



Diplomarbeit

Entwicklung eines Konzeptes für eine autarke Energieversorgung

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieur (Dipl.-Ing.)

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Fabian Tobias Werner HOIS

Matr.Nr.: 11778951

unter der Leitung von

a.o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Karl Ponweiser

(E302 Institut für Energietechnik und Thermodynamik,
Forschungsbereich: Thermodynamik und Wärmetechnik)

Dipl.-Ing. Florian Heindl

(E302 Institut für Energietechnik und Thermodynamik,
Forschungsbereich: Thermodynamik und Wärmetechnik)

Wien, im Oktober 2023

Fabian Hois

Ich nehme zur Kenntnis, dass ich zur Drucklegung dieser Arbeit nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass die vorliegende Arbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen von mir selbstständig erstellt wurde. Alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, sind in dieser Arbeit genannt und aufgelistet. Die aus den Quellen wörtlich entnommenen Stellen, sind als solche kenntlich gemacht.

Das Thema dieser Arbeit wurde von mir bisher weder im In- noch Ausland einem_r Beurteiler_in zur Begutachtung in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt. Diese Arbeit stimmt mit der von den Begutachter_innen beurteilten Arbeit überein.

Ich nehme zur Kenntnis, dass die vorgelegte Arbeit mit geeigneten und dem derzeitigen Stand der Technik entsprechenden Mitteln (Plagiat-Erkennungssoftware) elektronisch-technisch überprüft wird. Dies stellt einerseits sicher, dass bei der Erstellung der vorgelegten Arbeit die hohen Qualitätsvorgaben im Rahmen der geltenden Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis „Code of Conduct“ an der TU Wien eingehalten wurden. Zum anderen werden durch einen Abgleich mit anderen studentischen Abschlussarbeiten Verletzungen meines persönlichen Urheberrechts vermieden.

Wien, im Oktober 2023

Fabian Hois

Danksagung

Ich möchte meine Dankbarkeit gegenüber der Hydrotaurus C-Tech GmbH, insbesondere dem Geschäftsführer, Christian Bayer, zum Ausdruck bringen. Die Zusammenarbeit beruhte stets auf einem wertschätzenden und freundlichen Miteinander. Das hat nicht nur die Freude an der Arbeit erhöht, sondern auch zu aussagekräftigen Ergebnissen geführt.

Zudem möchte ich mich außerordentlich bei meinen Thesis-Betreuern Herrn Dipl.-Ing. Florian Heindl und Herrn a.o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. Karl Ponweiser für ihre Anleitung, Hilfe und ständige Unterstützung während der gesamten Forschungsarbeit bedanken.

Zu guter Letzt möchte ich meinen Dank auch meiner Familie, die mich stets unterstützt hat und mich immer daran erinnert, was im Leben wirklich wichtig ist, zum Ausdruck bringen. Ein großes Dankeschön geht auch an alle meine Freunde, Studienkollegen und Korrekturleser für die großartige Zeit.

„Hat man sein Warum? des Lebens, so verträgt man sich fast mit jedem Wie?“
Friedrich Nietzsche 1888

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abstract	III
Kurzfassung	IV
1 Einleitung.....	1
1.1 Allgemeine Einleitung in das Themenfeld.....	1
1.2 Problemstellung	1
1.3 Lösungsansatz.....	2
1.4 Aufbau und Struktur der Arbeit	2
2 Theoretische Grundlagen	3
2.1 Lineare Optimierung	3
3 Methodik	10
3.1 TOP Energy	10
3.2 Datenerhebung für die Parametrisierung.....	12
3.3 Aufbau des TOP Energy Modells.....	12
4 Umsetzung / Implementierung.....	14
4.1 Solarstrahlung	14
4.2 Solarkollektor	15
4.3 Photovoltaikanlage.....	20
4.4 Stromspeicher	25
4.5 Stromversorger und -einspeisung	28
4.6 Stromtarif	29
4.7 Power to Gas - Elektrolyseur	31
4.8 Brennstoffspeicher	36
4.9 Brennstofftarif.....	39
4.10 Brennstoffnetz (Einspeisung).....	39
4.11 BHKW	40
4.12 Brennstoffzelle	42
4.13 Wärmepumpe und Kompressionskältemaschine	44
4.14 Wärmespeicher.....	50
4.15 Wärmebedarf	54

4.16	Fernwärmeversorger und -einspeisung	55
4.17	Wärmetarif	56
4.18	Notkühler	57
4.19	Kältespeicher	57
4.20	Kältebedarf	60
4.21	Strombedarf	61
4.22	Windkraft.....	62
4.23	Simulation	62
5	Entwicklung der Varianten	66
5.1	Variante 1: Basis mit Fernwärme- & mit Stromanschluss	68
5.2	Variante 2: Ohne Fernwärme- & mit Stromanschluss.....	68
5.3	Variante 3: Mit Fernwärme- & ohne Stromanschluss	69
5.4	Variante 4: Ohne Fernwärme- & ohne Stromanschluss	70
6	Simulationsergebnisse	72
6.1	Variante 1	74
6.2	Variante 2.....	76
6.3	Variante 3.....	77
6.4	Variante 4.....	79
6.5	Sensitivitätsanalyse	81
7	Diskussion	84
8	Zusammenfassung	86
9	Literaturverzeichnis	88
10	Abbildungsverzeichnis.....	93
11	Formelverzeichnis	94
12	Tabellenverzeichnis.....	95
13	Abkürzungsverzeichnis	96

Abstract

This thesis discusses the modeling, development, and optimization of a sustainable, self-sufficient energy system for an industrial partner. In particular, the possibility of energetic self-sufficiency shall be investigated in terms of economic efficiency and technical feasibility. The investigation into the current landscape of the economics of renewable energy and hydrogen investments are vital for deriving investment strategies and decisions.

This was done in three steps which consist of model building, optimization, and analysis of results. The entire energy system was modeled and optimized using the software "TOP Energy". Four potential variants were developed for further development of the system. Variants 2, 3 and 4 represent deviations from variant 1 in which either electricity or heat grid-connections or both were removed, thus increasing the degree of energy self-sufficiency. Each variation was subjected to sensitivity analysis concerning four parameters: electricity purchase price, electricity selling price, hydrogen price, and oxygen price.

The optimization results confirm the hypothesis that an energy self-sufficient system incurs higher costs compared to non-self-sufficient systems. A consistent feature across all variations was that full deployment of the photovoltaic (PV) system and the production and storage of hydrogen were always part of the optimal solution. The optimization of the annualized total costs for Variations 1 and 2, both of which maintain an electrical grid connection, yielded negative annualized total costs with the employed parameterization.

These results indicate that investing in a sustainable energy system can be profitable, although associated with increased risk due to the novelty of hydrogen technologies. The sensitivity analysis further indicates that the choice of parameters, particularly hydrogen price, has a significant impact on optimal annualized total costs.

Kurzfassung

Diese Arbeit wurde mit dem Ziel geschrieben, das Energiesystem eines Industriebetriebs modellhaft abzubilden, weiterzuentwickeln und zu optimieren. Dabei sollte insbesondere die Möglichkeit der Energieautarkie hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und technischer Machbarkeit untersucht werden. Die Untersuchung der aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Energien und Wasserstoff ist für die Entwicklung von Investitionsstrategien und -entscheidungen unerlässlich.

Die Abbildung des gesamten Energiesystems wurde mit Hilfe der Software „TOP Energy“ durchgeführt, wobei für die Weiterentwicklung des Systems vier potenzielle Varianten ausgearbeitet wurden. Dabei stellen Variante 2, 3 und 4 Abweichungen von Variante 1 dar in denen jeweils entweder Strom- oder Wärmeanschluss oder beides entfernt und damit der Energieautarkiegrad erhöht wurde. Jede Variante wurde einer Sensitivitätsanalyse bezüglich der vier Parameter: Strombezugspreis, Stromverkaufspreis, Wasserstoffpreis und Sauerstoffpreis unterzogen.

Die Ergebnisse der Simulationen bestätigen die Hypothese, dass die Energieautarkie eines Energiesystems gegenüber nicht autarken Systemen mit höheren Kosten einhergeht. Die auffälligsten Gemeinsamkeiten aller Varianten sind, dass der volle Ausbau der PV-Anlage und die Produktion und Speicherung von Wasserstoff immer Teil der optimalen Lösung waren. Die Optimierung der annualisierten Gesamtkosten von Varianten 1 und 2, welche beide über einen Stromnetzanschluss verfügen, führen mit der verwendeten Parametrisierung zu negativen annualisierten Gesamtkosten.

Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Investition in ein nachhaltiges Energiesystem profitabel sein kann, wobei sie aufgrund der Neuartigkeit der Wasserstofftechnologien mit erhöhtem Risiko einhergeht. Die Sensitivitätsanalyse zeigt zudem, dass die Parameterwahl, insbesondere beim Wasserstoffpreis, großen Einfluss auf die optimalen annualisierten Gesamtkosten hat.

1 Einleitung

1.1 Allgemeine Einleitung in das Themenfeld

Der Klimawandel und seine Folgen sind eines der größten Probleme unserer Zeit. Ein Großteil der Staaten dieser Welt hat sich mit dem Pariser Klimaabkommen dazu verpflichtet, Schritte zu setzen, um Ihre CO₂-Emissionen zu senken und damit die globale Erderwärmung auf ein Maximum von 1,5°C zu begrenzen [1]. Es gibt eine Vielzahl an Organisationen, Unternehmen und Institutionen, die daran arbeiten, ihren Energiebedarf durch erneuerbare Energie zu decken und dadurch einen Beitrag zur Energiewende¹ zu leisten. Neben einem geringeren CO₂-Ausstoß bringen nachhaltige Energiequellen oftmals den Vorteil, dass sie dezentral und lokal sind, was sich gut nutzen lässt, um Energieautarkie² zu erzielen. Im Rahmen der Dekarbonisierung³ der österreichischen Energieversorgung soll diese Eigenschaft genutzt werden und Energie zukünftig möglichst regional aus erneuerbaren Primärenergiequellen zu erzeugen [3].

In diesem Kontext hat sich der Industriebetrieb entschlossen, ein Energiekonzept zu entwickeln, das einen energieautarken und nachhaltigen Betrieb des Industriekomplexes ermöglicht. Dieses Energiekonzept wird im Rahmen der vorliegenden Diplomarbeit entwickelt, simuliert und optimiert. Es kann als Vorreiterprojekt für andere Unternehmen dienen und damit einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion des österreichischen CO₂-Ausstoßes und zur regionalen Energieautarkie leisten.

1.2 Problemstellung

Die Hydrotaurus C-Tech GmbH ist an das Institut für Energietechnik und Thermodynamik herantreten, um ein Energiesystem für einen Industriebetrieb zu entwickeln, zu simulieren und zu optimieren. Ziel dieser Arbeit ist die modellhafte Abbildung der Energieversorgung (elektrisch und thermisch mit Heizen und Kühlen) des Industriebetriebs und seiner peripheren Einrichtungen in TOP-Energy. Diese Abbildung soll mit Hilfe von TOP Energy nach annualisierten Gesamtkosten in verschiedenen Varianten optimiert werden.

¹ Ersatz der Nutzung von fossilen und atomaren Energiequellen durch eine ökologische, nachhaltige Energieversorgung [2]

² Unabhängigkeit der Energieversorgung des Systems gegenüber externen Strom-, Wärme- und Kälteversorgern

³ Verminderung kohlenstoffhaltiger Emissionen (besonders durch die Abkehr von fossilen Energieträgern) [2]

1.3 Lösungsansatz

Dem zeitabhängigen Bedarf an elektrischer Energie, und thermischer Energie in Form von Heiz- und Kühlenergie steht ein Dargebot von erneuerbarer Primärenergie aus Solar- und etwaig auch Geoenergie zur Verfügung. Um das zeitlich volatile Dargebot mit dem zeitlich variablen Bedarf in Einklang zu bringen, können Speicher von unterschiedlicher Art, Kapazität und Leistung zum Einsatz kommen.

Um sowohl kostenoptimalen Betrieb als auch Investitionen zu ermitteln, müssen die zeitlichen Dargebotsprofile sowie die zeitlichen Bedarfsprofile bereitgestellt und in das Optimierungsprogramm TOP Energy eingepflegt werden. Um dies zu erreichen, wurde zunächst ohne Optimierung ein mögliches Energiekonzept kreiert. Dieses Konzept soll als erster Ansatz dienen, welcher anschließend verfeinert werden soll. Hierfür müssen zunächst alle technischen sowie wirtschaftlichen Informationen der in Frage kommenden Systemkomponenten erfasst werden, um sie anschließend modular in TOP Energy zu gliedern.

Nach Erfassung und Abbildung aller Systemkomponenten in TOP Energy werden mehrere Varianten von virtuellen Energiesystemen für unterschiedliche Rahmenbedingungen entwickelt. Für jede Variante werden die optimierten annualisierten Gesamtkosten berechnet und die Ergebnisse bezüglich ihrer Sensitivität auf Veränderungen bestimmter Parameter geprüft. Dabei ist es das Ziel durch den Einsatz von gemischt ganzzahliger linearer Optimierung das ökonomisch sinnvollste Energiesystem abzuleiten und die annualisierten Kosten zu minimieren.

Methodisch soll wie folgt vorgegangen werden:

1. Aufbau eines ersten funktionierenden virtuellen Energiesystems mit generischen Inputdaten
2. Erfassung und Recherche realer technischer und wirtschaftlicher Inputdaten
3. Variation und Vergleich von virtuellen Energiesystemen
4. Übersichtliche Aufbereitung und Interpretation der Ergebnisse

1.4 Aufbau und Struktur der Arbeit

Die Diplomarbeit ist demnach so aufgebaut, dass zunächst ein Überblick über die Grundlagen der Optimierung, insbesondere der gemischt ganzzahligen linearen Optimierung gegeben wird. Anschließend folgt die Dokumentation und Erklärung aller Systemkomponenten der simulierten Energiesysteme. Zuletzt werden die Ergebnisse der Simulationen und Sensitivitätsanalysen diskutiert.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die Grundlagen der Linearen Optimierung, auf denen diese Arbeit aufgebaut ist, kurz erklärt. Dabei wird insbesondere auf gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung eingegangen, welche in der Optimierung von Energiesystemen angewendet wird.

2.1 Lineare Optimierung

Der Begriff „Optimierung“ stammt aus dem Lateinischen von dem Begriff „Optimum“ ab, was so viel bedeutet wie „das Beste“. Optimierung wird sowohl in der Mathematik als auch umgangssprachlich verwendet, um ein Problem zu beschreiben, indem etwas „möglichst gut“ gemacht werden soll. Im mathematischen Sinne handelt es sich dabei immer entweder um eine Minimierung oder Maximierung des Wertes einer Zielfunktion. Wie der Name bereits suggeriert, ist die Zielfunktion jene Funktion, welche den zu optimierenden Wert ausgibt. Die Eigenschaften, welche für die Optimierung der Zielfunktion optimal gewählt werden sollen, werden Variablen, bzw. auch Entscheidungs- oder Optimierungsvariablen genannt. Hinzu kommt, dass bei Optimierungsproblemen meist Nebenbedingungen, auch Restriktionen genannt, berücksichtigt werden müssen [4].

Nach Definition der einzelnen Begriffe kann ein lineares Optimierungsproblem (englisch: linear programming (LP)) mit zwei Entscheidungsvariablen wie folgt definiert werden:

Es seien x_1 und x_2 reelle Entscheidungsvariablen sowie $c_1, c_2, b_1, \dots, b_m$ und $a_{11}, a_{12}, a_{21}, a_{22}, \dots, a_{m1}, a_{m2}$ fest vorgegebene Koeffizienten. Man maximiere den Wert der Zielfunktion $Z(x_1, x_2)$ in Formel (1):

$$Z(x_1, x_2) = c_1 x_1 + c_2 x_2 \quad (1)$$

unter Beachtung der Nebenbedingungen (Restriktionen).

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 \leq b_1 \quad (2)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 \leq b_2 \quad (3)$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 \leq b_m \quad (4)$$

Da es sich bei x_1 und x_2 meist um Stückzahlen, Anlagengrößen oder Ähnliches handelt, ist es oft sinnvoll Nichtnegativitätsbedingungen, wie in Formel (5) zu sehen, zu stellen.

$$x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0 \quad (5)$$

Eine Nebenbedingung, deren Erfüllung bereits durch die anderen Nebenbedingungen garantiert wird, wird als inaktiv und alle anderen als aktiv bezeichnet [4].

Wird ein Optimierungsproblem grafisch betrachtet, so schränken die Nebenbedingungen den Lösungsraum ein. Der Begriff „zulässiger Bereich“ beschreibt bei einem linearen Optimierungsproblem die Menge aller Lösungen, die alle Nebenbedingungen gleichzeitig erfüllen [4].

Von der grafischen Lösung eines linearen Optimierungsproblems ist in der Praxis abzuraten, da es zu ungenau und umständlich ist. Das Standardverfahren zur rechnerischen Lösung linearer Optimierungsprobleme ist der SIMPLEX-Algorithmus. Dieser beginnt mit der Wahl eines Basispunkts, der alle Nebenbedingungen erfüllt und prüft, ob dieser die optimale Lösung darstellt. Wenn dies nicht der Fall ist, sucht der Algorithmus eine Nachbarlösung, um die Zielfunktion zu verbessern, indem die Variablen angepasst werden, ohne die Beschränkungen zu verletzen. Falls eine solche Lösung gefunden wird, wird diese zum neuen Basispunkt und der Prozess beginnt von vorne. Dies wird so lange fortgeführt, bis eine optimale Lösung gefunden wurde und es damit keine weitere Nachbarlösung gibt, welche die Zielfunktion verbessert und die Beschränkungen einhält. Die optimale Lösung ist dann der Basispunkt, der den besten Wert der Zielfunktion erzielt, während alle Beschränkungen erfüllt bleiben [4].

Lineare Optimierung kann neben der klassischen Variante, welche durch den SIMPLEX-Algorithmus zu lösen ist, noch in weitere Klassen aufgeteilt werden. Zwei Unterklassen der linearen Optimierung sind die ganzzahlige und gemischt-ganzzahlige Lineare Optimierung, wobei auf Letztere genauer eingegangen wird, da es den Anwendungsfall von TOP Energy widerspiegelt und im Energiebereich angewendet wird [5].

2.1.1 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung

Die gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung, im Englischen „Mixed integer linear programming“ (MILP) genannt umfasst jene Optimierungsprobleme, in denen alle oder zumindest einige Freiheitsgrade ganzzahlig bzw. diskret sind [6]. MILP kommt also zur Anwendung, wenn alle oder zumindest ein Teil der Optimierungsvariablen entweder ganzzahlig oder binär sind. Das ist bei vielen Problemen in der Realität, wie zum Beispiel bei Energiesystemen der Fall. Beispielsweise sind bei der Optimierung der

benötigten Anzahl an Photovoltaikmodulen (PV-Module) für die Deckung eines vorgegebenen Energiebedarfs nur ganzzahlige Ergebnisse sinnvoll. Binäre Optimierungsvariablen kommen häufig bei Ja/Nein Entscheidungen zum Einsatz. Das könnte unter anderem bei der Entscheidung zwischen mehreren Technologien in einem Energiesystem der Fall sein.

Im Fall dieser Arbeit, verwendet TOP Energy ebenfalls MILP, da einige Optimierungsvariablen ganzzahlig bzw. binär sein müssen. Beispielsweise muss bei der Strukturoptimierung der unterschiedlichen Komponenten entschieden werden, ob diese Komponente angeschafft wird oder nicht. Dafür wird pro Komponente eine binäre Optimierungsvariable benötigt.

MILP-Probleme gehören im Sinne der Komplexitätstheorie zu der Klasse NP-schwer, wobei NP für nichtdeterministisches Polynom steht. Probleme der Klasse NP-schwer können sehr schnell sehr komplex werden, da die Rechenzeit mit der Problemgröße exponentiell zunimmt. Aufgrund der exponentiellen Zunahme an Rechenzeit kann das Problem nicht in polynomialer Zeit gelöst werden. Das bedeutet, dass es kein Polynom gibt, welches die Zunahme der Rechenzeit in Abhängigkeit von der Problemgröße beschreibt. Für die Lösung von MILP-Problemen gibt es zahlreiche verschiedene Lösungsverfahren. Die drei gängigsten Verfahren davon sind das Branch&Bound- (B&B), das Branch&Cut- (B&C) sowie das Branch&Price-Verfahren (B&P) [5].

Branch&Bound

Beim B&B-Verfahren werden gemischt-ganzzahlige lineare Probleme in Verzweigungen, sogenannte branches aufgeteilt, welche für sich jeweils ein lineares Problem abbilden. Prinzipiell versucht dieses Verfahren ein Problem in Unterprobleme zu verzweigen und durch die Anwendung von Verwerfungskriterien zu verhindern, dass „ungünstige“ Bereiche des entstehenden Suchbaumes untersucht werden. Damit wird versucht, eine vollständige Enumeration zu vermeiden, weshalb B&B als implizites Enumerationsverfahren kategorisiert wird. Im Allgemeinen ist das wichtigste Konzept des B&B-Verfahrens die LP-Relaxierung.

Die LP-Relaxierung ist das Lösen eines Problems unter Lockerung der Bedingungen des Problems. Hinsichtlich der Lösungsverfahren von MILP-Problemen ist das, wie in Formel (6) dargestellt, fast immer mit einer Lockerung der Ganzzahligkeitsbedingung verbunden.

$$x_1, \dots, x_r \in \mathbb{N} \rightarrow x_1, \dots, x_r \in \mathbb{R}_0^+ \quad (6)$$

Durch die Lockerung der Ganzzahligkeitsbedingungen kann das relaxierte Problem mit Hilfe des SIMPLEX Algorithmus gelöst werden. Sollte die resultierende Lösung trotz Relaxierung alle Ganzzahligkeitsanforderungen erfüllen, ist das MILP-Problem

effektiv gelöst und das Optimum gefunden. In der Regel verletzt die Lösung jedoch mindestens eine der Ganzzahligkeitsbedingungen. Unter diesen Umständen wird eine der ganzzahligen Entscheidungsvariablen ausgewählt, die diese Bedingungen nicht erfüllt. Basierend auf dieser Entscheidungsvariable werden zwei neue Unterprobleme generiert, die jeweils einen eingeschränkteren Lösungsraum als das ursprüngliche Problem haben. Diese Unterprobleme werden anschließend in ihrer relaxierten Form erneut gelöst. Sollten die Lösungen der relaxierten Unterprobleme ebenfalls nicht alle Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllen, werden diese erneut aufgeteilt. Dies wird so lange fortgeführt, bis die optimale Lösung gefunden wird, wodurch ein Suchbaum entsteht.

Erfüllt eine Lösung des relaxierten Problems alle Bedingungen, stoppt die Verzweigung an dieser Stelle. Wenn die Lösung besser als alle anderen validen Lösungen des Suchbaumes ist, wird sie bei einem Minimierungsproblem zur oberen Schranke des Problems. Die untere Schranke wird durch den besten Lösungswert einer noch aktiven Verzweigung im Suchbaum bestimmt und erfüllt vor Erreichung des Optimums noch nicht die Ganzzahligkeitsbedingungen. Eine aktive Verzweigung hat zumindest ein noch nicht gelöstes Unterproblem. Wenn die Lösung einer aktiven Verzweigung im Suchbaum - unabhängig ob ganzzahlig oder nichtganzzahlig – oberhalb der oberen Schranke liegt, wird diese folglich gestoppt.

Die Differenz zwischen oberer und unterer Schranke nennt sich Gap und gibt Aufschluss darüber, wie nahe die Schranken an der optimalen Lösung liegen. Je kleiner der Gap umso genauer sind die Ergebnisse bereits. Die optimale Lösung ist dann erreicht, wenn untere und obere Schranke gleich sind und somit keine aktiven Verzweigungen mehr offen sind, welche zu einem besseren Ergebnis führen könnten. In diesem Fall ist der Gap, also die maximal mögliche Abweichung zur optimalen Lösung, gleich null [7].

Im folgenden Absatz wird das Vorgehen anhand eines konkreten Beispiels demonstriert.

Das Optimierungsproblem liegt darin, die Zielfunktion z , welche die Investitionskosten eines Energiesystems beschreibt, zu minimieren. Die in Formel (7) abgebildete Zielfunktion ist abhängig von den beiden ganzzahligen Entscheidungsvariablen κ (Anzahl an PV-Modulen) und σ (Anzahl an Solarkollektoren), welche pro Modul 300 bzw. 200 Geldeinheiten (GE) kosten. Zudem müssen die unten abgebildeten Nebenbedingungen erfüllt werden.

$$z = z(\kappa, \sigma) = 300\kappa + 200\sigma \quad (7)$$

$$\kappa + \sigma \geq 3,5 \quad (8)$$

$$\sigma \in \mathbb{N}, \quad \sigma \geq 1 \quad (9)$$

$$\kappa \in \mathbb{N}, \quad \kappa \geq 2 \quad (10)$$

Als Lösung des relaxierten Problems LP_0 ergibt sich:

$$LP_0: \quad \kappa = 2; \quad \sigma = 1,5; \quad z = Z^u = 900 \text{ GE}$$

Da das Ergebnis von LP_0 nicht die Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt ($\sigma = 1,5$), wird das Problem in zwei Unterprobleme (Branches) LP_1 und LP_2 geteilt. Diese Probleme sind durch die neue Nebenbedingung von σ mehr eingeschränkt und daher einfacher als das ursprüngliche Problem LP_0 . Die obere Schranke Z^o des Problems beträgt zu diesem Zeitpunkt noch ∞ , weil es keine ganzzahlige Lösung gibt, welche als Schranke herangezogen werden kann. Das Ergebnis von LP_0 , $z = 900 \text{ GE}$, bildet die untere Schranke des Problems Z^u .

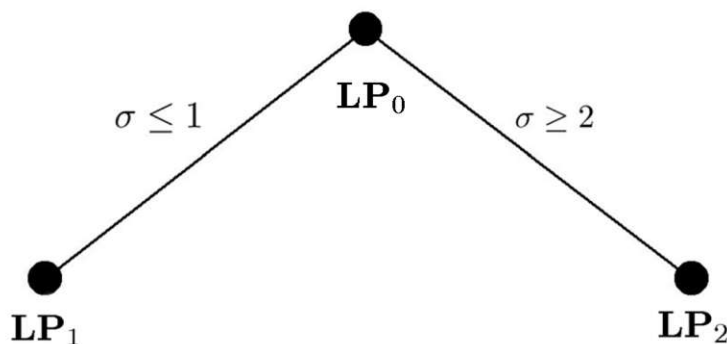


Abbildung 1: LP-Relaxierung et.al. Kallrath

In Abbildung 1 ist die Aufspaltung nach der LP-Relaxierung in LP_1 und LP_2 und deren Knoten im B&B Raum zu sehen [6]. Wird im konkreten Beispiel zuerst LP_1 gelöst, so wird die obere Schranke von ∞ durch das Ergebnis von LP_1 ($z_{LP1} = Z^o_{LP1} = 1\,100 \text{ GE}$) abgelöst, da z_{LP1} die Ganzzahligkeitsbedingung erfüllt. Folglich kann das optimale Ergebnis des Minimierungsproblems nicht größer als Z^o_{LP1} , also $1\,100 \text{ GE}$ sein. Weil die Verzweigung LP_0 aktiv ist, also zumindest ein noch nicht gelöstes Unterproblem hat, verbleibt die untere Schranke bei $Z^u = 900 \text{ GE}$.

Kommt eine Verzweigung zu einem Ergebnis, das höher liegt als die obere Schranke, so wird diese verworfen. Das wird so lange für jeden nicht ganzzahligen Wert

fortgeführt, bis die optimale Lösung gefunden wird. Im Fall des konkreten Problems erfüllt die Lösung von LP_2 ebenfalls bereits die Ganzzahligkeitsbedingung und liegt mit $z_{LP_2} = 1\,000$ GE unter der bestehenden oberen Schranke. Da LP_0 nun eine inaktive Verzweigung darstellt, folgt, dass z_{LP_2} sowohl untere als auch obere Schranke ist und damit die optimale minimale Lösung des Problems darstellt.

Branch&Cut

Ein weiteres wichtiges Lösungsverfahren für MILP-Probleme ist das B&C-Verfahren. Es kombiniert das Schnittebenen-Verfahren (engl.: cutting planes methods) und das B&B-Verfahren. Demnach ähnelt das B&C-Verfahren dem B&B-Verfahren in seinem grundlegenden Prozess, das Problem zu Relaxieren, in Unterprobleme aufzuteilen und anschließend diese Unterprobleme der Reihe nach zu lösen bzw. auszuschließen. Während beim B&B-Algorithmus in einem Knoten für jeden nichtganzzahligen Wert einer ganzzahligen Variable zwei neue Unterprobleme erzeugt werden, wird beim B&C-Verfahren nach jedem Knoten keine Verzweigung, sondern eine Ungleichung oder ein Schnitt hinzugefügt. Diese Ungleichung bzw. Schnitt trennt einen Teil des zulässigen Bereichs ab, ohne dabei ganzzahlig zulässige Lösungen zu verlieren, wie in Abbildung 2 zu sehen ist. Abbildung 2 stellt grafisch die konvexe Hülle (in grau), die Schnittebenen (blaue Geraden) und die LP-Relaxierung (äußere Begrenzung) dar [6]. Dabei ist die konvexe Hülle als der minimale zulässige Bereich oder das kleinste Polyeder definiert, das gerade noch alle zulässigen gemischtganzzahligen Punkte umfasst und durch lineare Bedingungen beschrieben werden kann. Die Modellformulierung sollte daher hinsichtlich der Wahl der Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen so gewählt werden, dass die LP-Relaxierung möglichst nahe an die konvexe Hülle heranreicht [6].

