8,6	9,1	9,7	10,3	11,0	11,6	12,3	13,0	13,7	14,4	15,1	15,8	16,5	17,3	18,0
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900

**Batteriekapazität [kWh]**

Tabelle 19: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

317	4,3	5,0	5,3	5,6	5,9	6,2	6,6	7,0	7,4	7,8	8,2	8,7	9,1	9,5	9,9	10,4	10,8	11,3	11,7
	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900

**Batteriekapazität [kWh]**

### 4.3.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung

In den beiden folgenden Tabellen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt.

Tabelle 20: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 2 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

924	11,6	12,1	12,3	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,6	15,0	15,5	15,9	16,3	16,8	17,3	17,7	18,2	18,7	19,2	19,7
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

Tabelle 21: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 2 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

924	8,7	9,0	9,1	9,2	9,4	9,6	9,8	10,1	10,3	10,6	10,8	11,1	11,3	11,6	11,9	12,1	12,4	12,7	13,0	13,3
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

### 4.3.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände)

In den beiden folgenden Tabellen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt.

Tabelle 22: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 3 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

687	7,4	8,2	8,6	9,2	9,8	10,4	11,1	11,7	12,4	13,1	13,7	14,4	15,1	15,8	16,6	17,3	18,1	18,9	19,6	20,5
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

Tabelle 23: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 3 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

687	5,5	6,0	6,2	6,5	6,9	7,3	7,7	8,1	8,5	9,0	9,4	9,8	10,2	10,7	11,1	11,6	12,0	12,5	12,9	13,4
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

### 4.3.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände)

In den beiden folgenden Tabellen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt.

Tabelle 24: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 4 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

894	7,7	8,3	8,7	9,1	9,6	10,0	10,5	11,0	11,5	12,1	12,6	13,1	13,6	14,2	14,7	15,3	15,9	16,4	17,0	17,6
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

Tabelle 25: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 4 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

894	5,8	6,2	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8,2	8,5	8,8	9,1	9,5	9,8	10,1	10,5	10,8	11,2	11,5	11,9
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

### 4.3.5 Var. 1 - 4: Gesamtausbau Werksgelände

In den beiden folgenden Tabellen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt.

Tabelle 26: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 - 4 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

2822	10,4	10,7	10,8	10,9	11,1	11,3	11,4	11,6	11,8	12,0	12,1	12,3	12,5	12,7	12,9	13,1	13,3	13,5	13,7	13,9
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

Tabelle 27: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 1 - 4 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

2822	8,9	9,0	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8	10,0	10,1	10,2	10,3	10,4	10,6	10,7	10,9
	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900

**Batteriekapazität [kWh]**

#### 4.3.6 Var. 5 Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände)

In den beiden nachfolgenden Abbildungen ist die Amortisationsdauer der PV-Anlage mit zusätzlichen Batteriespeicher zur Erhöhung der Stromeigennutzung berechnet und in Abhängigkeit der Batteriespeicherkapazität für einen Strompreis von 25 bzw. 35 Cent/kWh dargestellt. Bei der Freifläche außerhalb des Werksgeländes wurde zusätzlich noch die Größe variiert, da auf dieser Fläche zusätzlich Platz für einen größeren Ausbau vorhanden wäre.