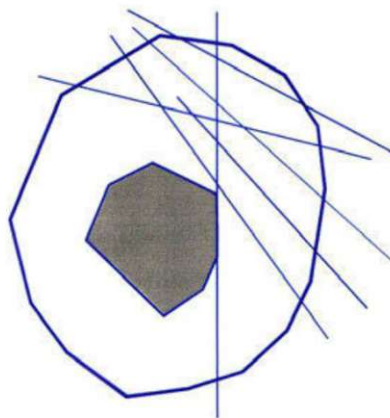


Abbildung 2: LP-Relaxierung, konvexe Hülle, und Schnittebenen

Branch&Price

B&P ist ein Verfahren, dass der Erweiterung des B&B-Verfahrens durch Column Generation (CG) dient und zur Anwendung kommt, wenn es sich um ein Problem mit einer sehr großen Anzahl an Entscheidungsvariablen handelt (Millionen-Bereich). CG bedeutet auf Deutsch übersetzt Spaltengenerierung und bezieht sich auf die Spalten der Matrix eines MILP-Problems. Dabei entspricht jede Spalte einer Entscheidungsvariable. Für die erste LP-Relaxierung wird bei B&P zunächst ein Großteil der Entscheidungsvariablen, bzw. Spalten nicht berücksichtigt, da die meisten davon in einem großen Optimierungsproblem sowieso den Wert null annehmen würden. An die Lösung des relaxierten LP-Problems anschließend wird zum Nachweis der Optimalität ein sogenanntes Pricing-Optimierungsproblem gelöst. Dabei werden neu in die Basis aufzunehmende Entscheidungsvariablen identifiziert, welche für die Lösung des Problems relevant sein könnten. Mit jeder neu hinzugefügten Variable wird eine Spalte hinzugefügt, die den aktuellen Lösungsraum verbessert (einschränkt). Sollte die Lösung der LP-Relaxierung nicht alle Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllen, entsteht in dem Knoten eine neue Verzweigung (branching). Dieser Prozess wiederholt sich iterativ bis eine optimale Lösung gefunden wurde [6], [8].

3 Methodik

In diesem Kapitel wird die Software TOP Energy vorgestellt, sowie die Herangehensweise an die Prozesse der Datenerhebung und des Modellaufbaus beschrieben.

3.1 TOP Energy

TOP-Energy ist eine Software, die für den Zweck der Analyse, Bewertung und Optimierung von Energiesystemen entwickelt wurde. Die Software ermöglicht es komplexe, gekoppelte Energiesysteme, auch zeitbasiert zu simulieren. Aus dem von dem Benutzer entwickelten Modell generiert TOP Energy ein MILP-Optimierungsmodell, welches anschließend an einen linearen Optimierer (Gurobi Solver, Version 9.5) übergeben und damit gelöst wird. Die Ergebnisse des Optimierers werden anschließend wieder an TOP Energy übergeben und aufbereitet. Die Ein- und Ausgabe erfolgt über eine grafische Benutzeroberfläche.

TOP-Energy wurde als Software gewählt, da sie sowohl einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit (z.B. Energie- und Kapitalkosten) als auch technischer Parameter der verschiedenen Systemvarianten ermöglicht. Die Software deckt die Stoffmodelle Wärme, elektrischer Strom, Brennstoff gasförmig, Dampf, u.v.m. ab. Erneuerbare Energien können damit ebenfalls modelliert werden.

Durch die Anwendung von TOP-Energy sollen Einsparungspotenziale und Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung bei der Umwandlung von Primärenergie identifiziert werden. Zudem sollen die Ergebnisse Investitionsentscheidungen unterstützen und Risiken minimieren. Insgesamt bietet die TOP-Energy Software eine gute Lösung für die Analyse, Bewertung und Optimierung des vorliegenden Energiesystems [9].

TOP Energy besteht aus drei Programmen, der graphischen Benutzeroberfläche, welche der Modellbildung dient, dem Zeitreiheneditor und dem Vorlageneditor.

Die Bedienung der Software erfolgt größtenteils über die graphische Benutzeroberfläche, auf der alle Systemkomponenten des Energiesystems abgebildet sind. Wie in Abbildung 3 zu sehen, sind alle Komponenten durch farbige Linien miteinander verbunden, wobei jede Farbe einem bestimmten Stoffmodell zuzuordnen ist. Sind beispielsweise zwei Komponenten wie Wärmespeicher und Wärmebedarf durch blaue Linien miteinander verknüpft, so signalisiert das, dass zwischen ihnen thermische Energie ausgetauscht wird. Grüne Linien stehen für das Stoffmodell „gasförmiger Brennstoff“ und rote Linien für elektrischen Strom. Die Verbindungslinien, die von jeder Komponente ausgehen, repräsentieren eine grafische Modellierung der gesamten Ein- und Ausgänge dieser spezifischen Komponente, wobei sie die

Interaktionen und Beziehungen zwischen verschiedenen Elementen innerhalb des Systems visualisieren. Alle graphisch dargestellten Ein- und Ausgänge sind in der Komponente mit Formeln hinterlegt, welche das graphisch dargestellte System mathematisch beschreiben. In Tabelle

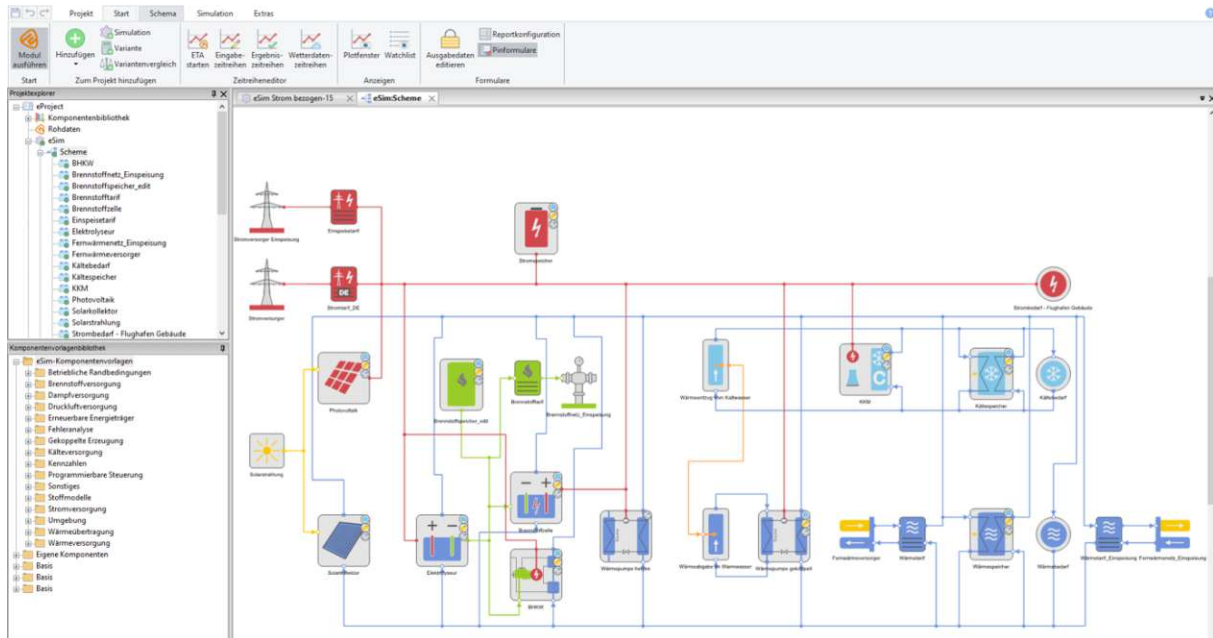


Abbildung 3: Graphische Benutzeroberfläche TOP Energy

Durch einen Doppelklick auf eine Komponente können für jede Komponente individuelle Eingabedaten definiert werden. Bei einigen von TOP Energy bereits zur Verfügung gestellten Komponentenvorlagen kann auch ausgewählt werden, ob die Komponente strukturoptimiert werden soll oder nicht. Unter dem Begriff Strukturoptimierung wird in diesem Kontext verstanden, dass die Kapazität der strukturoptimierten Komponente zur Entscheidungsvariable wird und damit im Rahmen der Simulation in TOP Energy optimiert wird.

Im Vorlageneditor kann eine Komponente vollkommen individualisiert gestaltet werden. Hier sind alle im Hintergrund arbeitenden Formeln hinterlegt und können je nach Bedarf angepasst werden. Für diese Arbeit wurden einige Komponentenvorlagen, wie die „Power-to-Gas“ Komponentenvorlage an die Bedürfnisse des abzubildenden Energiesystems angepasst.

Der Zeitreiheneditor dient dazu, Zeitreihen für die Simulation zu importieren, zu bearbeiten und anschließend an TOP Energy zu übergeben. Für diese Arbeit wurden Zeitreihen zu Wetterdaten, Bedarfen und anderen Parametern in den Zeitreiheneditor als csv-Datei importiert, bearbeitet und anschließend in TOP Energy verwendet.

3.2 Datenerhebung für die Parametrisierung

Zum Zeitpunkt des Projektstarts sind dem Auftraggeber, Hydrotaurus sowie dem Industriepartner einige technische und wirtschaftliche Eingabeparameter der verschiedenen Technologien nicht bekannt. Ein Teil dieser Arbeit ist es, verlässliche Werte für diese unbekannten Parameter zu bestimmen. Das erfolgt einerseits über die Recherche in öffentlich zugänglichen Quellen, und andererseits durch Anfragen für Angebote und technische Datenblätter bei Herstellern entsprechender Anlagen. Um sicherzustellen, dass die verwendeten Werte valide sind, wird der Anspruch gestellt, möglichst immer zwei Quellen für einen Parameter zu finden und daraus den verwendeten Wert abzuleiten.

Sollten keine vertrauenswürdigen öffentlich zugänglichen Daten gefunden werden, werden nach institutsinterner Absprache die besten Daten herangezogen und durch Experteneinschätzungen an das Projekt angepasst.

In Kapitel 4 ist eine Auflistung der recherchierten Parameter inkl. Quellen zu finden. Dazu gibt es eine kurze Beschreibung, warum welcher Wert herangezogen wurde.

3.3 Aufbau des TOP Energy Modells

Ziel ist es, ein potenzielles Energiesystem einer Industrieanlage in TOP Energy abzubilden und damit eine Simulation über den Zeitraum von einem Jahr zu ermöglichen. Das erfordert die Einbindung und Parametrisierung zahlreicher Komponenten. Basierend auf institutsinternen Erfahrungen hat sich herausgestellt, dass der Aufbau eines Modells in TOP Energy am besten schrittweise erfolgt. Es sollten nicht alle Komponenten auf einmal, sondern nacheinander hinzugefügt werden, um eine mögliche anschließende Fehlersuche zu vereinfachen.

Es wurde daher, wie in Abbildung 4 dargestellt, vorgegangen. Als erster Schritt soll ein funktionierendes initiales Basismodell erstellt werden. Aufbauend darauf wird eine Ergänzung hin zum Zielmodell, z.B. das Hinzufügen einer Komponente, vorgenommen. Anschließend wird die neue, ergänzte Version im Rahmen einer Simulation getestet. Sollten während der Simulation keine Fehler aufgetreten und die Ergebnisse plausibel sein, wird diese Version als neue Basis herangezogen. Sollten Fehler bei der Simulation auftreten, ist klar, dass die Ursache dafür an der zuletzt hinzugefügten Änderung liegt. Der Fehler kann folglich schnell behoben und die fehlerbereinigte Version erneut getestet werden. Dieser Prozess wurde so lange wiederholt, bis das gewünschte Zielmodell fehlerfrei aufgebaut war.

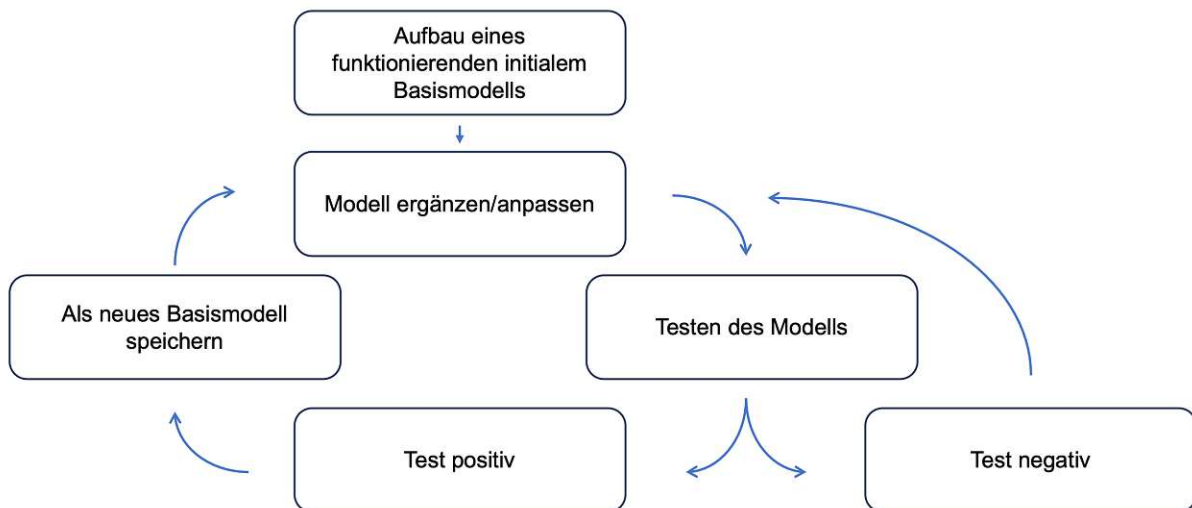


Abbildung 4: Methodik Modellaufbau TOP Energy

Im Allgemeinen wurden für den Modellaufbau die in TOP Energy bereits hinterlegten Standardkomponenten verwendet, wobei es einige Ausnahmen gab, bei denen die Komponenten manuell an die gewünschte Situation angepasst werden mussten.

4 Umsetzung / Implementierung

In diesem Kapitel werden die einzelnen Komponenten des entwickelten Energiesystems kurz vorgestellt. Anschließend wird aufgelistet, welche technischen und wirtschaftlichen Inputdaten für die Optimierung des Systems in der TOP Energy Software verwendet wurden. Daraufgehend wird die Wahl aller Inputdaten erklärt, begründet und mit Quellen hinterlegt. Die Komponenten sind so beschrieben, dass auch projektexterne Personen, welche nicht die gesamte Diplomarbeit sichten, sondern gezielt Informationen zu einzelnen Komponenten entnehmen wollen, alles verstehen. Folglich werden einige Informationen bei chronologischem Lesen dieses Kapitels wiederholt vorkommen.

4.1 Solarstrahlung

Die Komponente Solarstrahlung definiert die Energiezufuhr der Sonne für Komponenten, welche aus Solarenergie Strom oder Wärme erzeugen. In dieser Arbeit sind das die Komponenten Photovoltaikanlage und Solarkollektor. Alle notwendigen Eingabefelder sind inklusive gewählter Werte in Tabelle 1 gelistet. Im folgenden Absatz wird auf jedes Eingabefeld genauer eingegangen und alle Quellen werden genannt.

Tabelle 1: Inputdaten Solarstrahlung

Umgebungstemperatur	9,7156 °C
Breitengrad	46,6
Längengrad	14,3
Eingabeparameter	Globalstrahlung
Mittlere Horizontale Globalstrahlung	146,45 W/m ²
Konkurrierende Solarfeldfläche	ja
Verfügbare Solarfeldfläche	70 000 m ²

Umgebungstemperatur

Im Eingabefeld Umgebungstemperatur wurde als Eingabewert eine Zeitreihe importiert, welche in stündlichen Intervallen die Umgebungstemperatur zwei Meter über der Oberfläche enthält. Die stündlichen Temperaturen gelten für ein typisches meteorologisches Jahr (typical meteorological year, tmy) in dem Zeitraum 2005 bis 2020, für den im nächsten Absatz definierten Standort. Die Daten wurden der SARA2 Datenbank entnommen. Das ist eine von der Europäischen Union (EU) frei zur Verfügung gestellte öffentliche Datenbank mit Daten rund um die Thematik der Solarenergie [10].

Breitengrad und Längengrad

Der Breiten- und Längengrad des Industriestandorts wurde mit Hilfe des Online Kartendienstes Google Maps ermittelt. Als Breitengrad wurde der Wert 46,6 und als Längengrad der Wert 14,3 gewählt.

Eingabeparameter

In diesem Eingabefeld kann zwischen den Eingabeparametern „Direkt- und Diffusstrahlung“ und „Globalstrahlung“ gewählt werden. Es wurde der Eingabeparameter Globalstrahlung gewählt, da die Datenlage für diesen besser war.

Horizontale Globalstrahlung

Für dieses Eingabefeld wurde ebenfalls eine Zeitreihe importiert, welche Daten zur horizontalen Globalstrahlung in stündlicher Auflösung eines tmy in dem Zeitraum 2005 bis 2020 abbildet. Diese Daten stammen, wie die Umgebungstemperatur, ebenfalls aus der SARA2 Datenbank.

Konkurrierende Solarfeldfläche (Strukturoptimierung)

Die Funktion „konkurrierende Solarfeldfläche“ kann genutzt werden, um eine zuvor definierte Fläche optimal zwischen mehreren konkurrierenden Anlagen aufzuteilen. Im Fall dieses Projekts wurde die Funktion genutzt, um die am Betriebsgelände zur Verfügung stehende Modulfläche von 70 000 m² optimal zwischen PV- und Solarthermieranlagen aufzuteilen.

4.2 Solarkollektor

Die Komponente Solarkollektor repräsentiert eine Solarthermieranlage in TOP Energy. Die Komponente erhält Inputdaten von der Komponente Solarstrahlung und kann Solarenergie in Wärmeenergie umwandeln. Für diese Arbeit wurde eine Solarthermieranlage mit verglasten Flachkollektoren (Flat Plat Collectors) betrachtet. Diese Kollektorart wurde gewählt, da sie laut einer Studie des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) die am häufigsten installierte Kollektorart in Österreich ist [11]. In Tabelle 2 und Tabelle 3 sind alle TOP Energy Inputdaten gelistet, wobei im folgenden Teil auf jedes Eingabefeld genauer eingegangen wird und alle Quellen genannt werden.

Tabelle 2: Technische Inputdaten Solarkollektor

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Fläche von Solarkollektor	0 m ²
Maximale Fläche von Solarkollektor	70 000 m ²
Optischer Wirkungsgrad	80,00 %
Wärmeverlustkoeffizient k1	3,4600 W/(m ² K)
Wärmeverlustkoeffizient k2	0,016500 W/(m ² K ²)
Mittlere Kollektortemperatur	60,00 °C
Betriebsweise	Nicht regelbar
Solarkollektor Neigungswinkel	20,00
Azimutwinkel der Fläche	15,00
Reflexionsfaktor	Gras (0,25)
Austrittstemperatur	70,00 °C

Tabelle 3: Wirtschaftliche Inputdaten Solarkollektor

Abschreibungsdauer	10,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	0,006500 %/a
Kollektorfläche in m ²	Investitionskosten in EUR
0	0
5 000,0	1 080 000
20 000	3 600 000
100 000	17 000 000

4.2.1 Technische Eingabedaten Solarkollektor

Anschaffung verpflichtend

Wird dieses Feld ausgewählt, wird die Anlage in jeden Fall angeschafft. Um den Freiheitsgrad des Optimierungsproblems zu erhöhen, wurde dieses Feld nicht ausgewählt, womit für die Anlage keine Anschaffungspflicht besteht.

Minimale Fläche von Solarkollektor

Im Eingabefeld „Minimale Kollektorfläche“ wird ein Wert von 0 m² als Inputwert gewählt, da die Aufteilung von PV zu Solarkollektorfläche noch nicht endgültig festgelegt wurde. Zudem sind Solarkollektormodule bereits in zahlreichen Größen auf dem Markt erhältlich, wodurch die minimale Fläche sehr knapp am Wert 0 m² sein kann.

Maximale Fläche von Solarkollektor

Für die maximale Kollektorfläche wird ein Wert von 70 000 m² als Input gegeben. Diese Zahl wurde von der Hydrotaurus C-Tech GmbH als maximal zur Verfügung stehende Modulfläche für eine Solarthermieranlage kommuniziert.

Optischer Wirkungsgrad

Der optische Wirkungsgrad ist eine Kennzahl für die Effizienz einer Solarthermieranlage und gibt den maximalen Wirkungsgrad der Anlage an. Er beschreibt wieviel von der einfallenden Strahlung maximal an der Kollektorfläche in thermische Energie umgewandelt werden kann, unter der Voraussetzung, dass es keine thermischen Verluste im System gibt. Aus der Dokumentation des Parameters „Optischer Wirkungsgrad“ in TOP Energy geht nicht klar hervor, worauf sich dieser genau bezieht. Aufgrund der verwendeten Gleichungen in der Komponente wurde jedoch darauf rückgeschlossen, dass es sich hierbei um die Berechnung des Spitzenwirkungsgrad des Kollektors nach der DIN EN ISO 9806 in Bezug auf die hemisphärische solare Bestrahlungsstärke (horizontale Globalstrahlung) handelt [12]. Für die Simulation in TOP Energy wurde ein Wert von 80 % angenommen. Dieser Wert ergibt sich aus der Begutachtung mehrerer Flachkollektor Modelle, die derzeit auf dem österreichischen Markt erhältlich sind. Dazu zählen:

- Flachdachkollektor PFMS 2000 [13]
- Flachdachkollektor PFMS 2500 [13]
- Flachdachkollektor PFMW 2500 [13]
- Flachdachkollektor PFMW 3300 [13]
- Flachkollektor SK 500-L [14]
- Flachkollektor SK 500-N [14]
- Flachkollektor Vitosol 200-FM Typ SV2G [15]
- Flachkollektor Vitosol 200-FM Typ SH2G [15]
- Flachkollektor RKA 2500 [16]

Der optische Wirkungsgrad kann durch folgende Formel ausgedrückt werden [17]:

$$\eta_0 = \eta + \frac{k_1(\vartheta_{Abs} - \vartheta_U) + k_2(\vartheta_{Abs} - \vartheta_U)^2}{\dot{G}_G / A_{Abs}} \quad (11)$$

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{\dot{G}_G} \quad (12)$$

η ... solarer Wirkungsgrad

k_1 ... Wärmeverlustkoeffizient in $\frac{W}{m^2K}$

k_2 ... Wärmeverlustkoeffizient in $\frac{W}{m^2K^2}$

$(\vartheta_{Abs} - \vartheta_U)$... Differenz von Wärmeträgermedium zu Umgebungstemperatur in K

A_{Abs} ... Oberfläche zu den Wandwärmeverlusten in m^2

$\dot{G}_G$... Horizontale Globalstrahlung in kW

$\dot{Q}_{Nutz}$... Nutzbarer Wärmestrom in kW

Wärmeverlustkoeffizient k_1

Mit Hilfe der Wärmeverlustkoeffizienten, welche in der Norm DIN EN ISO 9806 als Wärmeübergangskoeffizienten bezeichnet werden, lässt sich der momentane Wirkungsgrad der Anlage berechnen. Er beschreibt die mittlere Wärmeverlustleistung pro m^2 Kollektorfläche. Es wird zwischen temperaturunabhängigen (k_1) und temperaturabhängigen (k_2) Wärmeverlustkoeffizienten differenziert. Für mehr Details wird an dieser Stelle an die DIN EN ISO 9806 verwiesen. Als Wert für den temperaturunabhängigen Wärmeverlustkoeffizienten k_1 wurde der in TOP Energy hinterlegte Standardwert von $3,46 \text{ W}/(m^2K)$ herangezogen, nachdem seine Größenordnung gut zu den Werten der zuvor genannten, begutachteten Solarkollektoren gepasst hat.

Wärmeverlustkoeffizient k_2

Der Wärmeverlustkoeffizient k_2 wird in der Norm DIN EN ISO 9806 als temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient bezeichnet. Genauere Details sind der Norm DIN EN ISO 9806 zu entnehmen. Wie beim temperaturunabhängigen Wert k_1 wurde für den temperaturabhängigen Wärmeverlustkoeffizienten k_2 der in TOP Energy hinterlegte Standardwert von $0,0165 \text{ W}/(m^2K^2)$ herangezogen, nachdem seine Größenordnung ebenfalls gut zu den Werten der zuvor genannten, begutachteten Solarkollektoren gepasst hat.

Mittlere Kollektortemperatur

Die mittlere Kollektortemperatur ist stark vom Standort abhängig. Es wurde der Standardwert von TOP Energy von 60°C herangezogen.

Betriebsweise

In der Betriebsweise kann zwischen regelbar und nicht regelbar gewählt werden. Unter einer regelbaren Betriebsweise wird verstanden, dass die Anlagenleistung geregelt werden kann. Übersteigt die erzeugte thermische Energie den momentanen Bedarf, könnte beispielsweise die Anlagenleistung heruntergeregelt werden. Im Gegensatz dazu kann eine nicht regelbare Anlage ihre Leistung nicht anpassen und braucht immer einen Abnehmer für die erzeugte thermische Energie. Sollte die erzeugte Energie den Verbrauch übersteigen und kein Abnehmer für die überschüssige Energie vorhanden sein, kann die Optimierung nicht gelöst werden [18].

Für die Optimierung in dieser Arbeit wird eine nicht regelbare Betriebsweise gewählt.

Solarkollektor Neigungswinkel

Der Neigungswinkel des Solarkollektors beschreibt den Winkel zwischen horizontaler Ebene und der Fläche des Kollektors. Prinzipiell kann der höchste Ertrag erzielt werden, wenn die Sonneneinstrahlung normal auf die Kollektorfläche steht. Da die Sonne im Winter niedriger steht, kann der Ertrag im Winter erhöht werden, wenn der Winkel steiler gewählt wird. Zusätzlich hängt der optimale Winkel stark von der geografischen Lage ab, da diese wiederum die Lage der Sonne bestimmt. In Mitteleuropa erzielen nach Süden ausgerichtete Solarkollektoren bei einem Neigungswinkel von etwa 30° den höchsten Ertrag [19]. Da am Industriegelände die Gefahr von Blendung besteht, wurde von dem Betrieb ein Blendgutachten in Auftrag gegeben. Als Inputwert für das Eingabefeld „Solarkollektor Neigungswinkel“ wird der Wert aus dem Blendgutachten von 20° gewählt.

Azimutwinkel der Fläche

Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung der Ausrichtung der Solarthermieranlage von Süden. Sind die Paneele direkt nach Süden ausgerichtet beträgt der Azimutwinkel 0° . In dem Blendgutachten wurde davon ausgegangen, dass die Solarkollektoren Richtung Süd-Osten ausgerichtet sind. Es wird derselbe Wert wie in dem Blendgutachten, 15° , als Input für das Eingabefeld „Azimutwinkel der Fläche“ verwendet.

Reflexionsfaktor

Der Reflexionsfaktor bezieht sich auf die Reflexion der Umgebung. Für die Berechnung wird der Reflexionsfaktor von Gras (0,25) gewählt, da nach Sichtung von Satellitenbildern angenommen wird, dass der Großteil der Oberfläche am Betriebsgelände von Gras bedeckt ist.

Austrittstemperatur

Die Austrittstemperatur des Wärmemediums des Solarkollektors muss der Vorlauftemperatur des Heizsystems entsprechen. Diese wurde auf 70°C festgelegt.

4.2.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Solarkollektor

Investitionskosten versus Kollektorfläche

Die Investitionskostenfunktion ist in Tabelle 3 abgebildet. Die Werte stammen aus der Publikation eines Technologiekatalogs der dänischen Energiebehörde [20]. Es wurden die Investitionskosten für Solarkollektoren aus Anmerkung G herangezogen.

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer für Solaranlagen in Deutschland beträgt laut AfA-Tabelle des deutschen Bundesfinanzministeriums 10 Jahre [21]. In Österreich gibt es keine offiziellen Angaben zu der Abschreibungsdauer von Solaranlagen. Es gibt jedoch den Hinweis des österreichischen Finanzministeriums, sich an der deutschen AfA-Tabelle zu orientieren. Der Wert von 10 Jahren wurde daher als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Investitionsspezifische Betriebskosten

Die investitionsspezifischen Betriebskosten wurden wie die Investitionskosten aus Daten der dänischen Energiebehörde abgeleitet. Sie belaufen sich auf 0,0065 %/a [20]. Die Betriebskosten werden in %/a ausgedrückt, da sich die Betriebskosten auf diese Weise automatisch an der Höhe der Investitionskosten und damit an der Größe der Anlage orientieren. Die Prozentangabe bezieht sich auf die Höhe der Investitionskosten.

4.3 Photovoltaikanlage

Die Komponentenvorlage Photovoltaikanlage ist ein allgemeingültiges Model, mit welchem sich die Kosten und der Energieoutput einer PV-Anlage modellieren lassen. Die Informationen über die Umgebungsdaten zur Bemessung der Sonneneinstrahlung kommen von der Komponente Solarstrahlung. Die Komponente wird strukturoptimiert.

Alle Inputdaten, inklusive der verwendeten Werte, welche erforderlich sind, um die Optimierung in TOP Energy durchzuführen, sind in Tabelle 4 und Tabelle 5 gelistet.