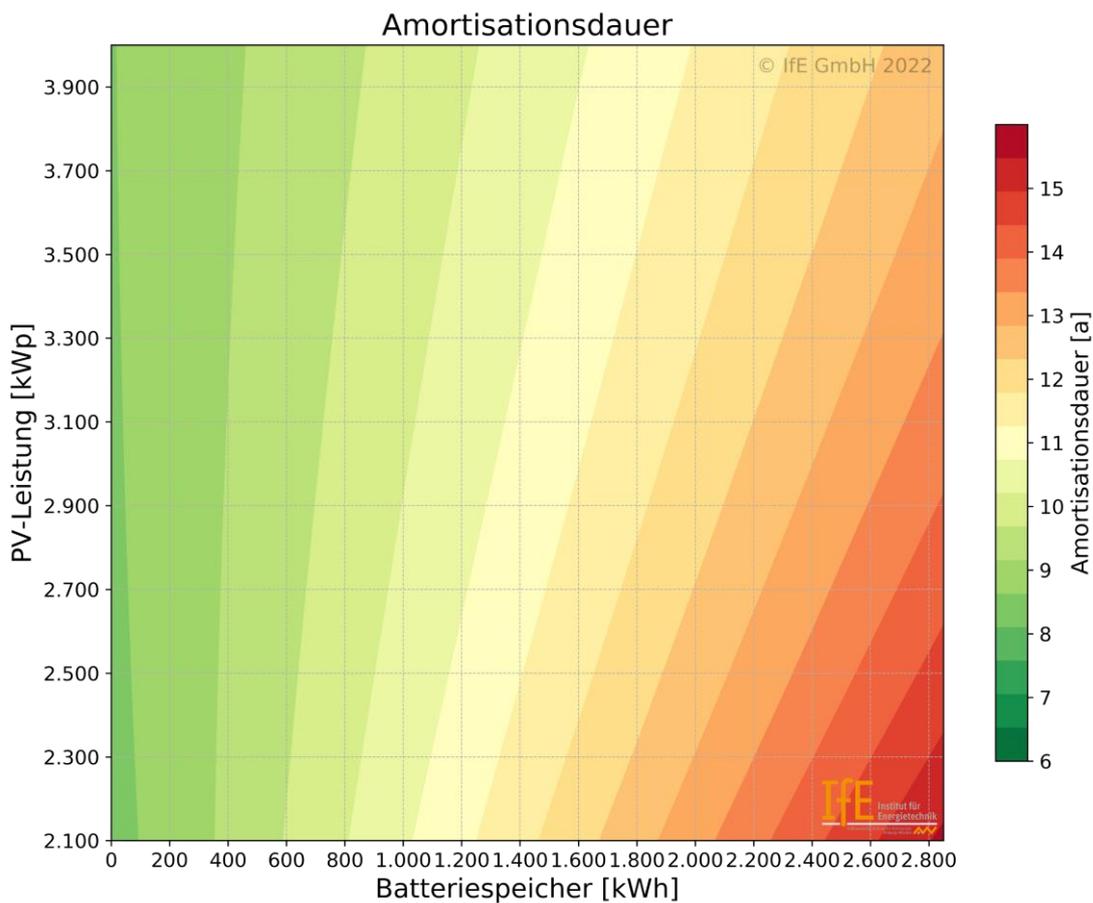


Abbildung 15: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 5 mit Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

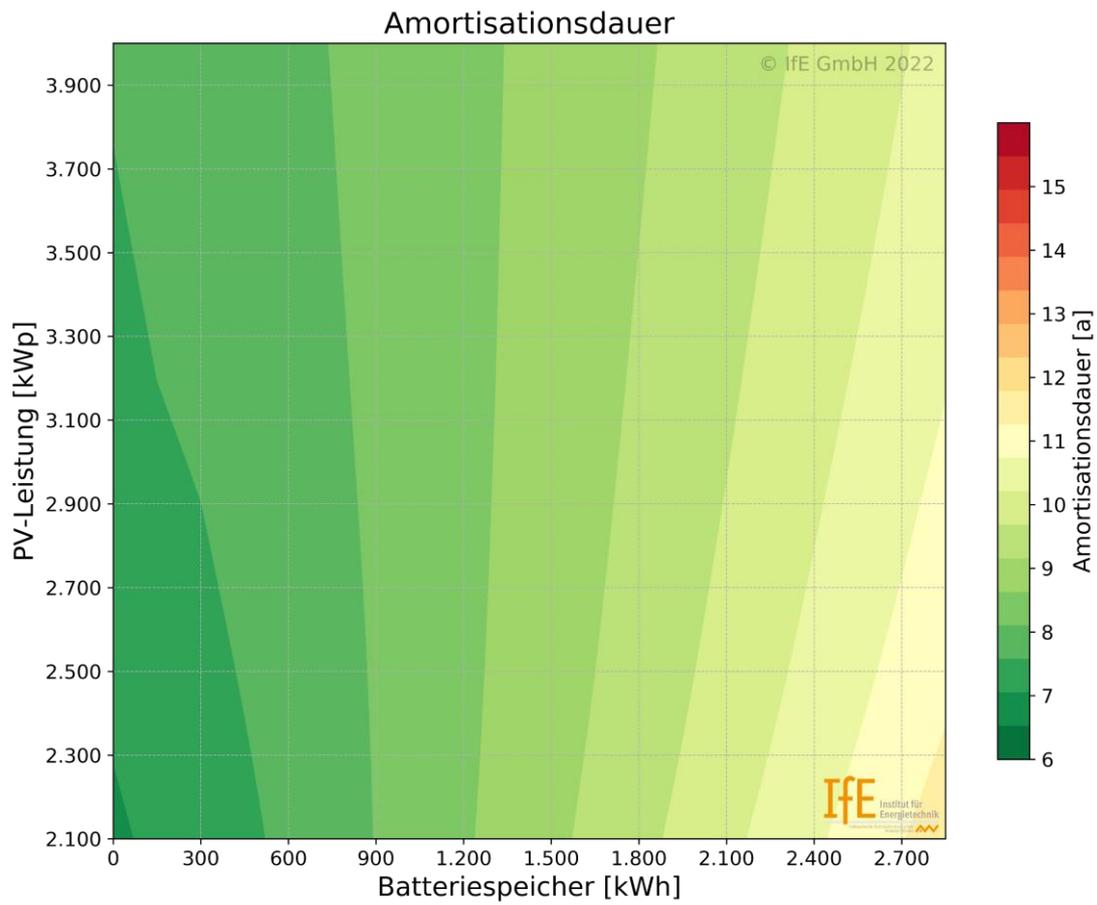


Abbildung 16: Die Amortisationsdauer der PV-Variante 5 mit Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

#### 4.4 PV-Varianten: Elektrische Dampferzeugung

Da bei allen betrachteten PV-Varianten ein nicht unerheblicher Stromüberschuss ins Netz eingespeist wird, werden alle Varianten zusätzlich mit einem Elektrodampfkessel betrachtet.

Der erzeugte Strom soll vorrangig zur Strombedarfsdeckung genutzt werden, danach im Elektrodampfkessel und der Überschuss ins Netz eingespeist werden.

##### 4.4.1 Var. 1: Dachflächen

Bei der Variante 1 können rund 82 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 16,7 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 10,7 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 28: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1 mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	304.100 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	249.400 kWh/a	(82 %)
<i>Einspeisung</i>	55.800 kWh/a	(18 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	16,7 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	10,2 a	
Stromgestehungskosten	20,7 Cent/kWh	

#### 4.4.2 Var. 2: Lagerplatzüberdachung

Bei der Variante 1 können rund 69 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 15,4 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 10,5 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 29: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 2 mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	973.400 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	669.400 kWh/a	(69 %)
<i>Einspeisung</i>	304.000 kWh/a	(31 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	15,4 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	10,5 a	
Stromgestehungskosten	15,6 Cent/kWh	

#### 4.4.3 Var. 3: Freifläche 1 (im Werksgelände)

Bei der Variante 3 können rund 75 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 12,8 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,7 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 30: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 3 mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	604.000 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	450.800 kWh/a	(75 %)
<i>Einspeisung</i>	153.200 kWh/a	(25 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	12,8 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,7 a	
Stromgestehungskosten	15,1 Cent/kWh	

#### 4.4.4 Var. 4: Freifläche 2 (im Werksgelände)

Bei der Variante 4 können rund 72 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 11,9 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,2 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 31: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 4 mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	781.500 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	558.500 kWh/a	(72 %)
<i>Einspeisung</i>	223.000 kWh/a	(28 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	11,9 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,2 a	
Stromgestehungskosten	13,6 Cent/kWh	