Tabelle 4: Technische Inputdaten PV-Anlage

Berechnungsmethode	Durch Solarstrahlungsdaten
Betriebsweise	Nicht regelbar
Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Kollektorfläche	0 m ²
Maximale Kollektorfläche	70 000 m ²
Vorgabe Peakleistung	Peakleistung der Anlage pro Kollektorfläche
Peakleistung pro Kollektorfläche	220,00 W/m ²
Performance Ratio (geschätzt)	0,800
Temperaturkoeffizient der Leistung	-0,3800 %/°C
Temperaturkorrekturfaktor (NOCT)	Rack montiert (-3°C)
Solarkollektor Neigungswinkel	20,00
Azimutwinkel der Fläche	15,00
Reflexionsfaktor	Gras (0,25)

Tabelle 5: Wirtschaftliche Inputdaten PV-Anlage

Abschreibungsdauer	20,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	2,00 %/a
Investitionskosten pro Peakleistung	665 EUR/kW

4.3.1 Technische Eingabedaten Photovoltaikanlage

Berechnungsmethode

Da die elektrische Leistung der Anlage eine zu optimierende Variable darstellen soll und für den Standort Solarstrahlungsdaten aus der SARA2 Datenbank vorhanden sind, wird als Berechnungsmethode „Durch Solarstrahlungsdaten“ gewählt.

Betriebsweise

Für die Optimierung in dieser Arbeit wurde eine nicht regelbare Betriebsweise gewählt.

Anschaffung verpflichtend

Um den Freiheitsgrad des Optimierungsproblems zu erhöhen, wurde dieses Feld nicht ausgewählt, womit keine Anschaffungspflicht für die Anlage besteht.

Minimale Kollektorfläche

Im Eingabefeld „Minimale Kollektorfläche“ wird ein Wert von 0 m² als Inputwert gewählt, da die Aufteilung von PV- zu Solarkollektorfläche noch nicht endgültig

festgelegt wurde. Zudem sind Photovoltaikmodule bereits in zahlreichen Größen auf dem Markt erhältlich, wodurch die minimale Fläche sehr knapp am Wert 0 m^2 sein kann.

Maximale Kollektorfläche

Für die maximale Kollektorfläche wird ein Wert von $70\,000 \text{ m}^2$ als Input gegeben. Diese Zahl wurde von der Hydrotaurus C-Tech GmbH als maximal zur Verfügung stehende Modulfläche für eine PV-Anlage übermittelt.

Vorgabe Peakleistung

Im Eingabefeld „Vorgabe Peakleistung“ kann zwischen „Peakleistung der Anlage pro Kollektorfläche“ und „Peakleistung pro Modul“ gewählt werden. Um die Vergleichbarkeit der Daten zu erhöhen, wurde in diesem Eingabefeld die Eingabe „Peakleistung der Anlage pro Kollektorfläche“ gewählt, womit folglich die Peakleistung der Anlage bezogen auf einen Quadratmeter Kollektorfläche angegeben werden muss.

Peakleistung pro Kollektorfläche

Um die Peakleistung pro Kollektorfläche zu ermitteln, wurden die drei beliebtesten PV-Module der Einkaufsplattform photovoltaik4all.de [22] herangezogen und ein Mittelwert aus den technischen Daten der Datenblätter gebildet. Dieser Mittelwert wird als Input für die Eingaben in TOP Energy verwendet. Die drei beliebtesten PV-Module sind alle drei vom Solarzellentyp monokristallin. Dies deckt sich gut mit Daten aus einer Studie des BMK, wonach 2021 in Österreich 98 % der neu installierten Anlagen monokristalline Zellen hatten [11]. Der Mittelwert beträgt $210,7 \text{ W}_p/\text{m}^2$.

In Tabelle 6 sind die drei gewählten Modelle inkl. derer technischen Daten zu sehen.

Tabelle 6: Übersicht der ausgewählten repräsentativen PV-Module

Hersteller	JA Solar	Meyer Burger	Trina Vertex
Model	JAM54S30-410/MR (11BB) light 410Wp	Meyer Burger White 390	S TSM-420DE09R.08 420 Wp BFR (MC4 EVO2)
Typ	monokristallin	monokristallin	monokristallin
Temperaturkoeffizient der Leistung in $\%/^{\circ}\text{C}$	-0,35	-0,26	-0,34
Peak-Leistung in W	410,00	390,00	420,00
Fläche in m^2	1,95	1,84	2,00
Peakleistung pro Fläche in W_p/m^2	209,96	212,02	210,00

Performance Ratio (geschätzt)

Das Performance Ratio (PR) beschreibt, wie in Formel (13) zu sehen, das Verhältnis von real generiertem Anlagenenertrag zu theoretisch möglichem Anlagenenertrag und kann daher als Systemwirkungsgrad betrachtet werden.

$$PR = \frac{\text{Realer Anlageertrag}}{\text{Globalstrahlung} * \text{Modulfläche} * \text{Wirkungsgrad}} \quad (13)$$

Der Wert für das PR wurde durch eine Literaturrecherche ermittelt. Laut Wesselak et.al. und Konstantin et.al. ist ein PR von 80 % für eine Großanlage auf einer Freifläche ein realistischer Wert und wird daher als Inputwert für TOP Energy herangezogen [23], [24].

Temperaturkoeffizient der Leistung

Für die Bestimmung des Temperaturkoeffizienten wurde gleich vorgegangen wie in Kapitel 4.2. Aus Tabelle 6 ist daher auch der gemittelte Temperaturkoeffizient der Leistung von den drei gewählten PV-Modulen zu sehen. Der gemittelte Wert beträgt - 0,38 %/K und wird als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Temperaturkorrekturfaktor (NOCT)

Unter dem Eingabefeld „Temperaturfaktor (NOCT)“ kann zwischen fünf verschiedenen Optionen gewählt werden. Die Optionen sind davon abhängig, wie die PV-Module aufgestellt werden und wie groß der Abstand zwischen den einzelnen Modulen ist. NOCT steht dabei für Nominal Operating Cell Temperature und ist als jene Zelltemperatur definiert, welche sich unter folgenden Normalbedingungen einstellt:

1. Bestrahlungsstärke = 800 W/m²
2. Außentemperatur = 20°C
3. Windgeschwindigkeit = 1 m/s
4. Normale Montage

Es wurde mit der Standard Voreinstellung „Rack montiert (-3°C)“ gerechnet, da in TOP Energy keine Dokumentation dazu gefunden wurde.

Solarkollektor Neigungswinkel

Der Neigungswinkel des PV-Panels beschreibt den Winkel zwischen horizontaler Ebene und der Fläche des Kollektors. Da am Industriegelände die Gefahr von Blendung besteht wurde von dem Betrieb ein Blendgutachten in Auftrag gegeben. Als Inputwert für das Eingabefeld „PV-Anlage Neigungswinkel“ wird der Wert aus dem Blendgutachten von 20° gewählt.

Azimutwinkel der Fläche

Der Azimutwinkel beschreibt die Abweichung der Ausrichtung der PV-Anlage von Süden. Sind die Panels direkt nach Süden ausgerichtet so beträgt der Azimutwinkel 0° . In dem Blendgutachten wurde davon ausgegangen, dass die PV-Panels Richtung Süd-Osten ausgerichtet sind. Es wird derselbe Wert wie in dem Blendgutachten, 15° , als Input für das Eingabefeld „Azimutwinkel der Fläche“ verwendet.

Reflexionsfaktor

Der Reflexionsfaktor bezieht sich auf die Reflexion der Umgebung. Für die Berechnung wird der Reflexionsfaktor von Gras (0,25) gewählt, da nach Sichtung von Satellitenaufnahmen angenommen wird, dass der Großteil der Geländeoberfläche von Gras bedeckt ist.

4.3.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Photovoltaikanlage

Investitionskostenfunktion

Die Investitionskosten sollen für die Optimierung als Funktion dargestellt werden. Die Kosten pro zusätzlicher kW_p Leistung der Gesamtanlage sinken mit zunehmender Anlagengröße und erreichen in einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) bei einer Peakleistung von 1 MW_p ihre minimalen spezifischen Kosten. Das kann dadurch erklärt werden, dass sich bis zu einer gewissen Größe die Kosten für Wechselrichter und Installation auf mehr PV-Module aufteilen. In derselben Studie des ISE werden die Investitionskosten für die Anschaffung einer PV-Freiflächenanlage mit einer Peakleistung von mehr als 1 MW_p mit Kosten zwischen 530 EUR/kW_p – 800 EUR/kW_p beziffert [25]. Unter der Annahme, dass die PV-Anlage für den Betrieb auf eine Spitzenleistung von weit über 1 MW_p ausgelegt wird, wird die Investitionskostenfunktion als lineare Funktion dargestellt. Die Investitionskosten steigen damit proportional zur Spitzenleistung der Anlage (kW_p) um 665 EUR/kW_p an. 665 EUR/kW_p ist der Mittelwert aus der Ober- und Untergrenze, welche in der Studie des ISE ermittelt wurde [25].

Investitionsspezifische Betriebskosten

Laut der Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energie“ des ISE liegen die fixen Betriebskosten einer PV-Freiflächenanlage mit einer Peakleistung von >1 MW_p bei etwa 13,3 EUR/kW_p. Das entspricht etwa 2% der Investitionskosten. Damit liegen die investitionsspezifischen Betriebskosten bei 2 %/a [25].

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer für eine PV-Anlage in Österreich liegt, laut Beispielrechnung der WKO, bei 20 Jahren [26].

4.4 Stromspeicher

Die Komponentenvorlage Stromspeicher ist ein allgemeingültiges Model, mit welchem sich die Kosten und die Auslastung eines Stromspeichers modellieren lassen. Die Komponente wird strukturoptimiert.

Alle Inputwerte, welche erforderlich sind, um die Optimierung für den Stromspeicher durchzuführen, sind in Tabelle 7 und Tabelle 8 gelistet.

Tabelle 7: Technische Inputdaten Stromspeicher

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Speicherkapazität	0 kWh
Maximale Speicherkapazität	200 000 kWh
Maximale Beladeleistung	1,00 MW
Maximale Entladeleistung	1,00 MW
Anfangsfüllstand	0 kWh
Minimaler Speicherfüllstand	0 %
Maximaler Speicherfüllstand	90,00 %
Relative Verluste	0,1 %/d
Beladewirkungsgrad	95,00 %
Entladewirkungsgrad	95,00 %

Tabelle 8: Wirtschaftliche Inputdaten Stromspeicher

Abschreibungsdauer	10,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	1,00 %/a
Speicherkapazität in kWh	Investitionskosten in EUR
0	0
50,00	51 500
1 000 000	520 000 000

4.4.1 Technische Eingabedaten Stromspeicher

Anschaffung verpflichtend

Wie schon bei der Photovoltaikanlage, wurde diese Option nicht ausgewählt, um den Freiheitsgrad des Optimierungsproblems zu erhöhen. Damit ist die Anschaffung der Anlage nicht verpflichtend.

Minimale Speicherkapazität

Dadurch, dass viele Variationen von Stromspeichersystemen, auch mit sehr niedrigen Kapazitäten, am Markt erhältlich sind, wurde für die minimale Speicherkapazität der Inputwert 0 kWh gewählt.

Maximale Speicherkapazität

Die maximale Speicherkapazität wurde mit einem Wert von 200 MWh sehr hoch gewählt, um die optimale Lösung nicht einzuschränken.

Maximale Beladeleistung

Die Beladeleistung des Stromspeichers ist im Allgemeinen von der Kapazität abhängig und wird oft auch in Prozent der Kapazität im technischen Datenblatt angeführt. In TOP Energy ist die Angabe in Abhängigkeit der optimierten Speicherkapazität leider nicht möglich. Daher wird ein Wert von 1 MW angenommen. Dieser basiert auf den technischen Daten eines modularen Stromspeichersystems, dass bereits auf dem Markt zu kaufen ist, der ES-10002000S von dem Unternehmen evesco.

Maximale Entladeleistung

Der Wert für die maximale Entladeleistung wird mit 1 MW angenommen. Dies ist mehr als ausreichend, um selbst Peak Strombedarfe des Betriebs zu decken. Zudem ist es ein Wert, der mit bereits am Markt kaufbaren Stromspeichern erzielt werden kann.

Anfangsfüllstand

Der Anfangsfüllstand des stationären Stromspeichers wird je nach Variante unterschiedlich gewählt. Da bei Variante 1 und 2 Strom vom Netz bezogen werden kann, wird für diese Varianten ein Anfangsfüllstand von 0 kWh gewählt. Im Gegensatz dazu wird bei den energieautarken Varianten 3 & 4 ein gewisser Anfangsfüllstand benötigt. Das ist notwendig, um den Energiebedarf der ersten Stunden zu decken, da die Simulation am ersten Juni um 00:00 startet und die PV-Anlage zu diesem Zeitpunkt keine Energie liefert. Durch iterative Versuche mit unterschiedlichen Anfangsfüllständen wurde versucht bei akzeptabler Rechenzeit einen möglichst niedrigen Anfangsfüllstand zu finden. Um die Vergleichbarkeit zwischen den Varianten zu gewährleisten, sollte der Anfangsfüllstand von Variante 3 und 4 gleich hoch sein. Nach einigen Versuchen wurde schließlich ein Wert von 10 000 kWh als Anfangsfüllstand für Variante 3 und 4 gewählt.

Alternativ kann bei ausreichend Rechenleistung ein Anfangsfüllstand von 40 % - 60 % der optimalen Speicherkapazität gewählt werden, was der optimalen Ladung für einen möglichst geringen Selbstentladeeffekt entspricht [27].

Minimaler Speicherfüllstand

Um den Stromspeicher zu schonen und zu jedem Zeitpunkt, zum Beispiel für den Eintritt einer Dunkelflaute vorbereitet zu sein, wurde vorerst für den minimalen Speicherfüllstand ein Wert von 20 % gewählt. Da in Variante 1 und 2 der Anfangsfüllstand von 0 kWh gewählt wird, musste der minimale Speicherfüllstand allerdings auf 0 % gesenkt werden, da sonst in Stunde 1 der Simulation in jedem Fall eine Nebenbedingung verletzt wird.

Maximaler Speicherfüllstand

Für den maximalen Speicherzustand des Stromspeichers wird, um die Lebensdauer der Batterie zu erhöhen, ein Wert von 90 % gewählt.

Relative Verluste

Basierend auf einem Artikel der Battery University beträgt der relative Verlust einer Lithium Ionen Batterie, also die Selbstentladungsrate, etwa 0,1 %/Tag, wobei dieser Wert nicht konstant, sondern unter anderem vom Füllstand der Batterie abhängig ist [28]. Da die Abbildung dieser Abhängigkeit in TOP Energy die Rechenzeit stark erhöht, wird als Inputwert ein konstanter Wert von 0,1 %/Tag verwendet.

Beladewirkungsgrad

Laut Daten des World Energy Council haben Lithium-Ionen-Akkus eine Effizienz von 85 % bis 95 % [29]. Da aus den Daten nicht ersichtlich ist, ob es sich um die Effizienz von AC zu AC oder DC zu DC handelt wird ersteres angenommen, da dies besser zu den Daten der dänischen Energiebehörde passt [30]. Unter Berücksichtigung der Daten des World Energy Council und der dänischen Energiebehörde ergibt sich ein Beladewirkungsgrad von etwa 95 % [30]. Dieser Wert wurde als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Entladewirkungsgrad

Angelehnt an das vorherige Kapitel wird für den Entladewirkungsgrad ein Wert von 95 % als Inputwert verwendet.

Minimale Teillast (beladen)

Als Wert für die minimale Teillast beim Beladen wurde 0 % gewählt. Dieser Wert wurde gewählt, um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst wenig einzuschränken.

Minimale Teillast (entladen)

Als Wert für die minimale Teillast beim Entladen wurde ebenfalls und aus denselben Gründen ein Wert von 0 % gewählt.

4.4.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Stromspeicher

Investitionskostenfunktion

Die Investitionskosten werden über Daten des BMK abgeschätzt. Nach einer Markterhebung im Jahr 2021 lagen die Systempreise für PV-Speicher zwischen 520 EUR/kWh und 1 200,00 EUR/kWh, wobei der gewichtete Mittelwert 1 030 EUR/kWh betrug [11]. Da es sich hierbei um Speichersysteme handelt, welche über eine Speicherkapazität von <50 kWh verfügen und mit der Größe des Speichersystems der Systempreis pro kWh im Allgemeinen sinkt, wird für die Investitionskostenfunktion angenommen, dass die Kosten bis zu einer Anlagengröße von < 50 kWh bei 1 030 EUR/kWh und ab 50 kWh bei der unteren Grenze des Schwankungsbereichs also bei 520 EUR/kWh liegen.

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer für Batteriespeicher (Akkumulatoren) in Deutschland beträgt 10 Jahre [21]. In Österreich gibt es keine offiziellen Angaben zu der Abschreibungsdauer von Batteriespeichern. Es gibt jedoch den Hinweis des österreichischen Finanzministeriums, sich an der deutschen AfA-Tabelle zu orientieren. Der Wert von 10 Jahren wurde als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Betriebskosten pro Investitionskosten

Die jährlichen Betriebskosten für Batteriespeicher betragen laut der bayrischen Landesanstalt für Landwirtschaft in etwa 1 % der Investitionskosten [31]. Dieser Wert wurde als Inputwert für TOP Energy verwendet.

4.5 Stromversorger und -einspeisung

Die Systemkomponente Stromversorger repräsentiert einen Stromversorger, der elektrische Energie zur Verfügung stellen und aufnehmen kann. In Tabelle 9 sind zusammenfassend alle gewählten Werte für die Inputdaten gelistet.

Tabelle 9: Technische Inputdaten Stromversorger und -einspeisung

Maximale Lieferleistung	15 000 kW
Minimale Lieferleistung	0 kW
Versorger kann 0 kW liefern	ja
Maximale Einspeiseleistung	15 000 kW
Minimale Einspeiseleistung	0 kW
Versorger kann 0 kW erhalten	ja

4.5.1 Technische Eingabedaten Stromversorger und -einspeisung

Minimale Anschlussleistung

Um den Freiheitsgrad des Optimierungsproblems so hoch wie möglich zu halten, wurde für die minimale Lieferleistung der Inputwert 0 kW gewählt.

Maximale Anschlussleistung

Als maximale Lieferleistung für den Stromversorger wurde eine Leistung von 15 000 kW angenommen. Diese deckt alle Lastspitzen des Strombedarfs des Industriebetriebs das ganze Jahr über ab und kann darüber hinaus auch Peakleistungen der PV-Anlage aufnehmen. Bei einigen Varianten dient diese maximale Anschlussleistung auch als obere Grenze der elektrischen Nennleistung des Elektrolyseurs.

4.5.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Stromversorger

Da der Anschluss für die Stromversorgung bereits vorhanden ist muss dieser nicht strukturoptimiert werden und die wirtschaftlichen Eingaben entfallen.

4.6 Stromtarif

Die Systemkomponente Stromtarif kann an die landestypische Stromtarifstruktur angepasst werden. Für diese Arbeit wurde die Komponente Stromtarif_DE gewählt, da diese bereits an die typische Stromtarifstruktur in Deutschland angepasst ist und der österreichischen ähnelt. Die Pins der Komponente sind bidirektional und können sowohl für Strombezug als auch für Stromeinspeisung verwendet werden. Aufgrund von kürzeren Rechenzeiten wurde trotzdem eine separate Komponente für die Einspeisung erstellt.

In Tabelle 10 und Tabelle 11 sind alle Eingabewerte der Systemkomponente Stromtarif gelistet, welche bereits an die österreichische Stromkostenstruktur angepasst wurden. Bei der Wahl der einzelnen Kostentreiber wurde die Stromrechnung des Betriebs als

Orientierung verwendet. Die einzelnen Inputdaten werden im Folgendem genauer beschrieben.

Tabelle 10: Typische Eingabedaten (Bezug) Stromtarif

Arbeitspreis	14,487 ct/kWh
Netznutzungsentgelte	1,5600 ct/kWh
Elektrizitätsabgabe, Benutzerabgabe und Gebotszonentrennung	5,8570 ct/kWh
Netzverlust	0,16200 ct/kWh
Jahresleistungspreis	55,920 EUR/(a kW)
Messpreis	528,00 EUR/a

Tabelle 11: Typische Eingabedaten (Einspeisung) Stromtarif

Einspeisevergütung	14,487 ct/kWh
Preissteigerungsraten hinterlegen	Keine Preissteigerungsraten verwenden
Akteure verwenden	Keine Akteure verwenden

4.6.1 Typische Eingabedaten (Bezug) – Stromtarif

Tarifart

Als Tarifart wird für die Komponente Stromtarif_DE und Einspeisetarif jeweils nur Bezug bzw. nur Einspeisung gewählt.

Arbeitspreis

Der Arbeitspreis auf den Stromrechnungen variiert monatlich und war speziell im Jahr 2022 besonders volatil. Für den Arbeitspreis wird nach Abstimmung mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH der aktuelle Marktpreis von E-Control, des zweiten Quartals 2023 von 14,487 ct/kWh herangezogen.

Netznutzungsentgelte

Auf der Stromrechnung werden für Hochtarif und Niedertarif (HT und NT) unterschiedliche Netznutzungsgebühren gelistet. Zu Zeiten geringer Netzbelastung sind die Netznutzungsgebühren niedriger und liegen laut Stromrechnung von November 2022 bei 1,13 ct/kWh. Zu Zeiten hoher Netzbelastung sind die Gebühren jedoch höher und liegen bei 1,56 ct/kWh. Ursprünglich wurde von NT-Zeiten zwischen 22:00 bis 06:00 und HT-Zeiten zwischen 06:00 bis 22:00 ausgegangen. Aufgrund der deutlich verlängerten Rechenzeit ohne merkbare Unterschiede von Ergebnissen der Simulationen mit Zeitreihen für HT und NT gegenüber jenen mit konstanter

Netznutzungsgebühr, wurde schließlich eine konstante Netzgebühr von 1,56 ct/kWh verwendet.

Da der Strombedarf hauptsächlich von Netzebene 5 ausgeht wurde die neueste Stromrechnung (November 2022) des Hauptgebäudes als Referenz herangezogen, welches an Netzebene 5 angeschlossen ist.

Abgaben

Die Abgaben des Hauptgebäudes bestehen laut aktuellster Rechnung aus der Elektrizitätsabgabe (1,0 ct/kWh), der Benutzerabgabe (0,537 ct/kWh) und der Gebotszonentrennung (3,82 ct/kWh). Da für die Elektrizitätsabgabe ab 1. Juli 2023 wieder der Normalsatz von 1,5 ct/kWh gilt, wurde der reduzierte Satz der letzten Rechnung des Hauptgebäudes nicht berücksichtigt. In Summe belaufen sich die Abgaben daher auf einen Wert von 5,857ct/kWh.

Netzverlust

Für den Netzverlust wird eine Gebühr in der Höhe von 0,162 ct/kWh fällig.

Jahresleistungspreis

Als Jahresleistungspreis wurde in den Stromrechnungen 2022 für das Hauptgebäude der als „Grundpreis Netz KW“ deklarierte Preis von 55,92 EUR/Jahr/kW verwendet.

Messpreis

Der Stromanbieter verrechnet jährlich eine Gebühr von 528,00 EUR für die Messung des Stromzählers.

4.6.2 Typische Eingabedaten (Einspeisung) – Stromtarif

Einspeisevergütung

Als Einspeisetarif wird der Arbeitspreis von 14,487 ct/kWh herangezogen. Im Gegensatz zum Wärmetarif kann der Einspeisetarif von Strom auf demselben Niveau des Arbeitspreises liegen. Das liegt daran, dass der gesamte Bezugspreis von Strom aufgrund zahlreicher Gebühren trotzdem deutlich höher als der Einspeisetarif liegt.

4.7 Power to Gas - Elektrolyseur

Die Systemkomponente Elektrolyseur modelliert die Bereitstellung von Wasserstoff aus Strom und Wasser mit den Nebenprodukten Sauerstoff und Wärme. Dabei wird der Wasserstoff via Wasserelektrolyse mit einem Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyseur hergestellt. Dieser weist eine sehr gute Lastwechseldynamik und großen Teillastbereich auf, weshalb er sich für die Kopplung mit der PV-Anlage gut eignet. Die

Komponente wird strukturoptimiert. In Tabelle 12 sowie Tabelle 13 sind alle Inputdaten für diese Systemkomponente gelistet.

Tabelle 12: Technische Eingabedaten Power-to-Gas

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Nennbrennstoffleistung	0 kW
Maximale Nennbrennstoffleistung	12 000 kW
Nennwirkungsgrad der Wasserelektrolyse	0,6700 1
Gas	Wasserstoff
Verdichtung	Verdichtung nach Power-to-Gas
Adiabatischer Wirkungsgrad	79,00 %
Eintrittstemperatur	20,00 °C
Eintrittsdruck	41,00 bar
Austrittstemperatur	40,00 °C
Austrittsdruck	500,00 bar
Minimale Teillast	5,00 %
Vorlauftemperatur	70,00 °C

Tabelle 13: Wirtschaftliche Eingabedaten Power-to-Gas

Wasserpreis	2,6900 EUR/m ³
Sauerstoffpreis	0,7500 EUR/kg
Abschreibungsdauer	14,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	1,00 %/a
Investitionskosten pro Brennstoffnennleistung	2 918,8 EUR/kW

4.7.1 Technische Eingabedaten Power-to-Gas

Anschaffung verpflichtend

Die Anschaffung des Elektrolyseurs ist nicht verpflichtend.

Minimale Nennbrennstoffleistung

Da es bereits einige verschiedene Modelle von Elektrolyseuren mit unterschiedlichen Kapazitäten auf dem Markt gibt wird für die minimale Nennbrennstoffleistung der Wert 0 kW als Inputwert verwendet. Das ermöglicht auch sehr kleine optimale Nennbrennstoffleistungen, sollten diese im Energiesystem von Vorteil sein.

Maximale Nennbrennstoffleistung

Die maximale Nennbrennstoffleistung sollte sich an dem maximalen Leistungsoutput der PV-Anlage orientieren, da der Wasserstoff primär aus eigens zur Verfügung gestellter Energie produziert werden soll. Die Peakleistung der PV-Anlage, welche auf der vorhandenen Fläche installiert werden kann, beträgt in etwa 15 MW. Zudem orientiert sich die maximale Lieferleistung des Stromversorgers ebenfalls an der Peakleistung der PV-Anlage. Da nur die Nennbrennstoffleistung und nicht die elektrische Nennleistung des Elektrolyseurs gedeckelt werden kann, muss der Wert von 15 MW um einen Faktor reduziert werden. Um noch etwas Puffer für höhere elektrische Nennleistungen zu lassen, wurde der Faktor 0,8 und damit eine maximale Nennbrennstoffleistung von 12 MW gewählt.

Nennwirkungsgrad der Wasserelektrolyse

Der Nennwirkungsgrad der Wasserelektrolyse liegt laut International Energy Agency (IEA) bei etwa 80 % [32]. Auf Wunsch der Hydrotaurus C-Tech GmbH wird konkret der mittlere Wirkungsgrad eines PEM-Elektrolyseurs, für den bereits ein Angebot vorliegt, herangezogen. Dieser verfügt laut technischen Datenblatt über eine durchschnittliche Stackedeffizienz von 49,9 kWh/kg_{H₂} [33]. Unter Berücksichtigung, dass Wasserstoff eine gravimetrischen Energiedicht von 33,3 kWh/kg_{H₂} hat, ergibt das einen Wirkungsgrad von etwa 67 %. Als Inputwert für den Nennwirkungsgrad der Wasserelektrolyse wird daher ein Wert von 67 % verwendet.

Relative elektrische Leistung versus relative Brennstoffleistung

Die Daten von dem Hersteller Enapter zu dem Elektrolyseur AEM Multicore 450 zeigen, dass der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs nahezu konstant ist und sich unter Teillast kaum verändert [34]. Daher wird auch für den Elektrolyseur der APEX Group ein konstanter Wirkungsgrad angenommen. Die relative Brennstoffleistung verändert sich also linear zur relativen elektrischen Leistung.

Auswahl Gasart

Als Gas wird Wasserstoff ausgewählt.

Verdichtung

In dieser Dropdown-Liste kann gewählt werden, ob es nach dem Power-to-Gas-Prozess zu einer Verdichtung des Wasserstoffs kommt oder nicht. Für diese Simulation wird davon ausgegangen, dass es anschließend zu einer Verdichtung auf 500 bar kommt. Diese Annahme resultiert aus dem vorliegenden Angebot der APEX Group, indem ein Wasserstoffspeicher mit einem Druck von 500 bar vorgesehen ist.

Adiabatischer Wirkungsgrad

Laut der Society of Petroleum Engineers (SPE) ist der adiabatische oder isentrope Wirkungsgrad als Verhältnis der Arbeitsleistung für einen idealen isentropen Kompressionsprozess zur tatsächlichen Arbeitsleistung definiert, die zum Aufbau des erforderlichen Druckunterschieds benötigt wird [35]. Der adiabatische Wirkungsgrad des verwendeten Verdichters wird von Annahmen ähnlicher Studien abgeleitet. Das Department of Energy (DOE) der USA hat in einer Analyse von Wasserstofftransportsystemen für die verwendeten Kompressoren einen adiabatischen Wirkungsgrad von 88 % angenommen [36]. In einer anderen Studie des DOE wurde für die Kompressoren ein adiabatischer Wirkungsgrad von 70 % angenommen [37]. Für das Modell wird ein Mittelwert von 79% als adiabatischer Wirkungsgrad herangezogen.

Eintrittstemperatur

Die Eintrittstemperatur wird aufgrund mangelnder Daten mit 20°C angenommen.

Eintrittsdruck

Bei dem Elektrolyseur der APEX Group beträgt der Austrittsdruck 40 barg [33]. Basierend auf diesem Wert wird der Eintrittsdruck für die Verdichtung in TOP Energy mit 41 bar gewählt.

Austrittstemperatur

Aufgrund von mangelnden Daten wird vorläufig eine Austrittstemperatur von 40°C angenommen.

Austrittsdruck

Der Austrittsdruck soll 500 bar betragen, damit der Wasserstoff, in dem von APEX Group angebotenen Speichersystem, gespeichert werden kann.

Minimale Teillast

Die kleinstmögliche Teillast des Elektrolyseur AEM Multicore 450 von Enapter beträgt laut Datenblatt 3 % [34]. Dieser Wert wird als Orientierung herangezogen. Als Input in TOP Energy wird eine minimale Teillast von 5 % der Nominallast gewählt.

Vorlauftemperatur

Die Vorlauftemperatur des Heizsystems wurde nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH auf 70°C festgelegt.

4.7.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Power-to-Gas

Wasserpreis

Der Wasserpreis in Klagenfurt liegt laut Klagenfurter Stadtwerke bei 2,69 EUR/m³ [38]. Dieser Wert wird als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Sauerstoffpreis

Für den Sauerstoffpreis wird nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH ein Wert von 0,75 EUR/kg für die Simulation verwendet. Dieser Wert ist nach Angaben von Hydrotaurus der aktuelle Preis für industriellen Sauerstoff und stimmt von der Größenordnung mit der durchgeführten Recherche überein. In den Quellen [39] und [40] wird der Preis für die Auffüllung einer 50 Liter Sauerstoffflasche mit einem Druck von 200 bar zwischen 50-80 EUR/Flasche beziffert. Bei einem Druck von 200 bar und einer Temperatur von 20°C hat reiner Sauerstoff laut VDI Wärmeatlas einer Dichte von etwa 280 kg/m³ [41]. Daraus ergibt sich ein Preis von 3,5-5,5 EUR/kg_{O₂}.

Investitionskostenfunktion

Um die Investitionskosten pro MW-Nennleistung zu ermitteln, wurden zwei Angebote herangezogen, die Hydrotaurus für den Bau einer Elektrolyseanlage eingeholt hat, und der Mittelwert ermittelt. Bei beiden Angeboten handelt es sich um PEM-Elektrolyseure, wobei ein Angebot von der APEX Group und das zweite von Enapter stammt. Die APEX Group verlangt für zwei Elektrolyseure inklusive Installation, Peripherie, Trafo und Kompressor mit jeweils einer Kapazität von 5 MW_{el} 19 555 825,00 EUR. Enapter verlangt für einen Elektrolyseur mit einer Kapazität von 1 MW_{el} inklusive Installation und Peripherie 1 103 500,00 EUR. Die mittleren Investitionskosten liegen damit bei 1 529 541,25 EUR/MW_{el}. Auf Wunsch der Hydrotaurus C-Tech GmbH wird der Betrag von 1 955 582,50 EUR/MW_{el} bzw. 2 918 779,85 EUR/MW_{H₂} aus dem Angebot der APEX Group als Inputwert für die Simulation herangezogen.

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer für Elektrolyseure in Deutschland beträgt 14 Jahre [21]. In Österreich gibt es keine offiziellen Angaben zur Abschreibungsdauer von Elektrolyseuren. Es gibt jedoch den Hinweis des österreichischen Finanzministeriums sich an der deutschen AfA-Tabelle zu orientieren. Der Wert von 14 Jahren wurde daher als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Betriebskosten

Die Betriebskosten eines Elektrolyseurs von Enapter betragen in etwa 1 % der Investitionskosten [34]. Da es im Angebot von APEX keine Informationen zu den

Betriebskosten gibt wird der Wert von 1 % als Inputwert für TOP Energy herangezogen.

4.8 Brennstoffspeicher

Die Systemkomponente Brennstoffspeicher modelliert die Speicherung von Wasserstoff. Die Größe des Brennstoffspeichers wird strukturoptimiert und ist demnach Teil des MILP-Optimierungsproblems. Für diese Arbeit wurden die Inputdaten für einen unter 500 bar Druck stehenden Druckspeicher verwendet. Tabelle 14 und Tabelle 15 geben einen Überblick über die technischen und wirtschaftlichen Inputdaten für TOP Energy.

Tabelle 14: Technische Inputdaten Brennstoffspeicher

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Speicherkapazität	227 496 kWh
Maximale Speicherkapazität	500 000 kWh
Maximale Beladeleistung	10 000,00 kW
Maximale Entladeleistung	10 000,00 kW
Anfangsfüllstand	0 kWh
Minimaler Speicherfüllstand	0 %
Maximaler Speicherfüllstand	100,00 %
Relative Verluste	0,00300 %/d
Beladewirkungsgrad	100,00 %
Entladewirkungsgrad	100,00 %

Tabelle 15: Wirtschaftliche Inputdaten Brennstoffspeicher

Abschreibungsdauer	25,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	1,00 %/a
Investitionskosten pro Speicherkapazität	20,78 EUR/kWh

4.8.1 Technische Eingabedaten – Brennstoffspeicher

Anschaffung verpflichtend

Die Anschaffung der Anlage ist nicht verpflichtend. Es gibt aber eine minimale Speicherkapazität, welche an die Leistung des Elektrolyseurs gebunden ist. Sollte in dem System einen Elektrolyseur vorhanden sein, resultiert daraus eine Anschaffungspflicht für einen Brennstoffspeicher.

Minimale Speicherkapazität

Da angenommen wird, dass der im Elektrolyseur produzierte Wasserstoff via LKW abtransportiert wird und diese nicht ständig zur Verfügung stehen, muss der Brennstoffspeicher eine minimale Speicherkapazität aufweisen. Dieser dient als Zwischenspeicher und soll jene Menge Wasserstoff fassen können, welche innerhalb von 24 Stunden bei maximaler abgegebener Brennstoffleistung produziert werden kann. Das soll gewährleisten, dass bei einer Pause zwischen LKW-Transporten von 24 Stunden die maximale Wasserstoffproduktion aufrechterhalten werden kann.

Da die Speicherkapazität des Brennstoffspeichers dadurch von der maximalen abgegebenen Brennstoffleistung abhängig ist, wurde in TOP Energy eine programmierbare Steuerung eingebaut, wodurch dieser Zusammenhang im MILP-Problem berücksichtigt wird. Daraus ergibt sich beispielsweise bei Variante 1 eine Mindestkapazität von rund 226 999 kWh, da die optimierte maximal abgegebene Brennstoffleistung des Elektrolyseurs 9 459 kW beträgt.

Maximale Speicherkapazität

Als maximale Speicherkapazität wird ein Wert von 500 000 kWh gewählt. Das ist ein bewusst sehr hoch angesetzter Wert, damit in der völlig energieautarken Variante auf den Stromspeicher verzichtet werden kann und kein Limit bezüglich Speichergröße gesetzt wird.

Maximale Beladeleistung

Aufgrund mangelnder Daten wird die maximale Beladeleistung auf einen Wert von 10 000 kW geschätzt. Diese Schätzung ergibt sich durch eine maximal abgegebene Brennstoffleistung von 9 501,3 kW des Elektrolyseurs in Variante 1 und Variante 2.

Maximale Entladeleistung

In der Studie Technology Data – Energy Storage sind für die maximale Entladeleistung leider ebenfalls keine Werte angegeben. Da es sich um einen Druckbehälter handelt, wird angenommen, dass die Entladeleistung größer gleich der Beladeleistung sein muss. Es wird daher ein Inputwert von 10 000 kW verwendet. Eine potenzielle energetische Nutzung der Dekompression des Wasserstoffs wird im derzeitigen Modell nicht berücksichtigt.

Anfangsfüllstand

Der Anfangsfüllstand des Tanks wird bei allen Varianten mit 0 % angenommen. In Varianten, welche Energieautarkie voraussetzen und es anfänglich Energie braucht, wird diese über eine Erhöhung des Anfangsfüllstands des Stromspeichers gedeckt.

Minimaler Speicherfüllstand

Der minimale Speicherfüllstand des Wasserstoffspeichers wird mit 0 % angenommen, da in keiner der gesichteten Datenblätter ein Mindestfüllstand erwähnt wird.

Maximaler Speicherfüllstand

Der maximale Speicherfüllstand liegt bei 100 %.

Relative Verluste

Die relativen Verluste betragen pro <1 % pro Periode, wobei eine Periode in dem Fall 1 Jahr lang ist. Das ergibt einen Verlust von maximal 0,003 % pro Tag [30].

Beladewirkungsgrad

Der Beladewirkungsgrad liegt laut Angaben der dänischen Energiebehörde lediglich bei Kompressionsverlusten. Da die Kompression des Wasserstoffs auf 500 bar bereits bei der Komponente „Elektrolyseur“ berücksichtigt wird, kann für den Brennstoffspeicher ein Beladewirkungsgrad von 100 % angenommen werden [30].

Entladewirkungsgrad

Der Entladewirkungsgrad des Brennstoffspeichers liegt laut Angaben der dänischen Energiebehörde bei 100 % [30].

Minimale Teillast (beladen)

Die minimale Teillast beim Beladen des Brennstoffspeichers wird aufgrund von mangelnden Daten und um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst wenig einzuschränken, mit 0 % angesetzt.

Minimale Teillast (entladen)

Die minimale Teillast beim Entladen des Brennstoffspeichers wird aufgrund von mangelnden Daten und um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst wenig einzuschränken, mit 0 % angesetzt.

4.8.2 Wirtschaftliche Eingabedaten – Brennstoffspeicher**Investitionskostenfunktion**

Die Investitionskostenfunktion wurde anhand des vorliegenden Angebots der APEX Group bestimmt. In dem Angebot sind die Kosten für zehn Wasserstoffcontainer Tanks mit 3 528 400 EUR beziffert. Da zehn Container über eine Speicherkapazität von 169 830 kWh verfügen, ergeben sich daraus Investitionskosten in Höhe von 20,78 EUR/kWh_{H2}. Dieser Wert wird in TOP Energy verwendet.

Abschreibungsdauer

Für die Abschreibungsdauer des Brennstoffspeichers wurde der Wert der technischen Lebenserwartung aus [30] herangezogen. Diese beträgt laut dänischer Energiebehörde 25 Jahre.

Betriebskosten

Die Betriebskosten wurden ebenfalls auf Basis von [30] ermittelt. Es wurde ein Wert von 1 % der Investitionskosten pro Jahr als Inputwert für TOP Energy verwendet.

4.9 Brennstofftarif

Mit dieser Systemkomponente kann überschüssiger Wasserstoff außerhalb des Industriebetriebs verkauft werden. Das ermöglicht den Einsatz des Elektrolyseurs über die vorgegebenen Bedarfe hinaus und stellt eine neue Einkommensquelle dar. Tabelle 16 gibt einen Überblick über die technischen Inputdaten für TOP Energy.

Tabelle 16: Technische Inputdaten Brennstofftarif

Einspeisevergütung	21,00 ct/kWh
--------------------	--------------

Einspeisevergütung

Für die Einspeisevergütung wird nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH ein Preis von 7 EUR/kg festgelegt. Bei einer gravimetrischen Energiedichte von rund 33,33 kWh/kg (Unterer Heizwert) sind das etwa 21 ct/kWh [42].

4.10 Brennstoffnetz (Einspeisung)

Die Systemkomponente Brennstoffeinspeisung repräsentiert einen Anschluss, an ein Netzwerk, über den Wasserstoff verkauft werden kann. Für die Modellierung ist es notwendig einen Punkt im System zu haben, der mögliche Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage von Wasserstoff innerhalb des Systems ausgleichen kann. Tabelle 17 gibt einen Überblick über die technischen Inputdaten für TOP Energy.

Tabelle 17: Technische Inputdaten Brennstoffnetz (Einspeisung)

Maximale Einspeiseleistung	1 000 000 kW
Minimale Lieferleistung	0 kW
Versorger kann 0 kW liefern	ja

Maximale Einspeiseleistung

Die maximale Einspeiseleistung wird mit 1 GW sehr hoch angesetzt, um die Strukturoptimierung des Elektrolyseurs nicht einzuschränken.

Minimale Lieferleistung

Die minimale Lieferleistung beträgt 0 kW, damit die Strukturoptimierung des Elektrolyseurs nicht durch eine minimale Lieferleistung beeinflusst wird.

Versorger kann 0 kW liefern

Der Versorger kann auch 0 kW geliefert bekommen.

4.11 BHKW

Die Komponente BHKW repräsentiert ein Blockheizkraftwerk. Mit Hilfe von Kraft-Wärmekopplung (KWK) werden aus dem Brennstoff (Wasserstoff) die Koppelprodukte Wärme und Strom erzeugt. Die Umwandlung der im Brennstoff enthaltenen Energie in Strom und Wärme erfolgt durch Verbrennung [43]. Die Komponente BHKW wird strukturoptimiert. Tabelle 18 und Tabelle 19 geben einen Überblick über die technischen und wirtschaftlichen Inputdaten für TOP Energy.

Tabelle 18: Technische Inputdaten BHKW

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale elektrische Nennleistung	0 kW
Maximale elektrische Nennleistung	100 000 kW
Elektrischer Nennwirkungsgrad (bez. H_i/H_u)	0,37800 1
Thermischer Nennwirkungsgrad (bez. H_i/H_u)	0,42100 1
Minimale Teillast	0 %
Vorlauftemperatur	70,00 °C

Tabelle 19: Wirtschaftliche Inputdaten BHKW

Investitionskosten	1 913,04 EUR/kW _{el}
Abschreibungsdauer	10,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	2,00 %/a

4.11.1 Technische Eingabedaten BHKW

In den folgenden Unterkapiteln wird auf jedes Eingabefeld genauer eingegangen, dabei werden alle Quellen genannt und die Methodik erklärt.

Minimale elektrische Nennleistung

Die minimale elektrische Nennleistung wurde mit 0 kW angesetzt, damit die Möglichkeit besteht, dass kein BHKW, sondern lediglich die Brennstoffzelle oder nur der Stromspeicher im System vorkommen.

Maximale elektrische Nennleistung

Die maximale elektrische Nennleistung wurde mit 100 000 kW sehr hoch angesetzt, um der Strukturoptimierung einen möglichst hohen Freiheitsgrad zu geben.

Elektrischer Nennwirkungsgrad

Laut technischem Datenblatt bzw. einem Angebot des Unternehmens 2G für das Model „agenitor 404 pure H2“ liegt der elektrische Nennwirkungsgrad bei 37,8 %. Dieser Wert wurde für die Simulation herangezogen.

Thermischer Nennwirkungsgrad

Laut demselben technischem Datenblatt liegt der thermische Nennwirkungsgrad bei 42,1 %.

Minimale Teillast

Die minimale Teillast des BHKW wird, aufgrund von mangelnden Angaben und um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst wenig einzuschränken, mit 0% angesetzt.

Vorlauftemperatur

Die Vorlauftemperatur des Heizsystems wurde nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH auf 70°C festgelegt.

4.11.2 Wirtschaftliche Eingabedaten BHKW**Investitionskostenfunktion**

Pro BHKW fallen, laut Angebot von 2G, Investitionskosten von etwa 220 000,00 EUR an. Damit fallen pro 115 kW elektrische Nennleistung Investitionskosten von 220 000,00 EUR an. Die spezifischen Investitionskosten liegen damit bei 1 913,04 EUR/kW_{el}.

Abschreibungsdauer

Die Abschreibungsdauer für BHKW in Deutschland beträgt laut AfA-Tabelle 10 Jahre [21]. Der Wert von 10 Jahren wurde als Inputwert für TOP Energy verwendet.

Betriebskosten

Unter Betriebskosten werden jene Kosten verstanden, welche für Wartung und Instandhaltung anfallen. Bei größeren BHKW mit einer elektrischen Leistung von >200 kW befinden sich diese in einer Größenordnung von 1 ct/kWh. Es wird davon ausgegangen, dass die BHKW etwa 4 000 Volllaststunden im Jahr laufen. Bei einer elektrischen Peakleistung von 115 kW pro Anlage ergeben das 460 MWh an elektrischer Energie pro Jahr, welche folglich mit Betriebskosten von 4 600,00 EUR/Jahr verbunden sind. Das entspricht etwa 2 % der Investitionskosten für eine Anlage.

4.12 Brennstoffzelle

Mit der Systemkomponente Brennstoffzelle kann die Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie durch den direkten Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff modelliert werden [9]. Nach Recherche wurde entschieden eine Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) als Komponente zu parametrisieren. Die Komponente wird strukturoptimiert.

Tabelle 20: Technische Eingabedaten Brennstoffzelle

Modellierung mit externer Abwärme	ja
Weitere Verwendung des Abgasstroms	nein
Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale elektrische Nennleistung	0 kW
Maximale elektrische Nennleistung	2 000,0 kW
Elektrischer Nennwirkungsgrad (Hi)	0,6500 1
Thermischer Nennwirkungsgrad (Hi)	0,1500 1
Minimale Teillast	0 %
Austrittstemperatur	70,00 °C

Tabelle 21: Wirtschaftliche Eingabedaten Brennstoffzelle

Abschreibungsdauer	5,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	2,800 %/a
Investitionskosten pro Nennleistung	5 600 EUR/kW

4.12.1 Technische Eingabedaten Brennstoffzelle

Modellierung mit externer Wärme

Dieses Feld wurde ausgewählt, was zur Folge hat, dass die Abwärme der Brennstoffzelle weiterverwendet werden kann.

Weitere Verwendung des Abgasstroms

Dieses Feld wurde nicht ausgewählt, da keine Informationen über die Brennstoffausnutzung vorhanden sind. Es gibt diese Option, da einige Brennstoffzellen nicht den ganzen Brennstoff nutzen und daher der Restbrennstoff beispielsweise noch mit einer Gasturbine verwertet werden kann.

Anschaffung verpflichtend

Wie schon bei den Komponenten zuvor ist die Anschaffung nicht verpflichtend, um der Optimierung die Freiheit zu geben auf die Brennstoffzelle zu verzichten.

Minimale elektrische Nennleistung

Die minimale elektrische Nennleistung wird auf 0 kW festgelegt.

Maximale elektrische Nennleistung

Für die maximale elektrische Leistung wird der Wert 2 000 kW genommen, da dieser den Strom und Wärmebedarf des Betriebs mit großem Puffer deckt.

Elektrischer Nennwirkungsgrad

Der elektrische Nennwirkungsgrad wird auf Basis eines technischen Datenblatt des Unternehmens Fuel Cell Energy bezüglich des Produkts „Solid Oxide Fuel Cell 250 kW Fuel Cell“ gewählt. Diese verfügt über einen elektrischen Nennwirkungsgrad von 65 % +/- 2 %. Der Gesamtwirkungsgrad bei Nutzung der Abwärme des Systems liegt bei 80 % +/- 5 %. Als Inputwert für den elektrischen Nennwirkungsgrad für TOP Energy wird der Wert von 65 % genommen. Es wird angenommen, dass der Wirkungsgrad über verschiedene Lasten konstant bleibt.

Thermischer Nennwirkungsgrad

Aus dem Gesamtwirkungsgrad von 80 % und dem elektrischen Wirkungsgrad von 65 % ergibt sich ein thermischer Nennwirkungsgrad von 15 %. Auch hier wird angenommen, dass dieser über verschiedene Lasten konstant bleibt.

Minimale Teillast

Die Minimale Teillast wird auf 0% festgelegt.

Austrittstemperatur

Die Austrittstemperatur des Wärmeträgers, welcher die Abwärme der Brennstoffzelle aufnimmt, muss der Vorlauftemperatur des Heizsystems entsprechen. Diese wurde auf 70°C festgelegt.

4.12.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Brennstoffzelle

Investitionskostenfunktion

Da es in der Literatur große Unterschiede bzgl. der Höhe der Investitionskosten für SOFC gibt, wurden zwei unterschiedliche Quellen herangezogen. Zum einen Daten aus dem "technology data catalogue for generation of electricity and distinct heating" der dänischen Energiebehörde, welche die Investitionskosten pro MW elektrischer Leistung auf 3,3 Millionen EUR beziffert [20]. Als zweite Quelle wird die Publikation der Europäischen Kommission „Long term (2050) projections of techno-economic performance of large- scale heating and cooling in the EU“ als Datenquelle herangezogen. In ihr sind die Investitionskosten pro MW_{el} mit 8 Millionen EUR beziffert. Für die Simulation wird ein Mittelwert von 5,65 Millionen EUR/MW Nennleistung angenommen [44].

Abschreibungsdauer

Es gibt in den AfA-Tabellen des deutschen Finanzministeriums keine genauen Angaben für Brennstoffzellen. In einer Arbeit der Technischen Universität Ilmenau über die Finanzwirtschaft von Brennstoffzellen wird eine Abschreibungsdauer von 10 Jahren verwendet [45]. Auf Wunsch der Hydrotaurus C-Tech GmbH wird für die Abschreibungsdauer der Brennstoffzelle ein Wert von 5 Jahren verwendet.

Betriebskosten

Die gewählten Betriebskosten ergeben sich aus denselben Quellen wie die Investitionskosten. Laut dänischer Energiebehörde belaufen sich die Betriebskosten auf 165 000,00 EUR/ MW_{el}/a . Das entspricht 2,9 % der Investitionskosten pro Jahr. Die Europäische Kommission beziffert die Betriebskosten exklusive Elektrizitäts- und Brennstoffkosten auf 40 EUR/ MWh_{el} . Das ergibt bei einer Anlagengröße von 1 MW_{el} und 4 000 Betriebsstunden jährliche Betriebskosten von etwa 160 000,00 EUR/ MW_{el}/a . Gemittelt ergibt das jährliche Betriebskosten pro MW_{el} von 162 500,00 EUR, was jährlich etwa 2,8 % der Investitionskosten entspricht.

4.13 Wärmepumpe und Kompressionskältemaschine

Die Systemkomponente Wärmepumpe modelliert einen Kompressions-Wärmepumpen-Prozess, welcher es ermöglicht, Nutzwärme aus der Umgebung in das zu beheizende System einzuleiten. Hierfür wird zunächst durch ein bei niedriger Temperatur verdampfendes Medium, auch als Arbeits- oder Kältemittel bekannt, Wärme von der Umgebung in einem Verdampfer aufgenommen und vollständig verdampft. Anschließend wird das nun dampfförmige Kältemittel mittels eines Verdichters komprimiert, wodurch der Druck und die Temperatur des Kältemittels ansteigen. Als nächstes gibt das Kältemittel Wärme über einen Wärmetauscher

(Kondensator) an das zu beheizende Medium ab, wobei es vollständig kondensiert. Nach der Kondensation wird das Kältemittel über ein Expansionsventil wieder auf den niedrigen Druck expandiert, wodurch es teilweise verdampft. Damit ist der Kreisprozess des Arbeitsmittels geschlossen. Da dieser Kreisprozess nicht selbständig abläuft, wird mechanische Energie benötigt, um den Verdichter anzutreiben [46].

Da eine Wärmepumpe auch als Kältemaschine eingesetzt werden kann, wird im Energiesystem zwischen drei Komponenten differenziert. Die Komponente „Wärmepumpe heizen“ beschreibt im Modell eine Wärmepumpe, welche ausschließlich für das Heizen des Betriebs verwendet wird und die Wärme aus der Umgebung bezieht. Die Komponente „Wärmepumpe gekoppelt“ beschreibt eine Wärmepumpe, welche sowohl mit dem Heiz- als auch Kühlsystem gekoppelt ist. Das geschieht durch zwei weitere Komponenten, welche es ermöglichen, den Kältekreislauf mit dem Wärmekreislauf zu verbinden. Diese Komponenten werden als „Wärmeentzug vom Kaltwasser“ und „Wärmeabgabe an Warmwasser“ bezeichnet. Dadurch kann die gekoppelte Wärmepumpe aus dem Eisspeicher Wärme beziehen, beziehungsweise die beim Heizen anfallende Kälte in den Eisspeicher einspeisen. Als dritte Möglichkeit gibt es die Komponente „Kompressionskältemaschine“ (KKM), welche Kälte für den Eisspeicher und die Gebäudekühlung bereitstellt und die dabei anfallende Wärme aus dem System an die Umgebung abgibt.

Die Komponenten „KKM“, „Wärmepumpe heizen“ und „Wärmepumpe gekoppelt“ sollten drei unterschiedliche Betriebsweisen einer Anlage darstellen. Daher wurde versucht im Modell die Investitionskosten der drei Komponenten miteinander zu koppeln, sodass diese nur einmal in den annualisierten Gesamtkosten berücksichtigt werden. Die Kopplung wurde im Endstadium der Modellentwicklung implementiert und hat zu einer erheblichen Verlängerung der Rechenzeit, bei gleichzeitiger Erhöhung des Gap-Wertes geführt. Nach vielen Versuchen, die Rechenzeit unter Beibehaltung der Kopplung wieder zu reduzieren, ist aufgefallen, dass speziell die Kopplung der Komponente KKM ausschlaggebend für die starke Erhöhung der Optimierungskomplexität ist. Nachdem selbst für hohe Gap-Werte die Optimierung sehr viel Zeit in Anspruch genommen hat, wurde, nach Absprache mit dem Projektteam, von der Kopplung der KKM abgesehen. Die KKM wird in der Endversion daher wieder als separate Anlage betrachtet. Die Komponenten „Wärmepumpe heizen“ und „Wärmepumpe gekoppelt“ sind weiterhin als eine Anlage mit zwei unterschiedlichen Betriebsweisen zu betrachten. Da es sich bei den beiden Komponenten um dasselbe Aggregat handelt, dürfen die Investitionskosten für dieses Aggregat nur in einer Komponente vorkommen, um nicht doppelt im Ergebnis berücksichtigt zu werden.

Die Kopplung der Komponenten „Wärmepumpe heizen“ und „Wärmepumpe gekoppelt“ wurde erzielt, indem vorgegeben wurde, dass die thermische Nennleistung der Komponenten im Modell gleich groß sein muss. Da die beiden Komponenten zwei Betriebsweisen derselben Anlage repräsentieren, ist es ausreichend die Investitionskosten in nur einer Komponente zu berücksichtigen. Im Fall dieser Arbeit wurden sie in der Komponente „Wärmepumpe gekoppelt“ berücksichtigt.

Damit in der Optimierung keine der drei Komponenten gleichzeitig verwendet werden kann, wurde eine Steuerung in das virtuelle Energiesystem implementiert, welche den gleichzeitigen Betrieb verhindert. Folglich kann immer nur eine der drei Komponenten während eines Zeitfensters laufen.

Zusammenfassend können im Energiesystem nun zwei unterschiedliche Typen von Kompressions-Kälteanlagen zum Einsatz kommen. Einerseits in Form einer KKM und andererseits in Form einer Wärmepumpe, die sowohl Wärme aus der Umgebung („Wärmepumpe heizen“) als auch vom Kältespeicher („Wärmepumpe gekoppelt“) beziehen kann. Diese Wärmepumpe mit zwei Betriebsweisen wird von nun an als „Wärmepumpe kombiniert“ bezeichnet. Damit ist die Anlage gemeint, welche im System durch die beiden Komponenten „Wärmepumpe heizen“ und „Wärmepumpe gekoppelt“ abgebildet ist.

In Tabelle 22 sind die gemeinsamen technischen Eingabedaten der Wärmepumpen und KKM gegeben. In Tabelle 23 sind die wirtschaftlichen Eingabedaten der gekoppelten Wärmepumpe und der KKM zu sehen. Bei der Komponente „Wärmepumpe heizen“ wurden die Investitionskosten entsprechend auf 0 gesetzt.

Tabelle 22: Technische Eingabedaten Wärmepumpen und KKM

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale thermische Nennleistung	0 kW
Maximale thermische Nennleistung	10 000 kW
Minimale Kälteleistung	0 kW
Maximale Kälteleistung	10 000,0 kW
Modellierung mit externer Rückkühlung	nein
Mittlere Nennkälteleistungszahl (EER)	12,992 1
Gütegrad	0,500 1
Minimale Teillast	1,00 %
Vorlauftemperatur	70,00 °C
Kaltwasser-Austrittstemperatur	0 °C

Tabelle 23: Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmepumpe

Abschreibungsdauer	10,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	0,800 %/a
Investitionskosten pro thermische Nennleistung	1 430 EUR/kW

4.13.1 Technische Eingabedaten Wärmepumpe und Kompressionskältemaschine

Modellierung mit externer Wärmequelle (Wärmepumpe)

Die Komponente „Wärmepumpe heizen“ wurde ohne externe Wärmequelle modelliert, da die Umgebungsluft als Wärmequelle dient. Im Gegensatz dazu wurde die Komponente „Wärmepumpe gekoppelt“ mit dem Eisspeicher als externe Wärmequelle modelliert.

Modellierung mit externer Rückkühlung (KKM)

Die Komponente wird ohne externe Rückkühlung modelliert, da dafür ein Kühlturm in das System integriert werden müsste. Die Testsimulation mit externer Rückkühlung und Trockenkühlturm hat zu unplausiblen Ergebnissen geführt. Daher, und weil die externe Rückkühlung technisch nicht notwendig ist, wird davon abgesehen.

Anschaffung verpflichtend

Um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst hochzuhalten, ist die Anschaffung der Wärmepumpe nicht verpflichtend.

Minimale thermische Nennleistung/ Kältenennleistung

Da Wärmepumpen bereits in zahlreichen Varianten und Leistungsklassen vorhanden sind und um den Freiheitsgrad der Wärmepumpe möglichst hochzuhalten, wird die minimale thermische Nennleistung auf 0 kW_{th} festgelegt.

Maximale thermische Nennleistung/ Kältenennleistung

Um den Freiheitsgrad des Optimierungsproblems möglichst wenig einzuschränken, wird die maximale thermische Nennleistung mit einem Wert von 10 000 kW sehr hoch angesetzt.