#### 4.4.5 Var. 1 - 4: Gesamtausbau Werksgelände

Bei der Variante 1 - 4 (Gesamtausbau Werksgelände) können rund 53 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 11,6 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,6 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 32: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 1 - 4 (Gesamtausbau Werksgelände) mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	2.663.000 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	1.409.400 kWh/a	(53 %)
<i>Einspeisung</i>	1.253.600 kWh/a	(47 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	11,6 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,6 a	
Stromgestehungskosten	10,7 Cent/kWh	

#### 4.4.6 Var. 5: Freifläche 3 (außerhalb Werksgelände)

Bei der Variante 5 können rund 59 % des erzeugten Stroms selbst genutzt werden. Die Amortisationsdauer bei 25 Cent/kWh liegt bei rund 11,3 Jahren und bei 35 Cent/kWh bei rund 8,0 Jahren. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 33: Die Stromeigennutzung und -einspeisung mit der Amortisationsdauer für die verschiedenen Energiepreise für die Variante 5 (2.073 kW<sub>p</sub>) mit Elektrodampfkessel

Stromerzeugung	1.945.700 kWh/a	
<i>Eigennutzung</i>	1.145.100 kWh/a	(59 %)
<i>Einspeisung</i>	800.600 kWh/a	(41 %)
Amortisationsdauer (25 Cent/kWh)	11,3 a	
Amortisationsdauer (35 Cent/kWh)	8,0 a	
Stromgestehungskosten	10,2 Cent/kWh	

Für die Erweiterung der Freifläche 3 sind die Ergebnisse in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt.

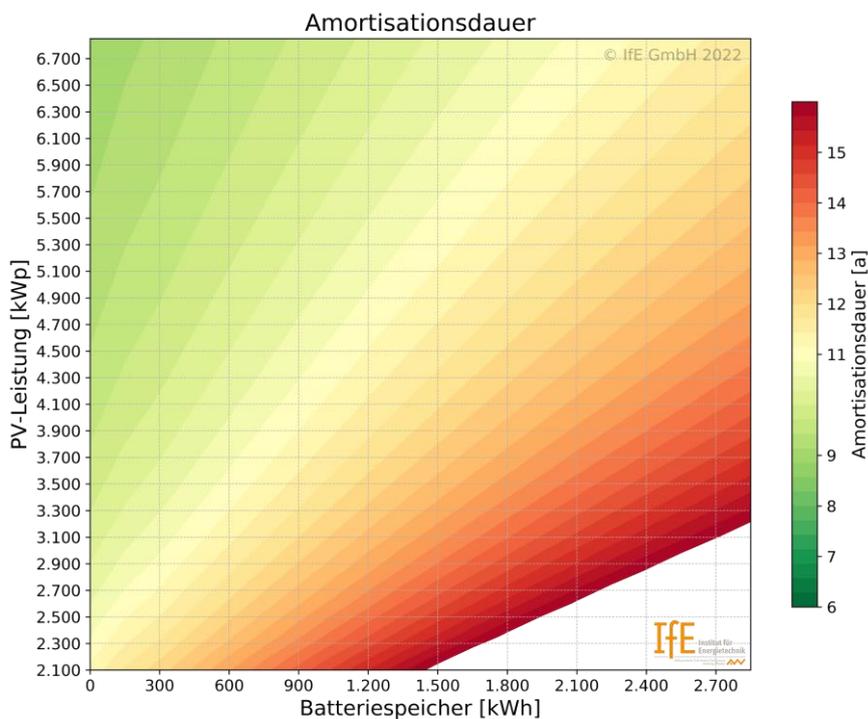


Abbildung 17: Die Amortisationsdauer der Variante 5 inkl. Batteriespeicher (25 Cent/kWh)

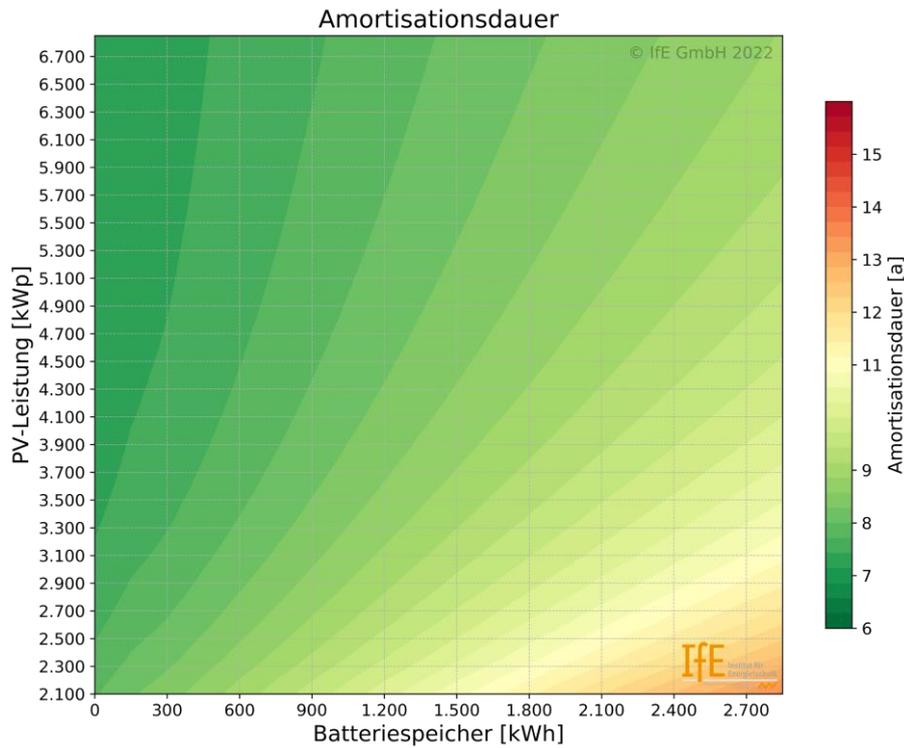


Abbildung 18: Die Amortisationsdauer der Variante 5 inkl. Batteriespeicher (35 Cent/kWh)

#### 4.4.7 Batteriespeicher

Für alle Varianten wurde zusätzlich ein Batteriespeicher betrachtet. Die Ergebnisse sind analog zum Kapitel vorher. Die Batteriespeicher verschlechtern die Wirtschaftlichkeit.

#### 4.5 Photovoltaik mit Wasserstoffherzeugung

Anstelle des Elektrodampfkessels könnte der bestehende Dampfkessel mit Wasserstoff betrieben werden. Hierzu sind Umbauarbeiten am Brenner notwendig. Für die Wasserstoffherzeugung in einem Elektrolyseur würde sich der Überschussstrom aus einer PV-Anlage anbieten.

Bei einem Ausbau der PV-Anlagen am Standort bis zu einer Größe von rund 4 MW<sub>p</sub> könnte der Strom aus den PV-Anlagen mit rund 7,5 Cent/kWh<sub>el</sub> bereitgestellt werden.

Folgende Elektrolyseurvarianten wurden betrachtet:

- Elektrolyseur mit 1 MW<sub>el</sub> (ca. 1,5 Mio. € Investitionskosten)
- Elektrolyseur mit 2 MW<sub>el</sub> (ca. 2,8 Mio. € Investitionskosten)

Grundannahmen Elektrolyseur:

- Wartung: ca. 4 % vom Invest pro Jahr
- Vollwartungsvertrag empfehlenswert
- Lebensdauer: ca. 15 Jahre
- Wirkungsgrad: 63 % bei 100 %-Last (Teillast etwas höher)
- Wasserbedarf: 560 l/h (Trinkwasser, 2 MW Elektrolyseur)

In Tabelle 34 und Tabelle 35 sind die Energiebilanzen der Elektrolyseurvarianten dargestellt.