Leistungszahl (COP) der Wärmepumpe

Die Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) ist durch Formel (14) und (15) definiert. Sie beschreibt das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand einer Wärmepumpe. Da bei einer gekoppelten Wärmepumpe der Nutzen sowohl in der Wärmeaufnahme

als auch der Wärmeabgabe liegt, kommen beide Temperaturen im Zähler von Formel (15) vor [46].

$$COP_{WP} = \frac{T_C}{T_C - T_V} \eta_{WP} \quad (14)$$

$$COP_{WP_gekoppelt} = \frac{T_C + T_V}{T_C - T_V} \eta_{WP} \quad (15)$$

T_C ... Kondensationstemperatur in K

T_V ... Verdampfungstemperatur in K

η_{WP} ... Gütegrad der Wärmepumpe

Für alle Wärmepumpen wurde ein Gütegrad von 0,5 gewählt. Für die gekoppelte Wärmepumpe entspricht T_C der Vorlauftemperatur des Heizkreislaufts, also 70°C, und T_V der Vorlauftemperatur des Kältekreislaufs, also 0°C. Der COP ist somit ein konstanter Wert von 4,402. Da in TOP Energy der COP-Wert für die Berechnung des reinen Wärmenutzens der Wärmepumpe verwendet wird, muss statt Formel (15) die Formel (14) für die Berechnung des COP-Werts herangezogen werden. Der Nutzen in Form der Kältenennleistung wird in TOP Energy aus der Energiebilanz errechnet. Daher wird im Modell ein Wert von 2,4511 als Inputwert für den COP der gekoppelten Wärmepumpe verwendet.

Für die Wärmepumpe, welche ausschließlich im Heizkreislauf zum Einsatz kommt, entspricht T_C ebenfalls der Vorlauftemperatur des Heizkreislaufts, aber T_V entspricht der Umgebungstemperatur. Damit ist der COP abhängig von der Umgebungstemperatur und somit nicht mehr konstant.

Nennkälteleistungszahl (EER)

Die Nennkälteleistungszahl stellt nach Definition in der Norm, DIN V 18599 (Formel 36), das Verhältnis von Nennkälteleistung (Nutzen) zur elektrischen Antriebsleistung (Aufwand) dar. In der Norm sind in Tabelle 23 Standardwerte gegeben, welche je nach Kühlmittel und Verdichter variieren [47]. Für diese Arbeit wird der EER jedoch in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur mit einem Gütegrad von 0,5 nach Formel (16) berechnet. Für T_V wird die Vorlauftemperatur des Kältekreislaufs von 273,15 K (0°C) herangezogen. Die Vorlauftemperatur von 0°C wurde gewählt, um es zu ermöglichen, den Eisspeicher im vorhandenen Kältekreislauf zu benützen. Eine Vorlauftemperatur von 0°C ermöglicht damit das Zusammenspiel des Eisspeichers mit der gekoppelten Wärmepumpe und der KKM. Die Werte werden in TOP Energy in Form einer Zeitreihe importiert.

$$EER = \frac{T_V}{T_C - T_V} \eta_{KM} \quad (16)$$

T_C ... Kondensationstemperatur in K

T_V ... Verdampfungstemperatur in K

η_{KM} ... Gütegrad der Kältemaschine

Thermische Leistung vs. elektrische Antriebsleistung (relativ)

Da keine Daten zum Teillastverhalten von Wärmepumpen auffindbar waren, wurde angenommen, dass die thermische Leistung linear zu der elektrischen Antriebsleistung steigt. Diese Annahme wurde mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH abgesprochen.

Kälteleistung versus elektrische Nennleistung (relativ)

Es wird vorerst eine konstante EER angenommen, womit ein direkt proportionaler Zusammenhang zwischen relativer Kälteleistung und relativer elektrischer Leistung besteht.

Kaltwasser-Austrittstemperatur

Die Kaltwasser-Austrittstemperatur der KKM wurde auf 0°C festgelegt.

Minimale Teillast

Die minimale Teillast wurde mit 1 % festgelegt, da eine Beschränkung für die Steuerung notwendig ist.

4.13.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmepumpe

Investitionskosten

Die Investitionskostenfunktion wurde nach Daten des Technologiekatalogs der dänischen Energiebehörde ermittelt [20]. Die Größenordnung der Investitionskosten konnte durch Quelle [48] und [49] verifiziert werden. Damit wurde für die Investitionskosten ein Wert von 1 430,00 EUR/kW_{th} als Eingabewert verwendet.

Abschreibungsdauer

Laut AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig Binnenfischerei, Teichwirtschaft, Fischzucht, fischwirtschaftliche Dienstleistungen liegt die Abschreibungsdauer von Wärmepumpen bei 8 Jahren [50].

Investitionsspezifische Betriebskosten

Die investitionsspezifischen Betriebskosten einer Wärmepumpe wurden, wie die Investitionskosten, aus Daten des Technologiekatalogs der dänischen Energiebehörde abgeleitet. Für eine Wärmepumpe mit einer Kapazität von 1 MW_{th} , fallen bei 4 000 Betriebsstunden pro Jahr, Betriebskosten von 10 760,00 EUR an. Daraus resultieren investitionsspezifische Betriebskosten von etwa 0,8% der Investitionssumme pro Jahr. Die Anzahl der Betriebsstunden wurde ebenfalls dem Technologiekatalog der dänischen Energiebehörde entnommen [20].

4.14 Wärmespeicher

Mit der Komponente Wärmespeicher kann die Speicherung von Wärme im virtuellen Energiesystem abgebildet werden. Für die Simulation wurde die Komponente Wärmespeicher als Heißwasserspeicher parametrisiert. Die Komponente Wärmespeicher wird strukturoptimiert. In Tabelle 24 und Tabelle 25 ist ein Überblick über alle TOP Energy Eingabeparameter gegeben.

Tabelle 24: Technische Eingabedaten Wärmespeicher

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Speicherkapazität	0 kWh
Maximale Speicherkapazität	10 000 MWh
Art der Vorgabe	Feste Parameter für maximale Be- und Entladeleistung
Maximale Beladeleistung	1 200,0 kW
Maximale Entladeleistung	1 200,0 kW
Minimale Temperatur im Speicher	70,00 °C
Maximale Temperatur im Speicher	95,00 °C
Wärmekapazität Speichermaterial	4,1880 kJ/(kg K)
Dichte Speichermaterial	977,78 kg/m ³
Betriebszustand	Speicher mit Bypass (innerhalb eines Zeitschritts nur entweder Be- oder Entladen möglich)
Anfangsfüllstand	0 kWh
Minimaler Speicherfüllstand	0 %
Maximaler Speicherfüllstand	100,00 %
Relative Wärmeverluste	0,200 %/d
Beladewirkungsgrad	100,00 %
Entladewirkungsgrad	100,00 %

Tabelle 25: Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmespeicher

Abschreibungsdauer	20,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	0,2400 %/a
Investitionskosten pro Speicherkapazität	7,92 EUR/kWh

4.14.1 Technische Eingabedaten Wärmespeicher

Anschaffung verpflichtend

Die Anschaffung der Anlage ist nicht verpflichtend.

Minimale Speicherkapazität

Dadurch, dass Wärmespeicher in zahlreichen unterschiedlichen Kapazitäten am Markt erhältlich sind und der Freiheitsgrad des Optimierungsproblems so hoch wie möglich gehalten werden soll, wurde für die minimale Speicherkapazität der Inputwert 0 kWh gewählt.

Maximale Speicherkapazität

Die maximale Speicherkapazität wurde mit einem Wert von 10 000 MWh hoch gewählt. Dieser Wert wurde gewählt, um in energieautarken Varianten ausreichend Spielraum nach oben zu bieten. Der Wert ist ein ganzzahliges Vielfaches der Systemdaten, welche als Datengrundlage verwendet werden.

Maximale Beladeleistung

Als Datengrundlage wird, wie für den Brennstoffspeicher, die Studie „Technology Data – Energy Storage“ der dänischen Energiebehörde herangezogen [30]. Die maximale Beladeleistung des Systems aus der Studie beträgt 2 900 kW, der maximal benötigte Wärmebedarf des Industriebetriebs liegt bei etwa 1 200 kW_{th}. Auf Basis dieser Daten und unter Berücksichtigung, dass die Kosten des Wärmesystems, mit höherer Leistung durch dickere Rohre steigen, wird als Inputwert für TOP Energy eine Beladeleistung von 1 200 kW_{th} herangezogen. Nach überschlagsmäßiger Berechnung, unter der Annahme einer Strömungsgeschwindigkeit von 1,5 m/s, entspricht das einem Rohrdurchmesser von etwa 23 cm.

Maximale Entladeleistung

Für die maximale Entladeleistung wird, anlehnend an die maximale Beladeleistung, der Wert 1 200 kW_{th} verwendet.

Minimale Teillast beladen und entladen

Aufgrund der technischen Gegebenheiten eines Wärmespeichertanks mit dem Speichermedium Wasser wird davon ausgegangen, dass die minimale Teillast sowohl beim Beladen als auch beim Entladen 0 kW beträgt.

Minimale Temperatur im Speicher

Die Temperatur im Speicher muss mindestens der Vorlauftemperatur des Heizsystems von 70°C entsprechen.

Maximale Temperatur im Speicher

Auf Basis einer Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) für Heißwasserspeicher, wird für die maximale Temperatur im Speicher ein Wert von 95°C angenommen [51].

Wärmekapazität Speichermaterial

Als Speichermedium wird Wasser verwendet, wobei mit einer konstanten spezifischen isobaren Wärmekapazität gerechnet wird. Für diese wird jener Wert bei einer Temperatur von 70°C gewählt, welcher laut VDI 4,188 kJ/(kg K) beträgt [41].

Dichte Speichermaterial

Als Dichte von Wasser wird ebenfalls jene bei einer Temperatur von 70°C gewählt. Diese beträgt laut VDI-Wärmeatlas 977,78 kg/m³ [41].

Betriebszustand

Das Eingabefeld Betriebszustand beschreibt, wie der Wärmespeicher ins System eingebunden ist. Es kann zwischen zwei unterschiedlichen Anordnungen, der „Hydraulischen Weiche“ und dem „Speicher mit Bypass“, gewählt werden. Für unseren Fall wurde der Betriebszustand „Speicher mit Bypass“ gewählt. Wie in Abbildung 5 zu sehen, kann bei diesem Betriebszustand der Wärmebedarf durch den Speicher oder auch direkt von dem Versorger gedeckt werden.

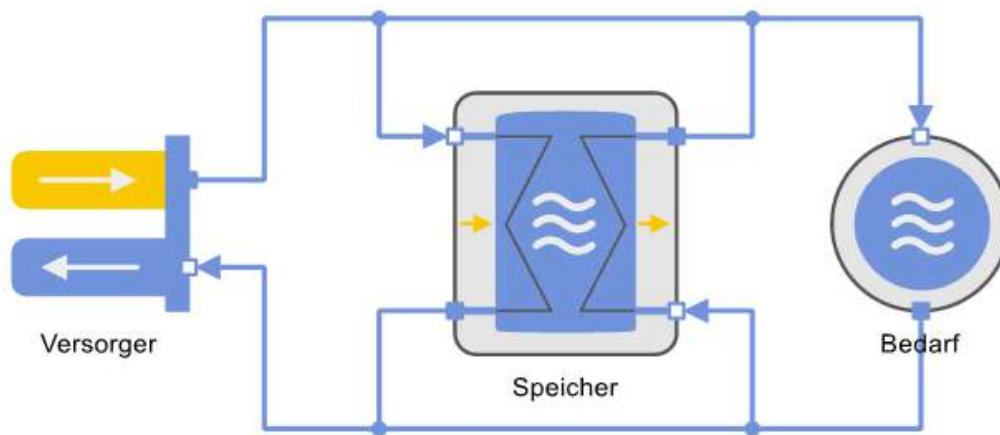


Abbildung 5: Bildschirmfoto des Betriebszustands Wärmespeicher TOP Energy

Anfangsfüllstand

Es wird davon ausgegangen, dass der Wärmespeicher zu Beginn leer ist und erst mit Betrieb gefüllt werden muss.

Minimaler Speicherfüllstand

Da der minimale Speicherfüllstand nicht prozentual, sondern nur absolut angegeben werden kann, wird von einem minimalen Speicherfüllstand von 0 kWh ausgegangen. Andernfalls müsste nach jeder Strukturoptimierung mit einer unterschiedlichen Kapazität der minimale Füllstand angepasst werden.

Maximaler Speicherfüllstand

Der Maximale Speicherfüllstand beträgt 100 %.

Relative Wärmeverluste

Laut „Technology Data – Energy Storage“ der dänischen Energiebehörde betragen die relativen Wärmeverluste 0,2 % pro Tag. Dieser Wert wird als Inputwert für TOP Energy übernommen [30].

Be- und Entladewirkungsgrad

Laut dänischer Energiebehörde kommt es beim Laden und Entladen zu keinen Verlusten. Folglich wird auch in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass der Be- und Entladewirkungsgrad 100 % beträgt [30].

Austrittstemperatur Beladung

Die Austrittstemperatur der Beladung sollte der Rücklauftemperatur des Heizsystems entsprechen. Daher wird dafür ein Wert von 55°C festgelegt.

Austrittstemperatur Entladung

Die Austrittstemperatur der Entladung sollte der Vorlauftemperatur des Heizsystems entsprechen. Daher wird dafür ein Wert von 70°C festgelegt.

4.14.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmespeicher

Investitionskostenfunktion

Die Investitionskosten werden ebenfalls von Daten der dänischen Energiebehörde abgeleitet. Demnach betragen die Investitionskosten 3 600 000,00 EUR/GWh_{Kapazität} [30]. Dabei wird im Speicher von einer Temperaturdifferenz von 55 K ausgegangen. Da die Temperaturdifferenz in unserem Speicher 25 K beträgt, senkt das die Speicherdichte um einen Faktor von etwa 0,45. Dementsprechend müssen die Investitionskosten durch diesen Faktor dividiert werden und belaufen sich damit auf 7,92 EUR/kWh_{Kapazität}. Diese Zahl deckt sich gut mit den Investitionskosten, welche die dena für Heißwasserspeicher in einer Studie ermittelt hat und wird daher als Inputwert herangezogen [51].

Abschreibungsdauer

Als Abschreibungsdauer wird nach AfA-Tabellen ein Wert von 20 Jahren als Inputwert verwendet [21].

Betriebskosten

Die Betriebskosten betragen laut dänischer Energiebehörde 18,92 EUR/MWh_{Kapazität} [30]. Das entspricht etwa 1 500,00 EUR pro Tank pro Jahr und damit rund 0,24% der Investitionskosten.

4.15 Wärmebedarf

Art der Berechnung

Im Eingabefeld „Art der Berechnung“ kann zwischen dem Wärmebedarf als fest vorgegebener Wert für diese Komponente und der Berechnung des Wärmebedarfs als Freiheitsgrad der Optimierung gewählt werden. Für diese Arbeit ist der Wärmebedarf ein fest vorgegebener Wert, der gedeckt werden muss. Daher wurde „Der Bedarf wird als fester Wert in dieser Komponente vorgegeben“ ausgewählt.

Wärmebedarf

Der Industriebetrieb hat die Wärmebedarfe analog monatlich abgelesen und keinerlei genauere Aufzeichnungen geführt. Für die Optimierung wäre eine stündliche Auflösung der Bedarfe erstrebenswert. Da diese Werte nicht vorhanden sind, wird stattdessen mit einem Matlab-Skript in Anlehnung an die Methodik der BDEW-

Gaslastprofile der monatliche Wärmebedarf vom Jahr 2019 anhand von stündlichen Daten der Umgebungstemperatur vom selben Jahr in eine stündliche Bedarfszeitreihe aufgesplittet [52]. Die daraus resultierende Zeitreihe des Wärmebedarfs für das Jahr 2019 wurde in TOP Energy importiert und im Eingabefeld „Wärmebedarf“ als Inputdatensatz verwendet.

Austrittstemperatur

Über die Austrittstemperatur des Wärmebedarfs wird die Rücklauftemperatur des Heizsystems festgelegt. Nach institutsinterner Absprache und Abstimmung mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH wurde von einer Temperaturspreizung von 15°C ausgegangen. Bei einer Vorlauftemperatur von 70°C folgt daraus eine Rücklauftemperatur bzw. Austrittstemperatur von 55°C.

4.16 Fernwärmeversorger und -einspeisung

Die beiden Systemkomponenten „Fernwärmeversorger“ und „Fernwärmeeinspeisung“ sind, ähnlich wie der Stromversorger, eine Input- bzw. Output-Komponente. Sie repräsentieren die Versorgung bzw. Einspeisung von Wärme über ein Medium in ein Wärmenetz. Tabelle 26 zeigt einen Überblick über alle TOP Energy Eingabeparameter der Komponente „Fernwärmeversorger“ und „Fernwärmeeinspeisung“.

Tabelle 26: Technische Eingabedaten Fernwärmeversorgung und -einspeisung

Maximale Lieferleistung	2 000 kW
Maximale Einspeiseleistung	10 000 kW
Minimale Liefer-/Einspeiseleistung	0 kW
Versorger kann 0 kW liefern	ja
Rücklauftemperatur	55,00 °C
Vorlauftemperatur	70,00 °C

4.16.1 Technische Eingabedaten Fernwärmeversorger und – einspeisung

Minimale Lieferleistung

Die minimale Anschlussleistung wird mit 0 kW angesetzt.

Maximale Lieferleistung

Die maximale Anschlussleistung wird mit 2 000 kW angesetzt, da der maximale Bedarf an Wärme bei etwa 1 200 kW liegt und etwas Puffer einkalkuliert wurde.

Versorger kann 0 kW liefern

Der Industriebetrieb ist nicht verpflichtet dem Versorger Wärme abzunehmen. Der Versorger kann daher 0 kW liefern. Weiters wird davon ausgegangen, dass der Betrieb auch nicht verpflichtet ist Wärmeleistung zu liefern, womit der Industriebetrieb ebenfalls 0 kW einspeisen kann.

Austrittstemperatur

Die Austrittstemperatur des Fernwärmeversorgers muss der Vorlauftemperatur des Heizsystems entsprechen und wird damit mit 70°C bestimmt. Konträr dazu muss die Austrittstemperatur der Fernwärmenetzeinspeisung der Rücklauftemperatur des Heizsystems entsprechen und wird somit auf 55°C festgelegt.

4.17 Wärmetarif

Die Systemkomponente Wärmetarif funktioniert äquivalent zu den Systemkomponenten Stromtarif und Brennstofftarif. Über die Komponenten kann sowohl der Einspeisung als auch dem Bezug von Wärme ein Preis zugeordnet werden. In Tabelle 27 sind alle TOP-Energy Eingabedaten der Komponenten „Wärmetarif Bezug“ und „Wärmetarif Einspeisung“ gelistet.

Tabelle 27: Typische Eingabedaten Wärmetarif Bezug und Einspeisung

Wärmepreis	5,4750 ct/kWh
Leistungspreis	1,5800 EUR/(a kW)
Sonstige Kosten	120,00 EUR/a
Mittlere Einspeisevergütung	3,4398 ct/kWh

4.17.1 Bezug

Wärmepreis

Der Wärmepreis basiert auf der neuesten Wärmerechnung von November 2022. Anders als beim Strom ist der Wärmetarif pro kWh über das Jahr konstant. Es wird daher ein Wert von 5,475 ct/kWh als Eingabewert genommen.

Leistungspreis

Der Leistungspreis basiert ebenfalls auf der letzten Rechnung und beträgt 1,58 EUR/kW/a.

Messpreis

Der monatliche Messpreis liegt laut Wärmerechnung vom 30.11.2022 bei 10 EUR/Monat. Das entspricht 120 EUR im Jahr.

4.17.2 Einspeisung

Einspeisevergütung

Nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH wird als Einspeisevergütung derselbe Wert wie für den Wärmepreis verwendet. Während der Optimierung ist es aufgrund desselben Preisniveaus von Wärmebezug und -einspeisung zu fragwürdigen Ergebnissen gekommen, weshalb der Einspeisetarif gegenüber dem Bezugstarif um 10% gesenkt worden ist. Als Eingangswert für TOP Energy wird somit 4,9275 ct/kWh verwendet. Da sich der Wärmebedarf im Sommer auf Warmwasser reduziert, wird die Einspeisevergütung in den Sommermonaten Juni, Juli, August auf 20% und in den Monaten Mai und September auf 40% reduziert. Die Monate wurden nach Betrachtung des eigenen Wärmebedarfs ausgewählt und die Preisreduzierung nach einer institutsinternen Expertendiskussion gewählt.

4.18 Notkühler

Die Systemkomponente „Notkühler“ gibt dem Energiesystem die Möglichkeit, erzeugte Wärme oder Abwärme, von beispielsweise dem Elektrolyseur, aus dem System abzuführen. Der einzige Eingabewert ist die maximale ableitbare Leistung, welche mit 10 000 kW limitiert wurde. Die Komponente kommt sinnvollerweise nur in Systemen zum Einsatz, welche über keinen Fernwärmeanschluss verfügen, da andernfalls überschüssige Wärme über das Fernwärmenetz abgeführt werden kann.

4.19 Kältespeicher

Die Systemkomponente Kältespeicher bildet einen sensiblen Kältespeicher und dessen Eigenschaften im TOP Energy Modell ab. Aus Platz und Effizienzgründen ist es am Industriegelände günstig, einen latenten Kältespeicher in Form eines Eisspeichers zu verbauen. Zudem liegt der Hydrotaurus C-Tech GmbH ein Angebot für einen Eisspeicher vor, von dem technische und wirtschaftliche Kennzahlen abgeleitet werden können. Da in TOP Energy keine Vorlagen für latente Kältespeicher vorhanden sind, wird der latente durch einen sensiblen Kältespeicher simuliert. Das ist möglich, da die Speicherkapazität nur energetisch betrachtet wird und das Volumen des Speichers, bei festgelegten spezifischen Investitionskosten, keine Rolle spielt. Da die spezifischen Investitionskosten eines Eisspeichers vorgegeben wurden spielt es in dieser Optimierung keine Rolle, ob der Speicher sensibel oder latent ist. Die Systemkomponente Kältespeicher wird strukturoptimiert. Im Folgenden werden die einzelnen Inputparameter genauer erklärt. In Tabelle 28 und Tabelle 29 sind alle TOP-Energy Eingabedaten des Kältespeichers gelistet.

Tabelle 28: Technische Eingabedaten Kältespeicher

Anschaffung verpflichtend	nein
Minimale Speicherkapazität	0 kWh
Maximale Speicherkapazität	1.000,0 MWh
Art der Vorgabe	Feste Parameter für maximale Be- und Entladeleistung
Maximale Beladeleistung	2.500,0 kW
Maximale Entladeleistung	2.500,0 kW
Minimale Speichertemperatur	-7,00 °C
Maximale Speichertemperatur	0 °C
Betriebszustand	Speicher mit Bypass (innerhalb eines Zeitschritts nur entweder Be- oder Entladen möglich)
Anfangsfüllstand	0 kWh
Minimaler Speicherfüllstand	0 %
Maximaler Speicherfüllstand	100,00 %
Relative Verluste	0,200 %/d
Beladewirkungsgrad	100,00 %
Entladewirkungsgrad	100,00 %

Tabelle 29: Wirtschaftliche Eingabedaten Kältespeicher

Abschreibungsdauer	20,00 a
Investitionsspezifische Betriebskosten	0,2400 %/a
Investitionskosten pro Speicherkapazität	45 EUR/kWh

4.19.1 Technische Eingabedaten Kältespeicher

Anschaffung verpflichtend

Die Anschaffung der Komponente ist nicht verpflichtend.

Minimale Speicherkapazität

Die minimale Speicherkapazität beträgt 0 kWh.

Maximale Speicherkapazität

Um den Freiheitsgrad der Simulation möglichst hochzuhalten, wurde eine hohe maximale Speicherkapazität von 1 000 MWh gewählt.

Maximale Be- und Entladeleistung

Der Wert der maximalen Be- und Entladeleistung orientiert sich an den Bedarfsspitzen des Kältebedarfs. Da die Bedarfsspitzen unter 2 500 kW liegen, wird die maximale Be- und Entladeleistung mit diesem Wert festgelegt.

Minimale Teillast (entladen & beladen)

Die minimale Teillast für Be- und Entladevorgänge wird mit 0% festgelegt.

Minimale Speichertemperatur

Als minimale Speichertemperatur wird ein Wert von -7°C angenommen. Dieser Wert ist für die Berechnung nicht weiter relevant, da die spezifischen Investitionskosten fest vorgegeben und damit nicht von der volumetrischen Größe des Speichers abhängig sind. Für die Wahl der spezifischen Investitionskosten wird davon ausgegangen, dass es sich um einen Eisspeicher handelt.

Maximale Speichertemperatur

Die maximale Speichertemperatur darf die Vorlauftemperatur des Kühlsystems von 0°C nicht überschreiten. Für die maximale Speichertemperatur wird daher mit einem Wert von 0°C gerechnet.

Betriebsweise

Wie schon beim Wärmespeicher wird die Betriebsweise „Speicher mit Bypass“ gewählt. Für genauere Informationen wird auf Kapitel 4.14.1 verwiesen.

Anfangsfüllstand

Der Anfangsfüllstand des Kältespeichers wurde mit 0 kWh gewählt. Bei der Wahl eines höheren Anfangsfüllstands muss der Speicher in der Optimierung vorkommen, da sonst der Anfangsfüllstand die optimale Speicherkapazität von 0 kWh übersteigen würde. Um diese Fehlermeldung in der Simulation zu umgehen, wurde ein leerer Speicher als Ausgangssituation gewählt.

Minimaler und maximaler Speicherfüllstand

Um den Freiheitsgrad der Optimierung möglichst hochzuhalten wird der minimale und maximale Speicherfüllstand mit 0 % und 100 % festgelegt.

Relative Verluste

Da das Speicherprinzip des Kältespeichers dem des Wärmespeichers gleicht, wird angenommen, dass die relativen Verluste des Kältespeichers in derselben

Größenordnung sind wie jene des Wärmespeichers. Für die relativen Verluste wird daher ein Wert von 0,2 % pro Tag festgelegt [30].

Be- und Entladewirkungsgrad

Laut dänischer Energiebehörde kommt es beim Be- und Entladewirkungsgrad von Wasserwärmespeichern zu keinen Ladeverlusten. Daraus wird für diese Arbeit geschlossen, dass für den Kältespeicher ebenfalls sowohl Be- als auch Entladewirkungsgrad 100 % betragen [30].

Austrittstemperatur (entladen)

Die Austrittstemperatur der Entladung sollte der Vorlauftemperatur des Kältesystems entsprechen. Daher wird dafür ein Wert von 0°C festgelegt.

Austrittstemperatur (beladen)

Die Austrittstemperatur der Beladung sollte der Rücklauftemperatur des Kältesystems entsprechen. Daher wird dafür ein Wert von 15°C festgelegt.

4.19.2 Wirtschaftliche Eingabedaten Kältespeicher

Investitionskosten

Laut einer Studie der dena variieren Investitionskosten für latente Kältespeicher je nach Bauart und inklusive Peripherie zwischen 45 – 50 EUR/kWh_{Kapazität} [51]. Da in einer weiteren aktuelleren Quelle ein Wert von 45 EUR/kWh genannt ist, wird für dieses Modell ebenfalls ein Wert von 45 EUR/kWh_{Kapazität} herangezogen [53].

Abschreibungsdauer

Als Abschreibungsdauer wird nach AfA-Tabellen ein Wert von 20 Jahren als Inputwert verwendet [21].

Betriebskosten

Die Betriebskosten werden, analog zum Wärmespeicher, mit 0,24% der Investitionskosten pro Jahr festgelegt [30].

4.20 Kältebedarf

In der Komponente Kältebedarf kann der Bedarf an Kälteleistung als Zeitreihe hinterlegt werden.

Art der Berechnung

Um Zeit und Rechenleistung in der Simulation zu sparen, wurde an dieser Stelle als Art der Berechnung „Der Bedarf wird als fester Wert in dieser Komponente vorgegeben“ ausgewählt.

Kältebedarf

Da der Industriebetrieb über keine genauen Daten des Kältebedarfs verfügt, musste dieser aus anderen Daten abgeleitet werden. Dafür ist zunächst relevant, dass nur das Hauptgebäude des Betriebs im Sommer gekühlt werden soll. Über Pläne des Hauptgebäudes, welche von dem Betrieb zur Verfügung gestellt worden sind, konnte die Bruttogeschossfläche des Gebäudes ($11\,000\text{ m}^2$) berechnet werden.

Aus einem Bericht der Stadt Wien, in dem Energieflüsse in Bürogebäude ermittelt wurden, konnte ein Kältebedarf von $60\text{ kWh/m}^2/\text{a}$ für das Hauptgebäude abgeleitet werden [54]. Dieser Wert wurde verwendet, um mit TOP Energy anhand der Zeitreihe der Umgebungstemperatur eine Zeitreihe für den Kältebedarf für das Hauptgebäude zu ermitteln. Dabei wurde mit einer Grenztemperatur von 20°C und einer Zieltemperatur von 19°C gerechnet. Grenz- und Zieltemperatur wurden so niedrig gewählt, damit die Bedarfskurve kontinuierlicher über die Stunden und Tage verteilt ist. Die mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH vereinbarte Zieltemperatur beträgt 23°C und wird für andere Systemkomponenten herangezogen.

Die dabei entstandene Zeitreihe wurde in TOP Energy importiert und als Kältebedarf verwendet.

Austrittstemperatur

Über die Austrittstemperatur des Kältebedarfs wird die Rücklauftemperatur des Kältesystems festgelegt. Nachdem die Temperaturspreizung im Kältesystem für das Optimierungsergebnis keine Rolle spielt, da das EER der KKM für jeden Zeitpunkt bereits vorgegeben ist, wurde, wie beim Heizsystem, von einer Temperaturspreizung von 15°C ausgegangen. Bei einer Vorlauftemperatur von 0°C folgt daraus eine Rücklauftemperatur bzw. Austrittstemperatur von 15°C .

4.21 Strombedarf

4.21.1 Art der Berechnung

Wie beim Wärmebedarf, kann im Eingabefeld „Art der Berechnung“ zwischen dem Strombedarf als fest vorgegebenen Wert für diese Komponente und der Berechnung des Strombedarfs als Freiheitsgrad der Optimierung gewählt werden. Für diese Arbeit ist der Strombedarf eine vorgegebene Zeitreihe mit stündlichen Bedarfen, welche

gedeckt/erfüllt werden müssen. Daher wurde „Der Bedarf wird als fester Wert in dieser Komponente vorgegeben“ ausgewählt.

4.21.2 Lastprofil Strombedarf

Anders als beim Wärmebedarf, gibt es für den Strombedarf ausreichend Daten. Diese sind für den Bedarf des Hauptgebäudes in stündlicher Auflösung vorhanden. Die Daten, in welcher Stunde des Jahres wieviel Strom verbraucht wurde, werden als Zeitreihe in TOP Energy importiert und um den Faktor 1,2 erhöht. Der Faktor wird verwendet, da Lastprofilwerte in stündlicher Auflösung nur für den Bedarf des Hauptgebäudes vorhanden sind. Das Hauptgebäude ist für etwa 83 % des gesamten Strombedarfs verantwortlich. Mit dem Faktor 1,2 wird dieses Lastprofil auf 100 % skaliert. Für die Simulation wurden Daten aus dem Jahr 2018 herangezogen, welche den Normalbetrieb vor der COVID-19 Pandemie gut repräsentieren. Der Betrieb verfügt über zahlreiche Zähler, die an drei unterschiedlichen Netzebenen hängen. Da über 80% des Strombedarfs von Netzebene 5 gespeist wird, werden in der Komponente Stromtarif die Netzgebühren entsprechend der Netzebene 5 verwendet.

4.22 Windkraft

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit von dem gewählten Standort liegt in einem tmy vom Zeitraum 2005-2020 laut EU-Datenbank SARAH 2 bei 1 m/s. Der sogenannte cut-in-speed, welcher die Windgeschwindigkeit beschreibt, bei der eine Windkraftanlage anfängt Strom zu generieren, liegt laut dem U.S. Department of Energy zwischen 2,6 und 4 m/s [55]. Um diese Zahlen zu bestätigen, wurden die Kennlinien einiger ausgewählter Windrad Modelle überprüft [56]. Die Überprüfung kam zum selben Ergebnis. Aufgrund der zu geringen Windgeschwindigkeiten wurde von der Implementierung einer Windkraftanlage in dem Modell abgesehen.

4.23 Simulation

Die Simulation der verschiedenen Modellvarianten erfolgt jeweils unter denselben Simulationsparametern, welche in den folgenden Unterkapitel kurz erklärt werden. Die gewählten Simulationsparameter im Simulator-Ribbon sind in Abbildung 6 zu sehen [9].

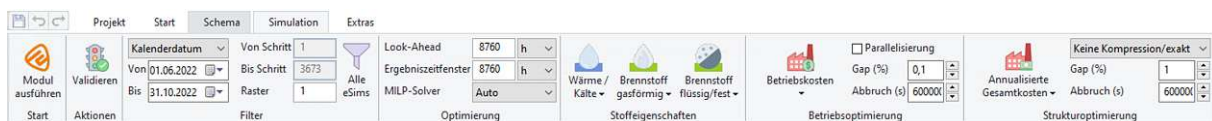


Abbildung 6: Bildschirmfoto Simulator-Ribbon TOP Energy

4.23.1 Optimierung

Die Berechnung der Optimierung erfolgt nicht für jeden Zeitschritt einzeln, sondern über Zeiträume, die vorher via Look-Ahead definiert werden. Der Look-Ahead gibt dabei das Zeitfenster für die Berechnung an. Um den gesamten Zeitraum der Simulation zu berechnen, erfolgen mehrere Rechendurchgänge über eine Zeitspanne, welche durch den Look-Ahead vorgegeben ist. Wird beispielsweise mit einem Look-Ahead von 24 Stunden gerechnet, so werden die Zeitpunkte innerhalb dieses Zeitraums (24h) in der Simulation jeweils simultan betrachtet. Das kann bei Betriebsoptimierungen hilfreich sein, wenn zu einem früheren Zeitpunkt bestimmte Tätigkeiten für einen späteren Zeitpunkt ausgeführt werden müssen (Bsp. Ladetätigkeiten) [9].

Ein weiterer Parameter ist das Ergebniszeitfenster, das die Anzahl der Optimierungsprobleme bestimmt. Das Ergebniszeitfenster bestimmt, welche Zeitschritte der zuvor über den Look-Ahead berechneten Ergebnisse in das Endergebnis der Simulation miteinfließen. Die Anzahl der Optimierungsschritte entspricht dabei der Anzahl der Ergebnisfenster (Teilintervalle), in die der Simulationszeitraum geteilt werden kann.

Wird beispielsweise ein Simulationszeitraum von einem Jahr, ein Look-Ahead von einem Monat und ein Ergebniszeitfenster von 24 Stunden betrachtet, besteht die gesamte Optimierung aus 365 Optimierungsschritten, welche für sich jeweils über eine Zeitspanne von einem Monat simultan berechnet werden. Bei einem Ergebniszeitfenster von 0 wird nur der erste Zeitschritt übertragen. In Abbildung 7 ist das Konzept grafisch dargestellt, wobei das Ergebniszeitfenster mit „Transfer Results“ bezeichnet wird [9].

Zusammenfassend bestimmt der Look-Ahead wie groß die einzelnen Optimierungsprobleme sind, während das Ergebniszeitfenster die Anzahl an Optimierungsproblemen bestimmt [9]. Für diese Arbeit wurde stets ein Look-Ahead von 8 760 Stunden gewählt, um bei der Strukturoptimierung das ganze Jahr zu berücksichtigen. Für das Ergebniszeitfenster wurde ebenfalls ein Zeitfenster von 8 760 Stunden gewählt. Somit handelt es sich um ein einziges sehr großes Optimierungsproblem, wobei das gesamte Jahr simultan berücksichtigt wird.

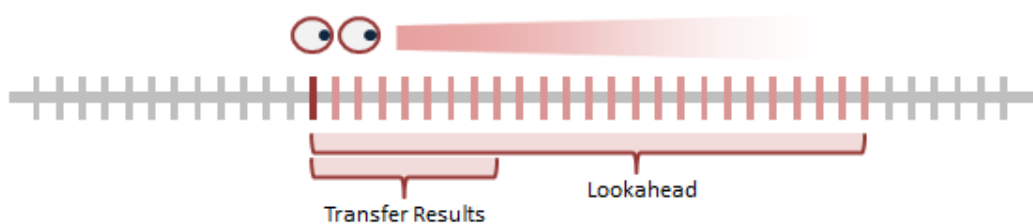


Abbildung 7: Erklärungsdarstellung Look-Ahead und Ergebnisfenster

4.23.2 Strukturoptimierung

In der Gruppe Strukturoptimierung kann der Grad der Zeitreihenkompression, der Gap, die Abbruchzeit und die strukturell zu optimierende Größe eingestellt werden.

Im Feld „Zeitreihenkompression“ gibt es mehrere Klassifizierungen wie stark Zeitreihen für die Strukturoptimierung komprimiert werden sollen. Aus den Optionen „Keine Kompression/ exakt“, „Sehr langsam/sehr genau“, „Langsam/genau“, „Mittlere Kompression“, „Schnell/ungenau“ und „Sehr schnell/sehr ungenau“ wurde erstere Einstellung, „Keine Kompression/exakt“ gewählt. Das hat zur Folge, dass Zeitreihen nicht komprimiert werden und stattdessen eine Berechnung mit exakten Zeitreihen erfolgt.

Der Gap beschreibt die maximal zulässige Abweichung von der optimalen Lösung in Prozent. Prinzipiell wird in allen Simulationen mit dem Standardwert von 0,1 % gearbeitet, wobei in manchen Simulationen aufgrund von sehr langen Rechenzeiten der Gap Wert erhöht wurde. In Variante 4 wurde mit einem Gap von 7,5 % gerechnet, wobei bei der Sensitivitätsanalyse, bei den Parameterveränderungen Wasserstoff- und Sauerstoffpreis +15%, der Gap aufgrund von sehr langer Rechenzeit auf 12 % bzw. 10 % erhöht werden musste. In der Sensitivitätsanalyse von Variante 2 musste der Gap bei der Version mit um 15 % erhöhtem Wasserstoffpreis von 0,1 % auf 0,5 % erhöht werden.

Mit der Abbruchzeit kann festgelegt werden, bei welcher Simulationsdauer die Simulation abgebrochen werden soll. Wird diese Dauer erreicht, bevor der gewünschte Gap erzielt ist, bricht das Programm die Simulation ab. In dieser Arbeit wurde die Abbruchzeit mit 6 000 000 Sekunden (entspricht etwa 70 Tagen) sehr hoch angesetzt, um den gewünschten Gap jedenfalls zu erreichen [9].

Bei der Einstellung „Zu optimierende Zielfunktion“ kann die Größe gewählt werden, nach welcher die Strukturoptimierung minimiert werden soll. Es kann zwischen annualisierten Gesamtkosten, Investitionskosten oder Kapitalwert gewählt werden, wobei in dieser Arbeit Ersteres als Zielfunktion verwendet wurde.

Um die annualisierten Gesamtkosten zu berechnen, können zunächst der Kapitalwert und der Rentenbarwertfaktor (RBF) bestimmt werden. Für die Berechnung des RBF wird nach TOP Energy Dokumentation Formel (17) verwendet. Der Zinssatz wurde für diese Simulation nach Absprache mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH mit 4 % festgelegt.

$$RBF(i, T) = \frac{(1+i)^T - 1}{(1+i)^T i} \quad (17)$$

i ... gewählter Zinssatz

T ... Betrachtungszeitraum bzw. Abschreibungsdauer

Anschließend können mit dem RBF der Kapitalwert der Komponente nach Formel (18) und daraus die annualisierten Gesamtkosten nach Formel (19) berechnet werden. Die Summe der annualisierten Gesamtkosten aller Komponenten ergeben die annualisierten Gesamtkosten des modellierten Systems.

$$\text{Kapitalwert} = \text{Investitionskosten} + RBF \cdot \text{Betriebskosten} \quad (18)$$

$$\text{Annualisierte Gesamtkosten} = \frac{\text{Kapitalwert}}{RBF} \quad (19)$$

4.23.3 Gurobi Solver

Der Gurobi Solver, welcher in TOP Energy eingesetzt wird, ist ein Software-Optimierer für mathematische Programmierung. Er ist in der Lage, eine Vielzahl von Optimierungsproblemen zu lösen, einschließlich LP- und MILP-Probleme. Die mathematische Grundlage des Solvers beruht auf der Transformation der zu optimierenden Funktion und der damit verbundenen Nebenbedingungen in eine Form, die systematisch analysiert und gelöst werden kann. Dabei werden Algorithmen verwendet, welche die Struktur des Problems ausnutzen, um eine effiziente Lösung zu finden [57].

5 Entwicklung der Varianten

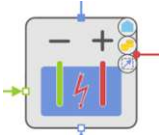
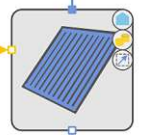
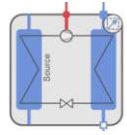
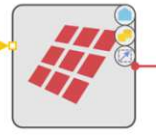
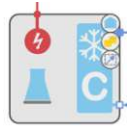
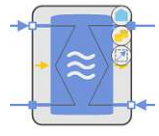
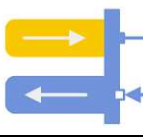
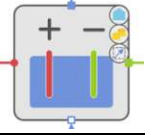
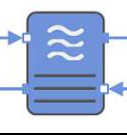
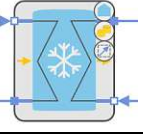
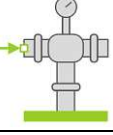
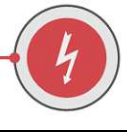
Im Rahmen des Projekts wurden vier verschiedene Varianten entwickelt, welche sich, wie in Tabelle 30 illustriert, unterscheiden. Jede Variante wird in diesem Kapitel kurz vorgestellt.

Tabelle 30: Übersicht der Varianten

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Stromanschluss vorhanden	X	X		
Fernwärmeanschluss vorhanden	X		X	

Um die folgenden Abbildungen des virtuellen Energiesystems verständlicher zu machen, ist in Tabelle 31 eine Übersicht über die Komponentensymbole und ihre Bedeutung in TOP Energy gegeben.

Tabelle 31: Symbolverzeichnis der TOP Energy Komponenten

	Solarstrahlung		Brennstoffzelle
	Solarkollektor		Wärmepumpe
	Photovoltaikanlage		Kompressionskältemaschine
	Stromspeicher		Wärmespeicher
	Stromversorger und - einspeisung		Wärmebedarf
	Stromtarif		Fernwärmeversorger und - einspeisung
	Elektrolyseur		Wärmetarif
	Brennstoffspeicher		Notkühler
	Brennstofftarif		Kältespeicher
	Brennstoffnetz (Einspeisung)		Kältebedarf
	BHKW		Strombedarf

5.1 Variante 1: Basis mit Fernwärme- & mit Stromanschluss

In Abbildung 8 ist die Basisvariante graphisch dargestellt. Bei dieser Variante kann sowohl Strom als auch Wärme vom Netz bezogen und eingespeist werden. Es steht eine reine Modulfläche von 70 000 m² für Photovoltaik oder Solarthermieanlagen zur Verfügung. Der Wärmebedarf kann abgesehen von der Fernwärme entweder durch Abwärme der Elektrolyseanlage, durch die Verwertung des Wasserstoffs in BHKW und Brennstoffzelle, oder mittels Wärmepumpen gedeckt werden.

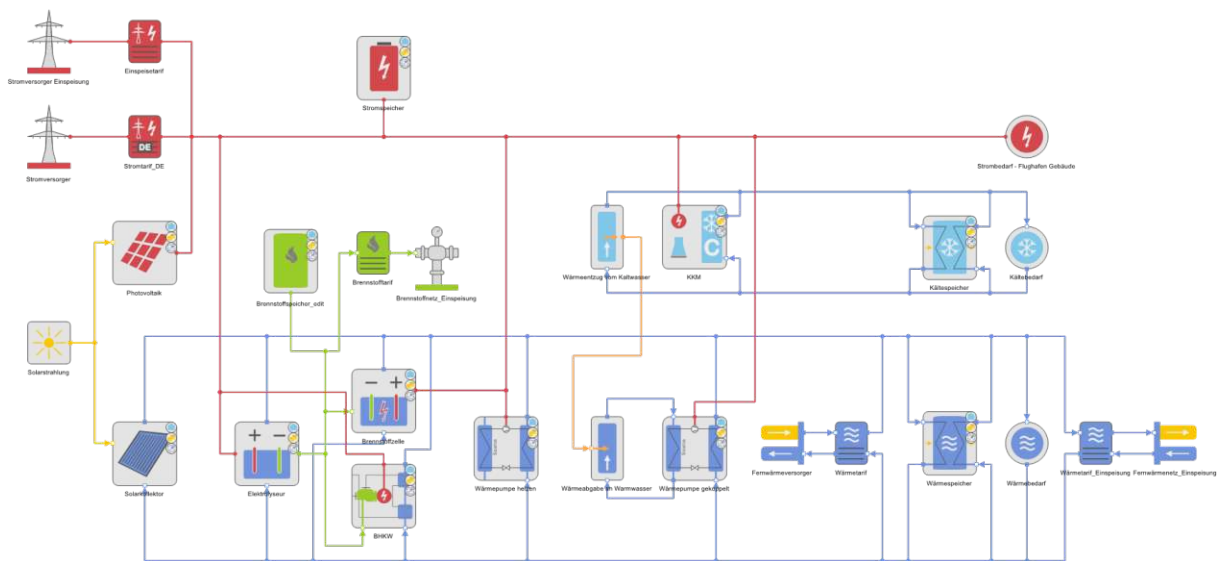


Abbildung 8: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 1

5.2 Variante 2: Ohne Fernwärme- & mit Stromanschluss

Variante 2 ist mit Ausnahme des Fernwärmeanschlusses gleich aufgebaut, wie Variante 1. Wie in Abbildung 9 zu sehen, wurde der Fernwärmeanschluss in Variante 2 entfernt. Daraus folgt, dass der Wärmebedarf nur über die Abwärme des Elektrolyseurs, die Wärmepumpen oder den Einsatz von Wasserstoff als Brennstoff im BHKW oder der Brennstoffzelle gedeckt werden kann. Damit überschüssige Wärme, z.B. vom Elektrolyseur, trotz fehlendem Fernwärmeanschluss, aus dem System abgeführt werden kann, wurde die Komponente „Notkühler“ eingebaut.

Diese Variante soll Aufschluss darüber geben, wie sich das nicht Vorhandensein des Fernwärmeanschlusses auf die annualisierten Gesamtkosten und die Kapazitäten der anderen Komponenten auswirkt.



Abbildung 10 zeigt, dass Variante 3 im Gegensatz zu Variante 1 über keinen Strombezug und keine Stromeinspeisung verfügt, womit das Energiesystem elektrisch energieautark wird.

Ein elektrisch energieautarkes System abzubilden kann gelingen, indem die Strombezugskosten unnatürlich hoch (z.B. 1 000 EUR/kWh) und der Einspeisungsertrag neutral, mit 0 EUR/kWh, parametrisiert wird. Das System wird so in der Optimierung vermeiden, Strom von dem Netzanschluss zu beziehen. Alternativ können auch die Primärenergiequellen, in diesem Fall die PV- und Solarthermieranlage, als regelbar parametrisiert werden, sodass ihre Leistung beispielsweise an sehr sonnigen Tagen reduziert werden kann, falls das Energieangebot den -bedarf weit übersteigt. Bei regelbaren Energiequellen können die Komponenten „Strombezug“ und „Stromeinspeisung“ zur Gänze aus dem System entfernt werden.

Nachdem beide Vorgehensweisen getestet wurden, hat sich herausgestellt, dass erstere mit kürzeren Rechenzeiten verbunden ist. Diese Methode wurde daher für die Simulation der elektrisch energieautarken Variante 3 herangezogen.

Der Vergleich der Ergebnisse dieser Variante mit jenen der Basisvariante soll Aufschluss darüber geben, welche Mehrkosten durch ein elektrisch autarkes Energiesystem des Industriebetriebs entstehen.

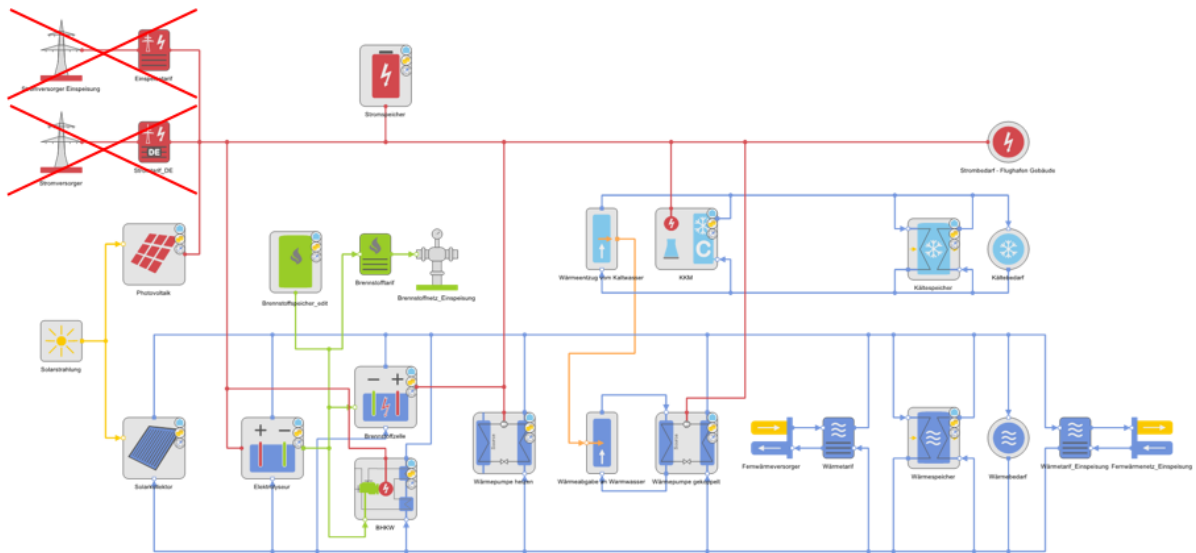


Abbildung 10: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 3

5.4 Variante 4: Ohne Fernwärme- & ohne Stromanschluss

Für Variante 4 wird, wie in Abbildung 11 dargestellt, sowohl Fernwärme- als auch Stromanschluss aus dem Modell entfernt. Aus den in Variante 2 genannten Gründen, wird ebenfalls ein Notkühler eingebaut. Die elektrische Autarkie des Energiesystems wird, wie in Variante 3, durch die Anpassung der Strombezugskosten und Einspeiseerträge erzielt. Variante 4 ist damit vollkommen energieautark. Die Versorgung über das ganze Jahr erfolgt ausschließlich über die mittels PV-Anlage gewonnene Energie. Um das in der Simulation zu ermöglichen, wird das Jahr von Anfang Juni bis Ende Mai simuliert. Da die Simulation um 00:00 in der Nacht startet, braucht das System für die ersten paar Stunden eine Energiequelle, die durch einen gesetzten Anfangsfüllstand im Stromspeicher gegeben ist. Dieser ermöglicht es, den Bedarf in den ersten Nachtstunden zu erfüllen.

Die Simulation von Variante 4 soll Aufschluss darüber geben, wie sich ein energieautarkes System auf die Kostenentwicklung der einzelnen Komponenten und die Gesamtentwicklung auswirkt.

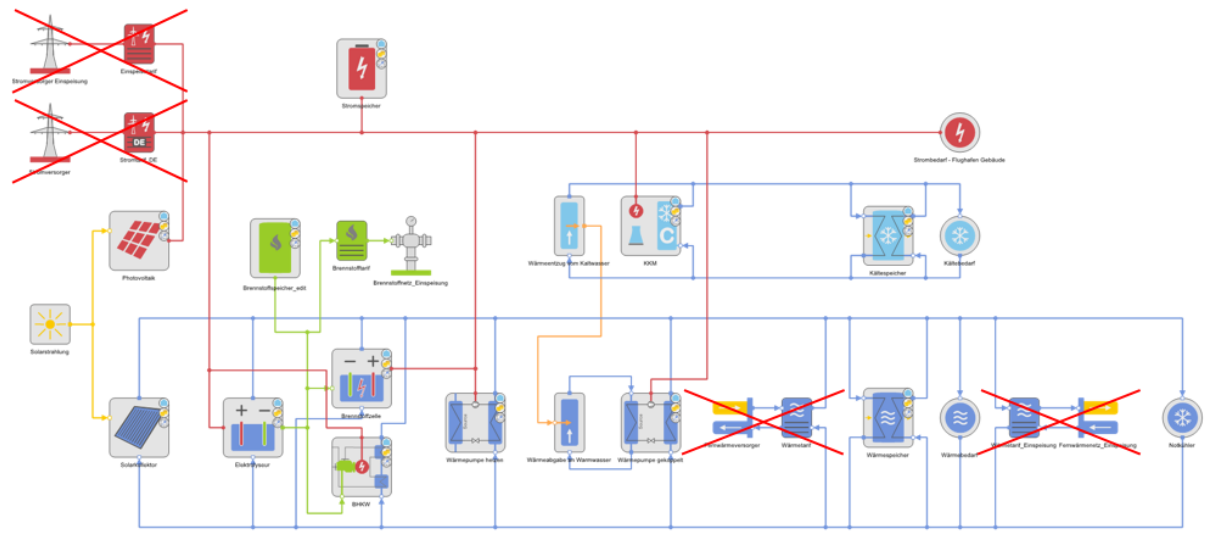


Abbildung 11: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 4

6 Simulationsergebnisse

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Problemstellung eingegangen, gefolgt von den Ergebnissen der einzelnen Varianten. Diese werden anschließend unter Berücksichtigung einer Sensitivitätsanalyse miteinander verglichen.

Die Bedarfe an Wärme, Kälte und Strom sind in allen Varianten gleich groß und müssen gedeckt werden. In Abbildung 12 sind die Energiebedarfe und das Energieangebot zu sehen. Die gelbe Linie, repräsentiert die generierbare Solarenergie. Diese ergibt sich aus der Multiplikation der Modulfläche von 70 000 m² mit der horizontalen Globalstrahlung und einem PV-Wirkungsgrad von etwa 22 %. Aus Abbildung 12 geht hervor, dass in einem tmy mit deutlichen Schwankungen am Energieertrag zu rechnen ist. Im Allgemeinen übersteigt die täglich generierte Energiemenge in den Monaten Mai bis September den täglichen Bedarf. In den restlichen Monaten des Jahres, ergibt sich für den Gesamtenergiebedarf zeitweise eine Unterdeckung. Weiters ist zu erkennen, dass der Strombedarf das ganze Jahr relativ konstant ist, während der Wärmebedarf, wie erwartet, im Winter steigt und der Kältebedarf in den Sommermonaten Bedarfsspitzen verursacht. Es ist darauf hinzuweisen, dass Abbildung 12 nur Tagesangebot und -bedarf abbildet und innerhalb von 24 Stunden zusätzlich noch große Schwankungen auftreten können. Diese Schwankungen können durch den entsprechenden Einsatz von Speichertechnologien ausgeglichen werden. In Tabelle 32 sind die Integralwerte von Abbildung 12 gelistet.

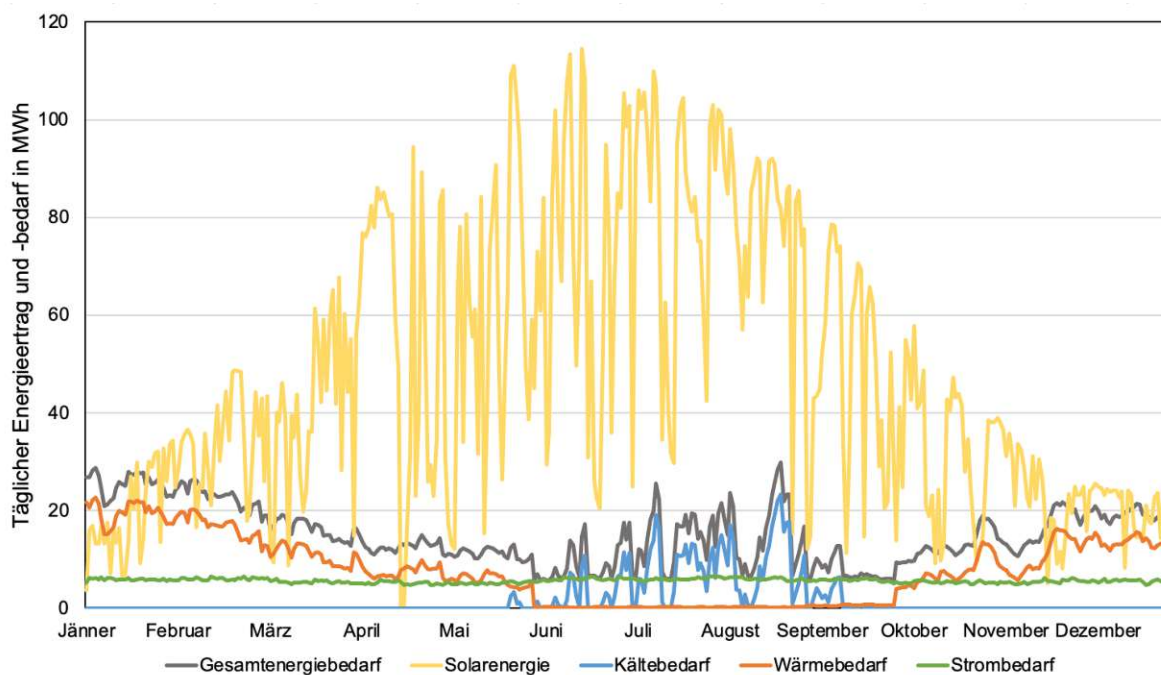


Abbildung 12: Täglicher Energieertrag und -bedarf in MWh

Tabelle 32: Überblick Energiebedarf und -ertrag

	Jahresbedarf/-angebot
Photovoltaik	17 200 MWh/a
Wärmebedarf	2 800 MWh/a
Strombedarf	2 500 MWh/a
Kältebedarf	660 MWh/a
Überschuss	11 240 MWh/a

Ergänzend zu Abbildung 12 sind in Abbildung 13 die Dauerkennlinien der stündlichen Bedarfe des Industriebetriebs zu sehen. Es ist gut zu erkennen, dass der Strombedarf (in grün) über das gesamte Jahr relativ konstant ist, während der Kältebedarf die größten Lastspitzen aufweist. Die Dauerkennlinie zeigt die stündlichen Leistungsbedarfe der Größe nach sortiert, unabhängig vom Datum.