Tabelle 34: Energiebilanz 1 MW<sub>el</sub>-Elektrolyseur

Stromerzeugung	3.754.000 kWh/a
<i>Eigennutzung</i>	<i>514.000 kWh/a</i>
<i>Strom Elektrolyseur</i>	<i>2.090.000 kWh/a</i>
<i>Einspeisung</i>	<i>1.150.000 kWh/a</i>

Tabelle 35: Energiebilanz 2 MW<sub>e</sub>-Elektrolyseur

Stromerzeugung	3.754.000 kWh/a
<i>Eigennutzung</i>	<i>514.000 kWh/a</i>
<i>Strom Elektrolyseur</i>	<i>2.935.000 kWh/a</i>
<i>Einspeisung</i>	<i>305.000 kWh/a</i>

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden die Wasserstoffgestehungskosten berechnet. Diese liegen deutlich über den Erdgasbezugskosten. In Abbildung 19 sind die Wasserstoffgestehungskosten aufgezeigt.

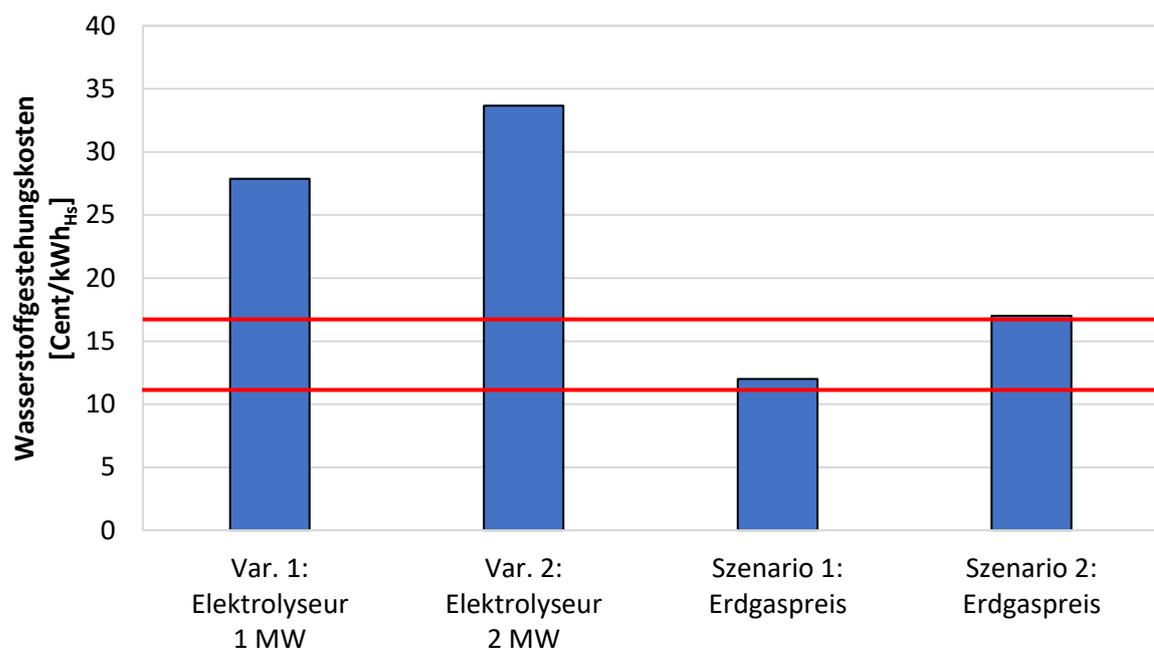


Abbildung 19: Die Wasserstoffgestehungskosten der beiden Elektrolyseurvarianten

## 4.6 KWK-Anlagen mit Dampferzeugung

Im Rahmen dieses Konzeptes werden in diesem Kapitel neue Energieversorgungsvarianten auf Basis von KWK-Anlagen mit Dampferzeugung für die Fa. Zapfwerke entwickelt. Hierfür werden verschiedene Energieerzeuger betrachtet und dimensioniert.

Die Auslegung der verschiedenen Energieversorgungsvarianten erfolgt auf Basis der Aufzeichnungen des Energieversorgers über den Strom-/Erdgaslastgang, sowie firmeninternen Aufzeichnungen und Unterlagen. Als Referenzvariante wird die bestehende Energieversorgung mit Strombezug und den vorhandenen Erdgasdampfkessel betrachtet. Aufbauend auf den bestimmten Wärmebedarf werden verschiedene Energieversorgungsvarianten dimensioniert, die Laufzeiten kalkuliert, sowie die Energieumsätze berechnet.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Hierfür gibt es verschiedene Systeme. Die Wärmeauskopplung kann je nach System auch mittels eines Abhitzedampfkessels zur Dampferzeugung erfolgen.

In diesem Kapitel werden folgende Energieversorgungsvarianten untersucht:

- Variante 1: Mikrogasturbine (191 kW<sub>el</sub>)
- Variante 2: Erdgas-BHKW (400 kW<sub>el</sub>)

Bei der Auslegung der einzelnen Energieversorgungsvarianten wird sowohl auf ökologische als auch auf ökonomische Aspekte geachtet. Insbesondere bei den KWK-Varianten erfolgt die Auslegung auch anhand der aktuellen Gesetzeslage.

Bei Variante 1 wird zur Bedarfsdeckung eine Mikrogasturbine mit Dampferzeuger installiert. Die Mikrogasturbine hat eine nutzbare thermische Leistung von 180 kW sowie eine elektrische Leistung von 191 kW. Die Spitzenlastherzeugung erfolgt über den vorhandenen Erdgasdampfkessel.

Bei Variante 2 wird zur Bedarfsdeckung ein Erdgas-BHKW mit Abhitzedampfkessel installiert. Das BHKW hat eine nutzbare thermische Leistung von 205 kW für die Dampfnutzung sowie eine elektrische Leistung von 400 kW. Des Weiteren hat das BHKW eine thermische Leistung von 227 kW bei 90 C. Diese Wärme ist aufgrund der fehlenden Wärmesenken auf den Werksgelände der Fa. Zapf nicht nutzbar. Die Spitzenlastherzeugung erfolgt über den vorhandenen Erdgasdampfkessel.

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wurden die Jahresgesamtkosten berechnet. Die Berechnung erfolgte als Vollkostenrechnung. Die Jahresgesamtkosten geben an, wie hoch die Kosten unter Berücksichtigung von Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten, sonstigen Kosten und evtl. Einnahmen (z. B. durch Stromverkauf oder durch Stromeigennutzung) jährlich anfallen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 20 dargestellt.