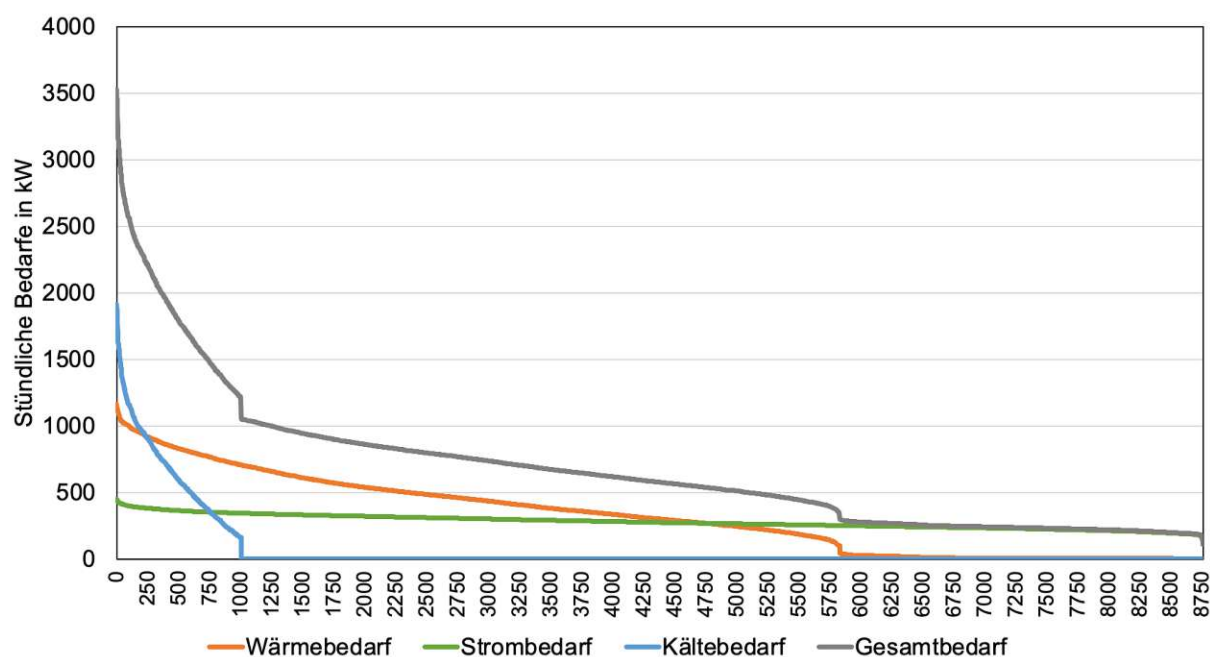


Abbildung 13: Dauerkennlinie der Bedarfe

In Abbildung 14 ist die Dauerkennlinie der Temperatur 2 Meter über der Oberfläche abgebildet. Die durchschnittliche Temperatur beträgt etwa 10°C, wobei der Temperaturverlauf in einem typischen Jahr keine allzu großen Schwankungen aufweist.

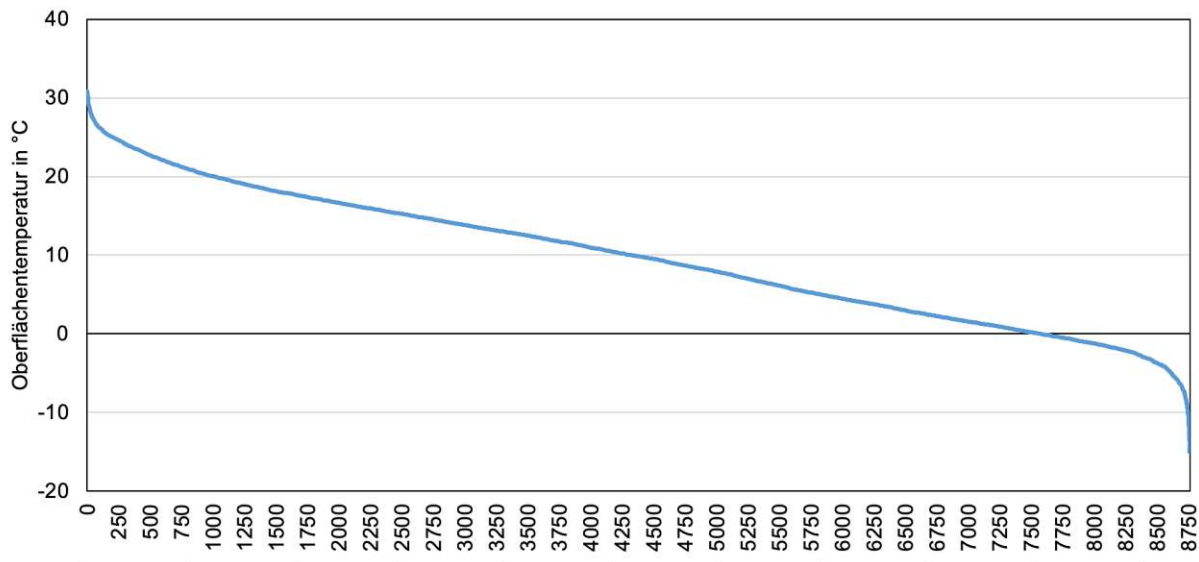


Abbildung 14: Dauerkennlinie Oberflächentemperatur

6.1 Variante 1

Wie zuvor erwähnt, stellt Variante 1 das Energiemodell mit den höchsten Freiheitsgraden dar. Das spiegelt sich in den Ergebnissen der Optimierung durch die höchsten negativen annualisierten Gesamtkosten von -2,7 Millionen EUR deutlich wider. In Abbildung 15 ist zudem erkennbar, dass es unter den gewählten Parametern wirtschaftlich vorteilhaft ist, Strom aus dem Netz zu beziehen, um einen Elektrolyseur zu betreiben, und damit Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umzuwandeln. Wie in Abbildung 16 gut sichtbar, kann Strom bei Kosten von etwa 22 ct/kWh_{el} vom Netz bezogen werden. Die genaue Preiszusammensetzung wird in Kapitel 4.6 erläutert. Der Erlös des Wasserstoffs liegt bei 7 EUR/kg bzw. etwa 21 ct/kWh_{H₂_Hi} und jener des Sauerstoffs bei 0,75 EUR/kg bzw. etwa 18 ct/kWh_{H₂_Hi}. Somit steht dem Strompreis von etwa 22 ct/kWh_{el} einem Erlös von 39 ct/kWh_{H₂_Hi} gegenüber. Diese Gewinnmarge scheint hohe Investitionskosten von Elektrolyseur und Brennstoffspeicher, sowie Umwandlungsverluste mehr als auszugleichen. Deshalb stellen die Stromkosten, welche im Tortendiagramm in Abbildung 15 als „Stromtarif Bezug“ bezeichnet werden, den Großteil der Kosten dar.

Die negativen annualisierten Gesamtkosten sind nur durch die maximale Lieferleistung des Stromversorgers von 15 000 kW_{el} begrenzt. Weiters ist darauf hinzuweisen, dass der Elektrolyseur nur durch den Verkauf von Sauerstoff negative annualisierte Kosten aufweist. Der Ertrag durch den Verkauf von Wasserstoff ist in Abbildung 15 in der Komponente „H₂ verkauft“ abzulesen. Dabei ist zu erwähnen, dass aufgrund der unterschiedlichen Molmassen für jedes Kilogramm Wasserstoff acht Kilogramm Sauerstoff erzeugt werden. Da der Elektrolyseur im Dauerbetrieb mehr als ausreichend Abwärme für das Heizsystem schafft, kommen alle anderen Heizkomponenten nicht oder nur wenig zum Einsatz.

Durch die Einspeisung von Wärme können zusätzliche Erlöse generiert werden, was durch die negativen Kosten der Komponente „Wärme eingespeist“ indiziert wird. Die PV-Anlage wird in diesem Szenario voll ausgebaut.

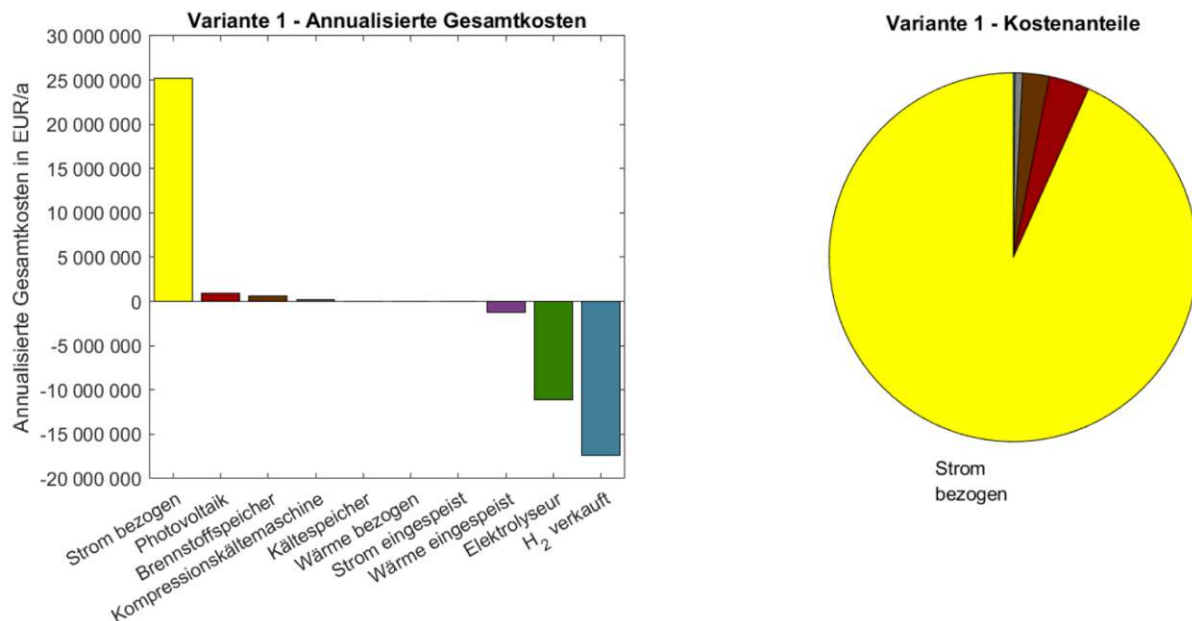


Abbildung 15: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 1

Die in Abbildung 16 gezeigten Scatterplots enthalten, mit Ausnahme des verkauften Wasserstoffs, nur Komponenten, welche entweder den Strom-, Wärme- oder Kältebedarf direkt decken. Die Komponente „H₂ verkauft“ zeigt die spezifischen Kosten des Wasserstoffs und wieviel davon eingespeist wurde. Die spezifischen Kosten wurden ermittelt, indem die annualisierten Gesamtkosten einer Komponente durch den entsprechenden Energieoutput dividiert wurden. Bei Komponenten mit KWK wurden die Kosten mit einem Carnot-Faktor auf Wärme und Strom aufgeteilt. Der Carnot-Faktor wurde dabei energetisch ermittelt.

Es ist gut erkennbar, dass die Kostentreiber von Abbildung 15 auch für die meiste produzierte Energiemenge in Abbildung 16 verantwortlich sind. Weiters ist zu erkennen, dass der Elektrolyseur über 40 000 MWh an Wärme abgibt, was sich sehr gut mit der Menge der ins Netz eingespeisten Wärme deckt. Die Differenz stellt den Wärmebedarf des Industriebetriebs von etwa 2 800 MWh dar. Zudem lässt die blaue Farbe des Datenpunkts darauf schließen, dass der Elektrolyseur zu fast 100 % ausgelastet ist. Es ist auch zu erkennen, dass beide Komponenten, „Elektrolyseur“ und „Wärme eingespeist“ negative spezifische Kosten aufweisen. In der linken Hälfte von Abbildung 16 ist zu erkennen, dass die spezifischen Kosten (Stromgestehungskosten) der PV-Anlage bei etwas über 5 ct/kWh liegen, was sich sehr gut mit der Studie des Fraunhofer ISE deckt [25].

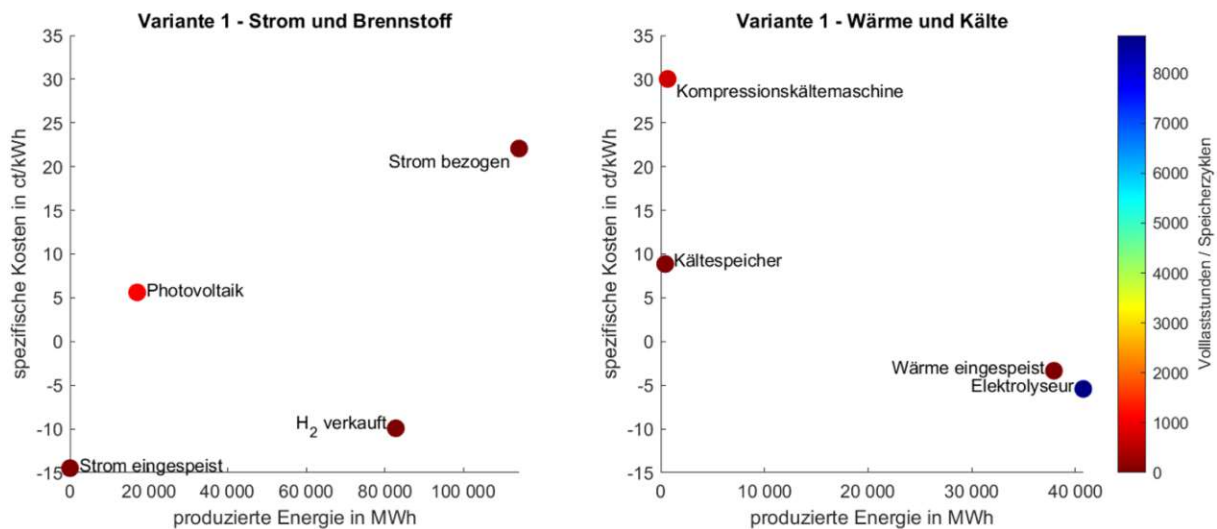


Abbildung 16: Spezifische Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 1

6.2 Variante 2

In Variante 2 wurde der Fernwärmeanschluss entfernt. Die Ergebnisse in Abbildung 17 ähneln jenen von Variante 1 sehr. Die Abwärme des Elektrolyseurs, welche in Variante 1 ins Fernwärmenetz eingespeist werden kann, wird nun durch einen Kühler an die Umgebung abgegeben, wobei die Kühlleistung für den Elektrolyseur bei etwa 2 800 kW liegt. Die höheren annualisierten Gesamtkosten von etwa -1,7 Millionen EUR lassen sich durch die entgangenen Erlöse der Wärmeeinspeisung gut erklären, welche in Variante 1 etwa 1,3 Millionen EUR betragen. Zudem fällt auf, dass deutlich weniger Strom vom Netz bezogen wird, da der Betrieb des Elektrolyseurs durch den Wegfall des Fernwärmeanschlusses weniger rentabel geworden ist. Damit fällt auch der Ertrag durch den Verkauf von Wasserstoff geringer aus. In dieser Variante wird durch die Einspeisung von Strom ins Netz annualisiert ein Betrag von etwa 57 500 EUR erwirtschaftet, was an der Komponente „Strom eingespeist“ zu erkennen ist. Die Mindestspeicherkapazität des Brennstoffspeichers ist wie in allen Varianten an die Nennleistung des Elektrolyseurs gebunden. Aufgrund der hohen Nennleistungen des Elektrolyseurs fallen in Variante 1 und Variante 2 die Kosten für den Brennstoffspeicher daher besonders hoch aus.

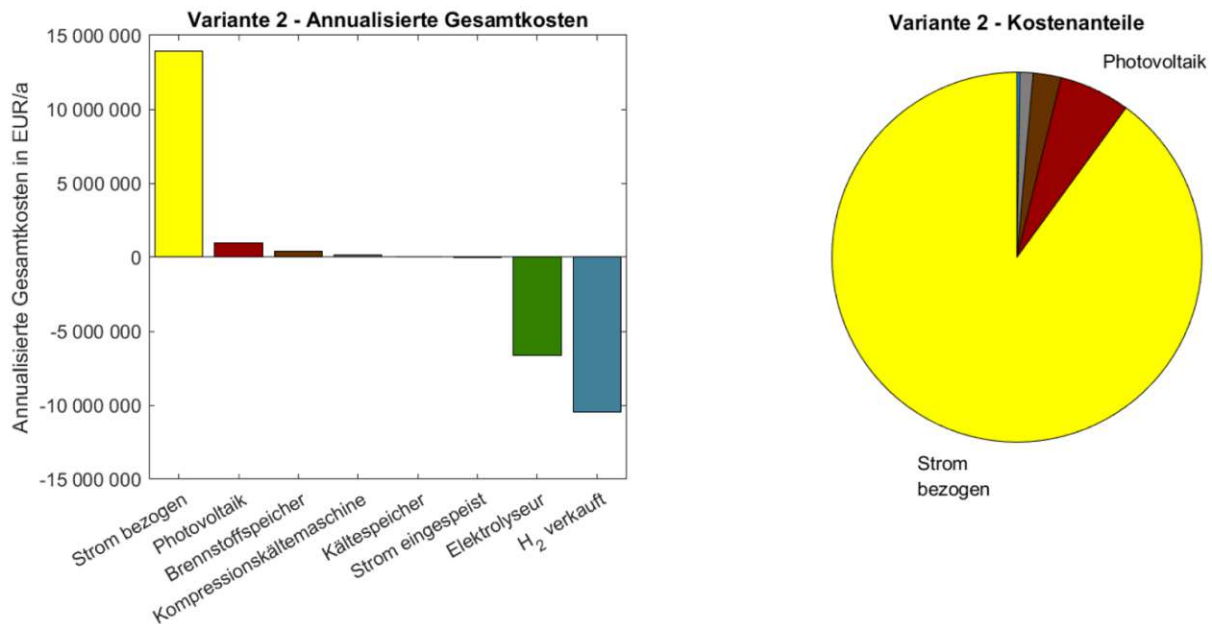


Abbildung 17: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 2

Abbildung 18 ist, abgesehen vom Wegfall der Komponente „Wärme eingespeist“ sehr ähnlich zu dem Scatterplot von Variante 1. Da bereits in Variante 1 der gesamte Wärmebedarf durch die genutzte Abwärme des Elektrolyseurs gedeckt wurde, hat die Entfernung des Fernwärmeanschlusses für den Bezug von Wärme keine großen Auswirkungen auf das Ergebnis in Variante 2. Die Kompressionskältemaschine deckt in Kombination mit dem Kältespeicher den gesamten Kältebedarf ab, ohne dass zusätzliche Wärmepumpen benötigt werden.

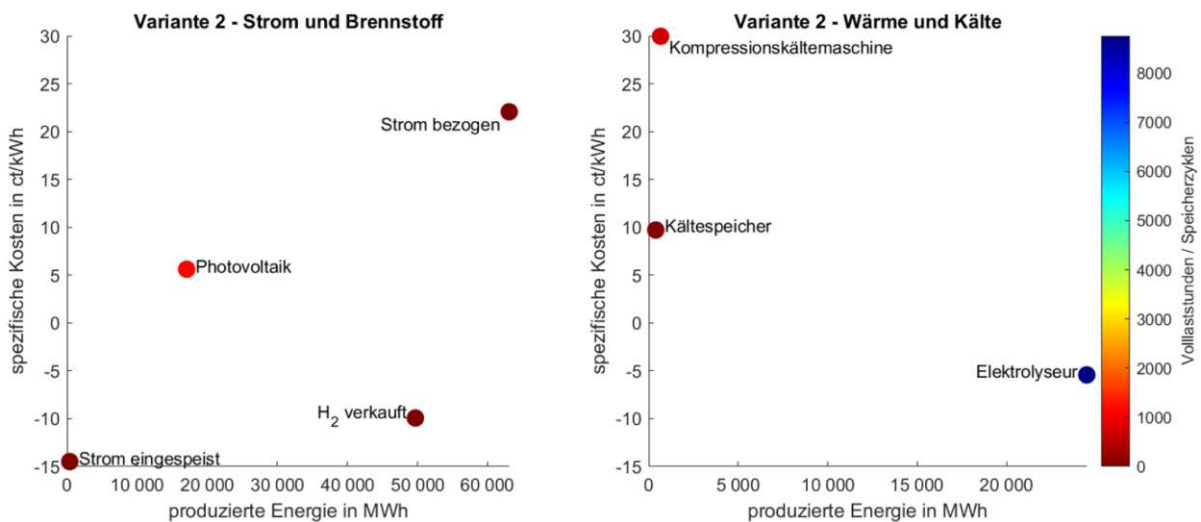


Abbildung 18: Spezifische Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 2

6.3 Variante 3

In Variante 3 wird die Simulation ohne Anschluss an das Stromnetz durchgeführt. Die annualisierten Gesamtkosten betragen etwa 0,5 Millionen EUR und sind damit

erstmal positiv. Aufgrund des fehlenden Stromanschlusses muss der elektrische Energiebedarf zur Gänze aus der Eigenproduktion, also der PV-Anlage, gedeckt werden.

Bei der Analyse von Abbildung 19 fallen die hohen Kosten des Stromspeichers auf, welche sich durch die in Abbildung 12 dargestellte hohe Volatilität des Energieertrags der PV-Anlage erklären lassen. Um diese hohe Volatilität auszugleichen, benötigt es große Speicher für elektrische Energie. Von den beiden Möglichkeiten elektrische Energie zu speichern, nämlich in Form von Wasserstoff oder eines Batteriespeichers, scheint der Batteriespeicher die ökonomischere Variante zu sein. Außerdem wirkt sich der initial notwendige Energiebedarf, welcher durch den Parameter „Stromspeicher Anfangsfüllstand“ gesetzt wird, stark auf die optimale Größe des Stromspeichers aus.

Zudem fällt auf, dass der Wärmespeicher trotz des vorhandenen Fernwärmenetzanschlusses im System vorkommt. Das lässt sich durch die Preisdifferenz zwischen Sommer- und Wintereinspeisetarifen erklären. Der Wärmespeicher scheint durch den Ertrag aus der Speicherung von Wärme in den Übergangsmonaten, für den späteren Verkauf zu höheren Wintertarifen, wirtschaftlich zu sein. Die exakten Tarifunterschiede sind in Kapitel 4.17.2 dokumentiert.

Weiters ist erwähnenswert, dass der Elektrolyseur trotz deutlich geringerer Kapazität knapp negative annualisierte Kosten aufweist. Die negativen Kosten sind rein auf den Verkauf von Sauerstoff zurückzuführen. Der von der PV-Anlage erzeugte Energieüberschuss wird zur Gänze in Wasserstoff umgewandelt und verkauft.

Im Tortendiagramm ist zu erkennen, dass aufgrund der wegfallenden Kosten für Netzstrom, die PV-Anlage, der Stromspeicher und der Brennstoffspeicher die größten Kostentreiber darstellen.

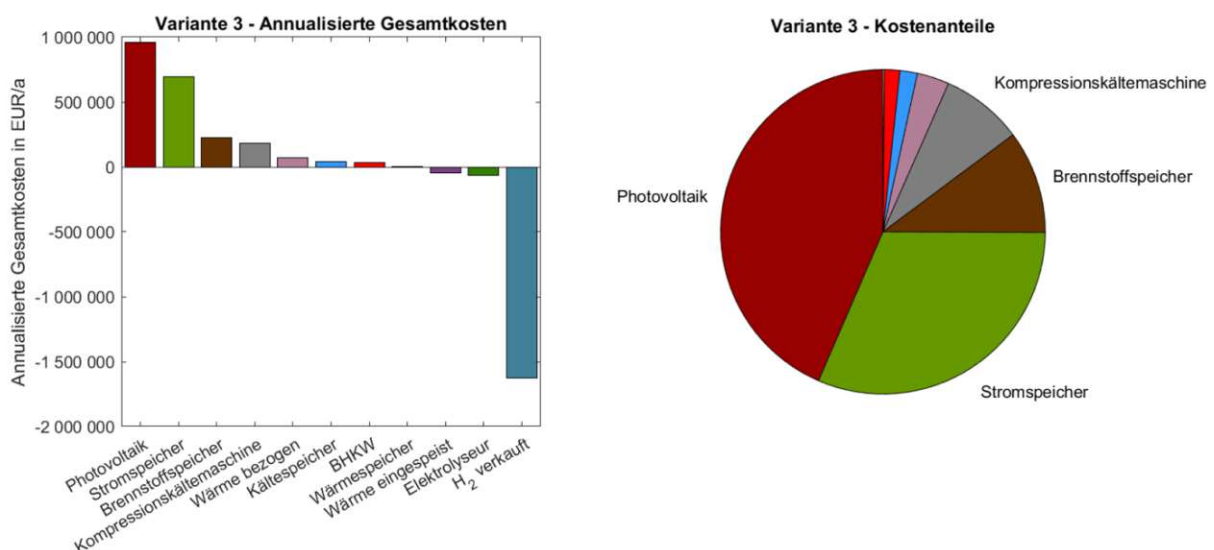


Abbildung 19: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 3

Aus Abbildung 20 geht hervor, dass der produzierte Wasserstoff fast zur Gänze verkauft wird, wobei nur ein kleiner Teil für die Produktion von Wärme und Strom mittels BHKW genutzt wird. Durch das auf die PV-Anlage limitierte Angebot an elektrischer Energie ist die Energiemenge an verkauftem Wasserstoff deutlich geringer als in Variante 1 und 2. Im Scatterplot „Strom und Brennstoff“ in Abbildung 20 wird der Elektrolyseur nur abgebildet, wenn dessen Brennstoff für die Stromproduktion genutzt wird.

Die hohen spezifischen Kosten für das BHKW sind auf die geringe Auslastung der Anlage zurückzuführen, welche an der dunkelroten Farbe des Datenpunkts erkennbar ist. In Abbildung 20 ist zu erkennen, dass der Kältebedarf, wie in allen anderen Varianten, durch die Kompressionskältemaschine gedeckt wird. Die Wärmepumpen kommen nicht zum Einsatz, da Wärme von dem Fernwärmenetz bezogen werden kann.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die Autarkie vom Stromnetz mit einer deutlichen Erhöhung der Kosten einhergeht. Außerdem wird für die Erreichung des ökonomischen Optimums die Kombination von mehreren verschiedenen Technologien erforderlich. Das Modell ist mit Ausnahme des Bezugs von etwa 1 300 MWh vom Fernwärmenetz bereits jetzt autark.

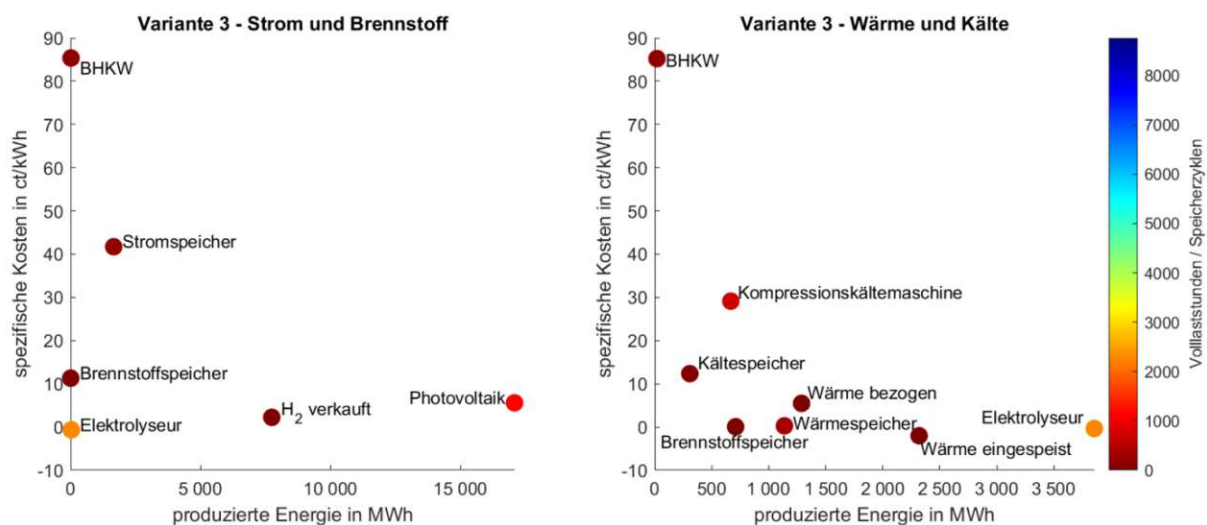


Abbildung 20: Spezifische Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 3

6.4 Variante 4

In Variante 4 ist das Energieversorgungssystem sowohl vom Stromnetz als auch vom Fernwärmenetz getrennt und stellt damit den Anspruch, vollkommen autark zu sein. Mit den höchsten annualisierten Gesamtkosten ist erkennbar, dass die Energieautarkie mit einer erheblichen Kostensteigerung einhergeht. Die annualisierten Gesamtkosten belaufen sich auf 0,7 Millionen EUR und sind damit die höchsten der vier Varianten.

Die Kostenanteile von Variante 4 ähneln jenen von Variante 3. Da der Fernwärmeanschluss nicht mehr vorhanden ist, kommt die Komponente „Wärmepumpe kombiniert“ erstmals in einem Modell vor, wie in Abbildung 21 zu sehen ist. Zudem hat sich die optimale Speicherkapazität des Wärmespeichers erhöht, was an den erhöhten Kosten in Abbildung 21 erkennbar ist.