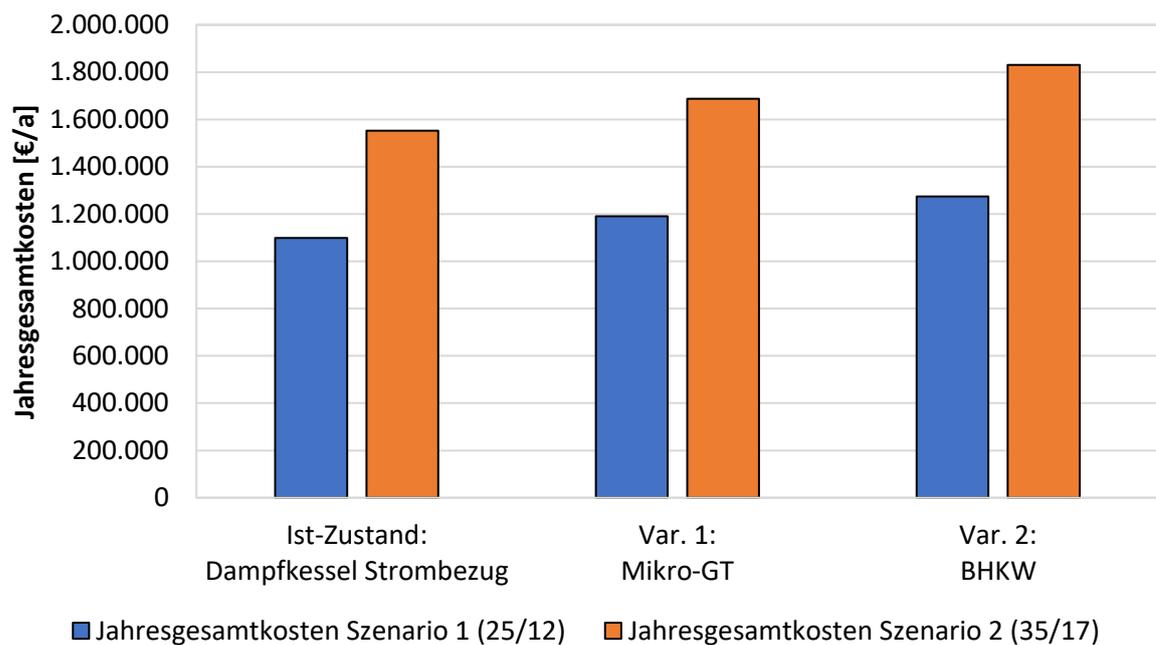


Abbildung 20: Die Jahresgesamtkosten der KWK-Varianten (ohne Kapitalkosten) im Vergleich zum Dampfkessel und Strombezug

Anhand der dargestellten Jahresgesamtkosten (ohne Kapitalkosten) wird ersichtlich, dass sich die beiden KWK-Varianten in beiden betrachteten Szenarien nicht wirtschaftlich umsetzen lassen. Die beiden Varianten würden zu jährlichen Mehrkosten gegenüber dem Ist-Zustand mit Erdgasdampfkessel und Strombezug führen.

## 5 Zusammenfassung

Im Rahmen des vorliegenden betrieblichen Gesamtenergiekonzeptes wurde die Fa. Zapfwerke einer umfassenden energetischen Bestandsaufnahme unterzogen, in welcher die thermische und elektrische Energieversorgung, sowie der CO<sub>2</sub>-Ausstoß aufgenommen wurde. Auf Basis der aufgezeichneten und aufgenommenen Energieverbrauchsdaten und Abstimmungsgesprächen wurde der Energiebedarf analysiert. Für die Fa. Zapfwerke in Behringersdorf können die Energieverbräuche aus der Tabelle 36 entnommen werden.

Tabelle 36: Energieverbräuche der Fa. Zapfwerke in Behringersdorf

Energieträger	Energiebedarf [kWh/a]
Strom	1.063.000
Erdgas (Hi)	6.257.000
<b>Summe</b>	<b>7.320.000</b>

In Summe ergibt sich ein CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Höhe von **1.258 Tonnen** für das Betrachtungsjahr 2021. Für den Energiebezug fallen dadurch Energiekosten von rund **529.000 € pro Jahr** an.

Die Messung der **Wärmerückgewinnung** für das Brunnenwasser und Kondensat ergibt ein Abwärmepotential, das aus dem Kondensat noch nutzbar wäre.

Die Nutzung der **Abwärme der Kalksandsteine** lässt sich nur mit erheblichem baulichem Aufwand umsetzen. Die warme Luft lässt sich nicht sinnvoll nutzen.

Die **Luftvorwärmung** für den Dampfkessel ergibt eine geringe Wirkungsgradsteigerung. Die Prüfung für die Umsetzung am Bestandskessel muss durch eine Fachfirma bewertet werden. Ein Economiser ist bereits installiert.

Für **PV-Anlagen** zur Stromerzeugung wurden fünf verschiedene Varianten betrachtet. Die PV-Varianten wurden sowohl auf Dachflächen als auch für eine Lagerplatzüberdachung und als Freiflächenanlage betrachtet. Für die jeweiligen PV-Varianten wurden verschiedene Szenarien berechnet. Die waren eine Überschusseinspeisung, Nutzung eines Batteriespeichers und der Einsatz eines Dampfkessels. Für den Überschussstrom wurden auch die Kosten für einen Elektrolyseur für die Wasserstoffherzeugung ermittelt.

Auf Grundlage der Bedarfsermittlung wurden zwei **Energieversorgungsvarianten** auf Basis von KWK-Anlagen entwickelt und im Rahmen einer Vollkostenrechnung auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht. Davon abgeleitet wurden die Jahresgesamtkosten. Die KWK-Anlagen weisen ggü. dem Ist-Zustand höhere Jahresgesamtkosten auf.