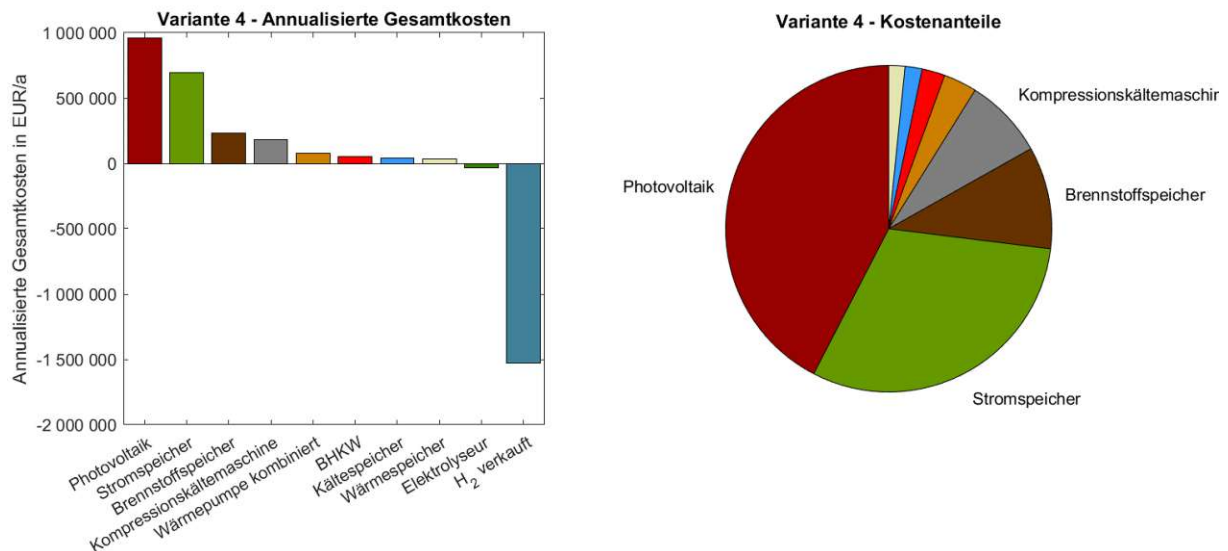


Abbildung 21: Annualisierte Kosten und Kostenanteile - Variante 4

In Abbildung 22 ist ersichtlich, dass das BHKW gegenüber Variante 3 nun aufgrund einer höheren Auslastung deutlich geringere spezifische Kosten aufweist, während jene des Stromspeichers weiterhin hoch liegen. Auffällig ist auch, dass die Komponente „Wärmepumpe kombiniert“ knapp unter 1 000 MWh_{th} generiert und damit etwa ein Drittel des jährlichen Wärmebedarfs von 2 800 MWh_{th} deckt. Der restliche Bedarf wird durch die Abwärme des BHKW und des Elektrolyseurs gedeckt. Der Elektrolyseur generiert knapp unter 4 000 MWh an Abwärme, wobei der Großteil in den sonnigen Sommermonaten generiert wird und durch einen Notkühler ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird.

Die optimale elektrische Nennleistung des Elektrolyseurs in Variante 4 (5 300 kW) ist gegenüber Variante 1 (14 700 kW) deutlich gesunken. Der Kostenunterschied von Variante 3 und 4 ergibt sich zum größten Teil durch eine Reduktion des Ertrags aus dem Verkauf von Wasserstoff (etwa 99 000 EUR/a), dem Wegfall des Ertrags aus der Wärmeeinspeisung (etwa 46 000 EUR/a) und dem Bedarf an einem größeren Wärmespeicher (etwa 33 000 EUR/a).



Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde die Wirkung ausgewählter Parameter auf das Gesamtergebnis der Optimierung, also die annualisierten Gesamtkosten, überprüft. Damit kann analysiert werden, wie hoch die Volatilität des Systems gegenüber einzelnen Parameterveränderung ist.

- Stromtarif Bezug +/- 15 %
- Stromtarif Einspeisung +/- 15 %
- Verkaufspreis Wasserstoff +/- 15 %
- Verkaufspreis Sauerstoff +/- 15 %

In Abbildung 23 sind die annualisierten Gesamtkosten der jeweiligen Simulationen für jeden der vier veränderten Parameter von Variante 1 und Variante 2 abgebildet. In beiden Varianten wirkt sich die Veränderung des Stromtarifs Einspeisung nur marginal auf die annualisierten Gesamtkosten aus. Der Stromtarif Bezug, sowie Wasserstoff- und Sauerstoffpreis haben hingegen starke Auswirkungen auf das Ergebnis. Bei einer Erhöhung des Wasserstoffpreises um 15 %, verdoppeln sich sowohl in Variante 1 als auch in Variante 2 die negativen annualisierten Kosten beinahe. Auffallend ist auch,

dass die negativen Auswirkungen einer 15-prozentigen Reduktion des Wasserstoffpreises durch die Optimierung abgefedert werden können, da sich die annualisierten Kosten im Verhältnis weniger stark erhöhen. Bei genauerer Betrachtung der Optimierungsergebnisse fällt auf, dass die Abfederung der Kosten hauptsächlich auf eine Anpassung der optimalen Anlagenkapazität des Elektrolyseurs zurückzuführen ist. Die Veränderung des Wasserstoffpreises hat den größten Einfluss auf das Endergebnis.

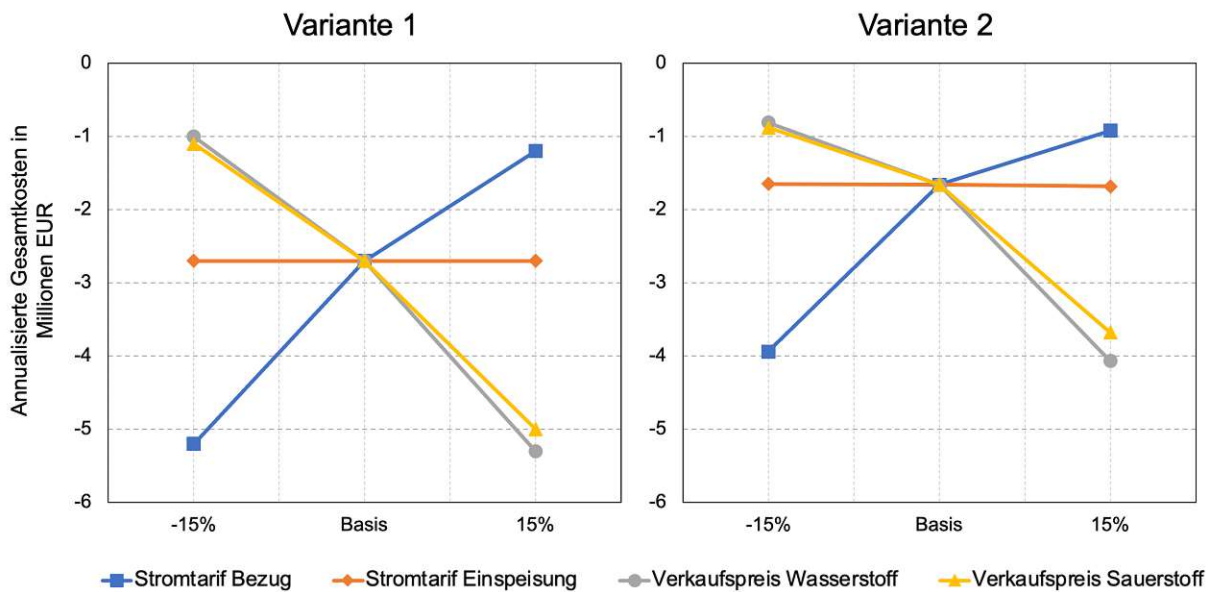


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse Variante 1 und Variante 2

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse von Variante 3 und 4 sind in Abbildung 24 dargestellt. Die Reaktion auf eine Veränderung der Parameter Wasserstoff- und Sauerstoffpreis verhalten sich in beiden Varianten ähnlich. Nachdem die Ergebnisse, wie in den vorherigen Kapiteln bereits beschrieben, viele Gemeinsamkeiten aufweisen, ist die ähnliche Reaktion auf Parameteränderungen plausibel.

Anders als bei Variante 1 und 2 scheint der Abfederungseffekt gegenüber kostenerhöhenden Parameteränderungen in Variante 3 und 4 auszubleiben. Eine Erhöhung bzw. Verringerung des Wasser- und Sauerstoffpreises um 15 % scheinen die annualisierten Gesamtkosten etwa gleich stark zu steigern wie zu verringern. Eine mögliche Ursache für das lineare Verhalten könnte darin liegen, dass Anlagenkapazitäten ausreichend groß sein müssen, um die energieautarke Versorgung sicherzustellen. Dadurch wird der Spielraum für die Anpassung der Kapazitäten geringer. Bei genauer Analyse der Ergebnisse fällt auf, dass sich die optimale Anlagenkapazität des Elektrolyseurs in Variante 3 und 4 deutlich weniger stark verändert als in Variante 1 und 2. Durch eine geringere Nennleistung des Elektrolyseurs wirken sich die Veränderungen der Parameter zudem in Variante 3 und 4 deutlich weniger stark auf die annualisierten Gesamtkosten aus als bei den anderen Varianten. Dieser Effekt ist in Abbildung 25 gut zu beobachten.

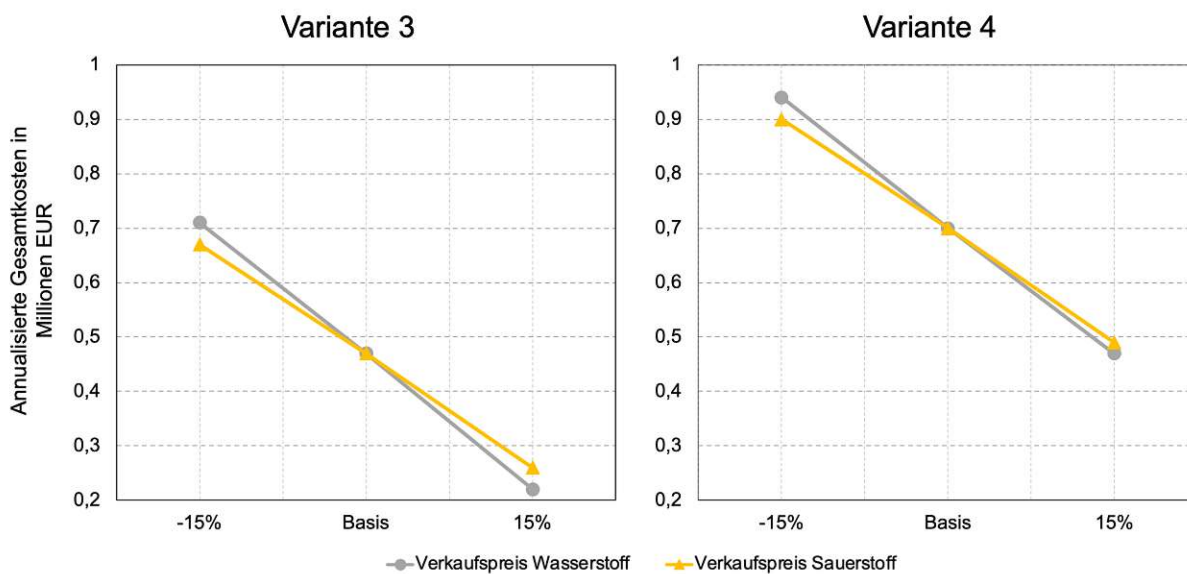


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Variante 3 und Variante 4

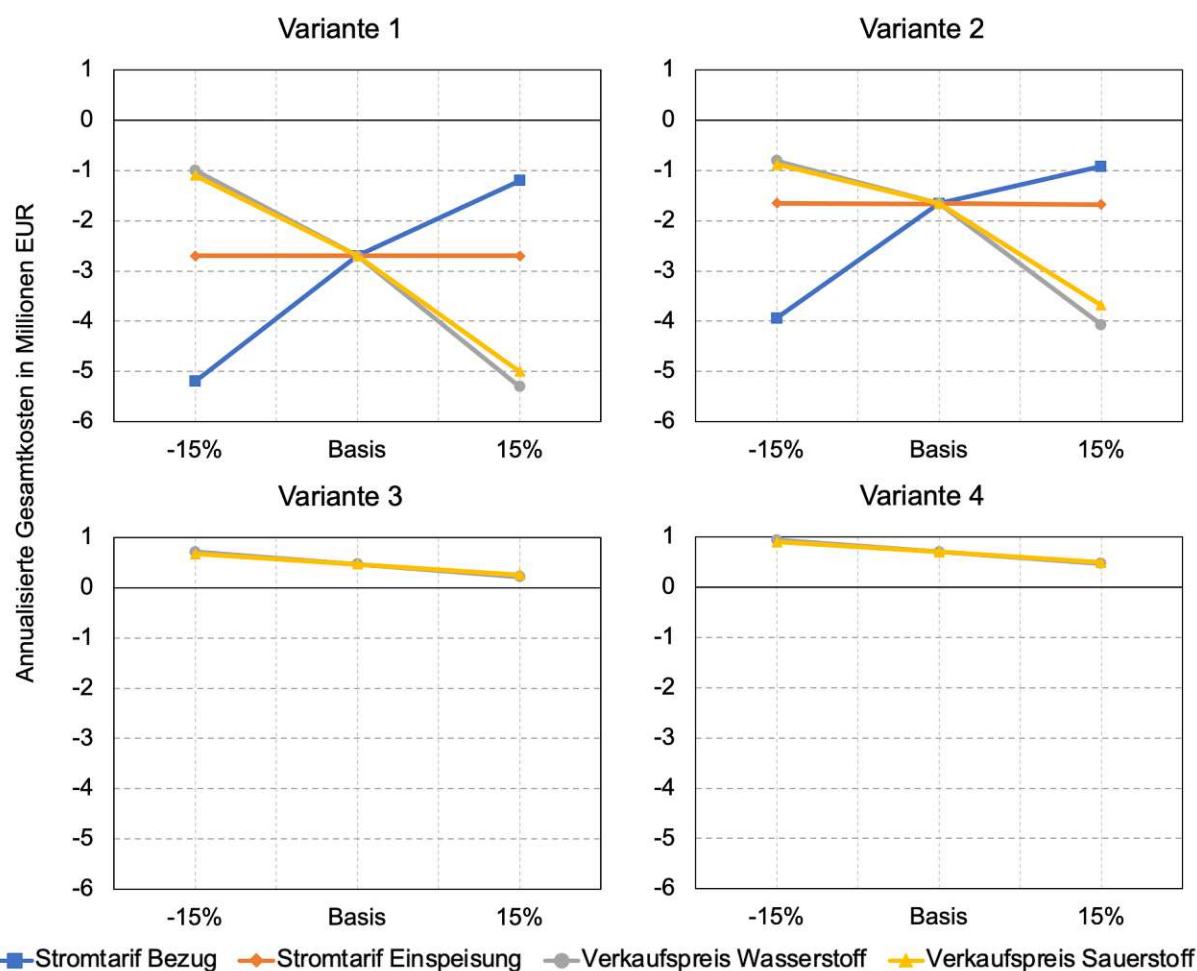


Abbildung 25: Vergleich der Sensitivitätsanalysen

7 Diskussion

Unter Betrachtung der Sensitivitätsanalyse und der Ergebnisse aller vier Varianten fallen einige Gemeinsamkeiten auf, welche unabhängig von der jeweiligen Variante zu sein scheinen. Die Optimierung hat in jeder Variante zu dem Ergebnis geführt, dass

- die PV-Anlage voll ausgebaut wird,
- der Elektrolyseur und damit Wasserstoff zum Einsatz kommt,
- der Kältebedarf durch die Kombination einer Kompressionskältemaschine mit Eisspeicher gedeckt wird,
- die Brennstoffzelle nicht zum Einsatz kommt,
- die Solarthermieranlage nicht zum Einsatz kommt.

Zudem ist klar erkennbar, dass die Energieautarkie des Industriebetriebs mit erhöhten annualisierten Kosten einhergeht. Während die Entfernung des Fernwärmeanschlusses in Variante 2 nur geringe Auswirkungen auf die annualisierten Gesamtkosten hat, führt die Unabhängigkeit vom Stromnetz in Variante 3, wie in Abbildung 26 dargestellt, zu einem deutlichen Anstieg der Kosten. Der Industriebetrieb kann anhand der Ergebnisse abwägen, wieviel ihm die vollkommene energetische Autarkie aus monetärer Sicht wert ist.

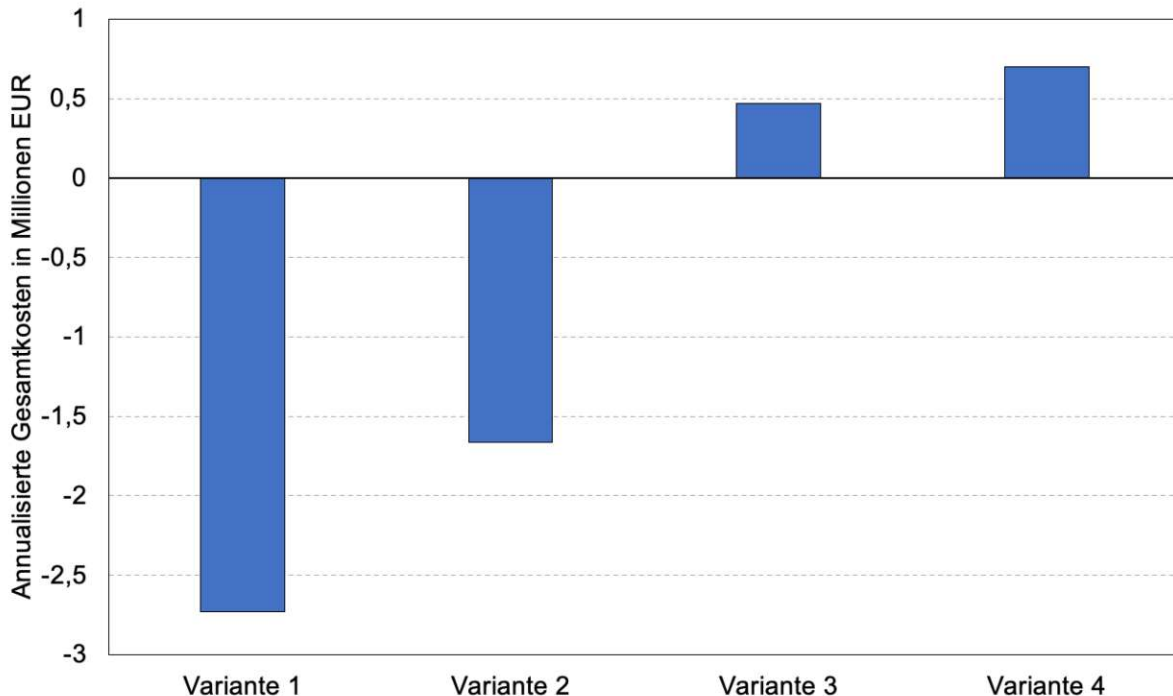


Abbildung 26: Vergleich der annualisierten Kosten aller Varianten

Bei den Ergebnissen könnte überraschen, dass der Elektrolyseur, trotz hoher Investitionskosten Teil von jeder optimalen Lösung ist. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Investitionskosten, da sie aus einem tatsächlichen Angebot

stammen, sicherlich einen sehr genauen und aktuellen Stand der Realität abbilden. Der Wasserstoff- und Sauerstoffpreis hingegen sind zwei Parameter, welche unmöglich für die Zukunft vorherzusagen sind, aber, wie die Sensitivitätsanalyse zeigt, starken Einfluss auf das Gesamtergebnis haben. Die Wahl der beiden Parameter wurde zusammen mit der Hydrotaurus C-Tech GmbH bestimmt, ist aber aus zuvor genanntem Grund mit Vorsicht zu betrachten.

Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage ist stark von dem aktuellen Strompreis abhängig, der sehr volatil sein kann, wie besonders die letzten Jahre gezeigt haben. Daher bleibt selbst bei konservativer und genauer Setzung der Investitions- und Betriebskosten eine Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Strompreisentwicklung.

Ebenfalls von Wichtigkeit ist, dass in dieser Arbeit der Fokus auf das Energiesystem des Industriebetriebs und nicht seine Peripherie gelegt worden ist. Da das Energiesystem auf einen österreichischen bzw. europäischen Maßstab bezogen klein ist, wurde angenommen, dass zu jederzeit Bedarf für die verkaufte Energie in Form von Elektrizität, Wärme und Wasserstoff vorhanden ist und diese zu dem vorgegebenen Preis abgenommen wird. Diese Annahme könnte in einer zukünftigen, detailreicheren Untersuchung überprüft werden.

Eine weitere Möglichkeit, die Genauigkeit der Simulation zu verbessern, wäre die Detaillierung der Investitionskostenfunktionen. In der jetzigen Optimierung wurden die Investitionskosten meist als linear betrachtet, da ein Input von komplexeren Funktionen zu weitaus höheren Rechenzeiten geführt hätte.

Die hohen negativen annualisierten Gesamtkosten der Optimierung von Variante 1 und Variante 2 lassen sich durch ein hohes Investitionsrisiko erklären. Der Eindruck, dass hier sicheres Geld zu machen ist trügt, da die Renditen hauptsächlich auf den Verkauf von Wasserstoff zurückzuführen sind. Wie sich die Wasserstoffinfrastruktur, der Wasserstoffpreis und die Zuverlässigkeit der PEM-Elektrolyse entwickeln, ist derzeit nicht abschätzbar. Wie in der Kapitalwirtschaft gilt auch hier, dass hohe Renditen immer mit hohem Risiko verbunden sind.

8 Zusammenfassung

Diese Arbeit wurde mit dem Ziel geschrieben, das Energiesystem des untersuchten Industriebetriebs modellhaft abzubilden, weiterzuentwickeln und zu optimieren. Die Abbildung des gesamten Systems wurde mit Hilfe der Software TOP Energy durchgeführt. Für die Weiterentwicklung des Energiesystems wurden vier potenzielle Varianten ausgearbeitet. Dabei stellen Variante 2, 3 und 4 Abweichungen von Variante 1 dar, in denen jeweils entweder Strom- oder Wärmeanschluss oder beides entfernt wurde.

Die Ergebnisse der Optimierungen bestätigen die Hypothese, dass die Autarkie eines Energiesystems gegenüber weniger oder nicht autarken Systemen mit höheren Kosten einhergeht. Konträr zu der Erwartungshaltung zeigen die Ergebnisse auch, dass die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und für den kommerziellen Verkauf in jeder der vier Varianten Teil der optimalen Lösung ist. Die Wirtschaftlichkeit der Anschaffung eines Elektrolyseurs und Brennstoffspeichers für das Energiesystem, hängt dabei in hohem Maß von den Parametern Strom-, Wasserstoff- und Sauerstoffpreis ab. Eine weitere Gemeinsamkeit aller Varianten ist, dass der volle Ausbau der PV-Anlage immer Teil der optimalen Lösung ist, während die Solarthermieanlage in keiner Lösung vorkommt und damit stets eine optimale Anlagenleistung von null aufweist.

Die Optimierung der annualisierten Gesamtkosten von Varianten 1 und 2, welche über einen Stromnetzanschluss verfügen, führen mit der verwendeten Parametrisierung zu negativen annualisierten Gesamtkosten. Das deutet darauf hin, dass die Investition in ein nachhaltiges Energiesystem profitabel sein könnte. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass mit jeder Investition ein Risiko einhergeht, das aufgrund der Neuartigkeit der Wasserstofftechnologien erhöht ist. Wie die Sensitivitätsanalyse zeigt, hat die Parameterwahl, insbesondere beim Wasserstoffpreis, großen Einfluss auf die annualisierten Gesamtkosten. Da der zukünftige Preis von grünem Wasserstoff schwer abzuschätzen ist, eröffnet sich ein großer Raum an Möglichkeiten.

Die Sensitivitätsanalyse hat zudem gezeigt, dass sich durch die Optimierung des Energiesystems negative Auswirkungen von beispielsweise reduzierten Wasserstoff- und Sauerstoffpreisen abfedern lassen, wohingegen höhere Abnahmepreise voll ausgenutzt werden.

Um Investitionsentscheidungen zu treffen, sollte der Auftraggeber zunächst den Wert der Energieautarkie für sich selbst einschätzen. Basierend auf dieser Einschätzung können dann Entscheidungen darüber getroffen werden, wie viel Geld in spezifische Technologien investiert werden sollte, die zur Erreichung der Energieautarkie beitragen. Bei der Umstellung des Energiesystems haben sich Investitionen in PV-Anlagen und Eisspeicher als jedenfalls wirtschaftlich sinnvoll erwiesen. Diese

Komponenten sind in jeder Autarkiestufe, unabhängig von den simulierten Parametervariationen, ein konstanter Teil der optimalen Lösung.

Die Ergebnisse der ganzzahlig linearen Optimierung der unterschiedlichen Varianten des Energiesystems bieten einen guten Überblick darüber, welche Parameter sich wie auf die annualisierten Gesamtkosten eines Energiesystems auswirken. Zudem kann mit Hilfe der Erkenntnisse besser abgeschätzt werden, welche Technologien, unter welchen Voraussetzungen, am Industriestandort Kärnten wirtschaftlich eingesetzt werden können. Aus den zahlreichen gesammelten Daten lassen sich Lastverhalten und optimale Kapazitäten der einzelnen Komponenten ableiten, die dazu genutzt werden können, bei Investitionsentscheidungen erhebliche Kosten einzusparen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] „The Paris Agreement | UNFCCC“. Zugegriffen: 22. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>
- [2] „Duden | Sprache sagt alles.“ Zugegriffen: 9. Oktober 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.duden.de>
- [3] „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz“. Zugegriffen: 22. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2021/20210317_eag.html
- [4] G. Walz, *Mathematik für Hochschule und duales Studium*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2020. doi: 10.1007/978-3-662-60506-6.
- [5] T. Perger, „Lineare Optimierung – Theorie“, gehalten auf der VU Energiemodelle und Analysen, TU Wien, 19. April 2021.
- [6] J. Kallrath, *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis: Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2013. doi: 10.1007/978-3-658-00690-7.
- [7] „Mixed-Integer Programming (MIP) – A Primer on the Basics“, Gurobi Optimization. Zugegriffen: 14. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gurobi.com/resources/mixed-integer-programming-mip-a-primer-on-the-basics/>
- [8] M. Akella, S. Gupta, und A. Sarkar, „Branch and Price Column Generation for Solving Huge Integer Programs“, <http://www.acsu.buffalo.edu/~nagi/courses/684/price.pdf>. Zugegriffen: 8. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://web.archive.org/web/20100821132913/http://www.acsu.buffalo.edu/~nagi/courses/684/price.pdf>
- [9] „Einführung in TOP-Energy“, TOP-Energy®. Zugegriffen: 20. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://top-energy.gfai.de/documentation/2-9/index.php/kb/einfuehrung-in-top-energy/>
- [10] „JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission“. Zugegriffen: 20. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [11] P. Biermayr u. a., „Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2021“, *Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie*, Nr. 21b/2022.
- [12] „DIN EN ISO 9806:2018-04, Solarenergie_- Thermische Sonnenkollektoren_- Prüfverfahren (ISO_9806:2017); Deutsche Fassung EN_ISO_9806:2017“, Beuth Verlag GmbH. doi: 10.31030/2681379.

- [13] „Technische Daten Solarkollektor-SK_DB_PFM_DT.pdf“. Zugriffen: 28. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sonnenkraft.com/de/privatkunden.html>
- [14] „Technische Daten Solarkollektor - SK500_DB_dt.pdf“. Zugriffen: 28. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiyxYymtM2BAxXSgP0HHTwmC-oQFnoECA0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.sonnenkraft.com%2Fde%2Funsere-downloads.html%3Ffile%3Dfiles%2Fsonnenkraft%2FDownloadbereich%2FProduktdownloads%2FKollektoren%2FSK500%2FSK500_DB_dt.pdf&usg=AOvVaw3m5pa0MuFZEYo8882KoIkG&opi=89978449
- [15] „Technische Daten Solarkollektor Vitosol 200-FM: Solarkollektor“. Zugriffen: 28. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.at/de/produkte/solar/vitosol-200-fm.html>
- [16] „Technische Daten Solarkollektor - RKA2500_DT.pdf“. Zugriffen: 28. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjdxvTBtc2BAxUe_rsiHZPMDpgQFnoECBgQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.sonnenkraft.com%2Fde%2Funsere-downloads.html%3Ffile%3Dfiles%2Fsonnenkraft%2FDownloadbereich%2FProduktdownloads%2FKollektoren%2FRKA2500%2FDB_RKA2500_DT.pdf&usg=AOvVaw3jEQAjNk8oH82pEj3L8Doc&opi=89978449
- [17] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2022. doi: 10.1007/978-3-658-35868-6.
- [18] „Besonderheiten erneuerbarer Energieträger“, TOP-Energy®. Zugriffen: 23. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://top-energy.gfai.de/documentation/3-0/index.php/kb/besonderheiten-erneuerbare-energietaeager/>
- [19] „PV-Ausrichtung | PHOTOVOLTAIC AUSTRIA“. Zugriffen: 24. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvaustria.at/pv-ausrichtung/>
- [20] „Technology Data for Generation of Electricity and District Heating“, Energistyrelsen. Zugriffen: 4. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>
- [21] admin, „AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle ‚AV‘) - Bundesfinanzministerium - Themen“, Bundesministerium der Finanzen. Zugriffen: 27. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weite>

re_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.html

[22] Photovoltaik4all, „Photovoltaik4all - Online Shop“, Photovoltaik4all - Online Shop. Zugriffen: 24. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik4all.de/>

[23] V. Wesselak und S. Voswinckel, *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*. in Technik im Fokus. Berlin, Heidelberg: Springer, 2016. doi: 10.1007/978-3-662-48906-2.

[24] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2013. doi: 10.1007/978-3-642-37265-0.

[25] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar, und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“.

[26] S. C. S. der W. W. 1 1020 W. T. +43 1 514 50 1010 E.-M. Kontaktformular, „Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen“. Zugriffen: 24. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wko.at/service/steuern/steuerliche-beurteilung-photovoltaikanlagen.html>

[27] „BU-702: How to Store Batteries“, Battery University. Zugriffen: 27. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://batteryuniversity.com/article/bu-702-how-to-store-batteries>

[28] „BU-802b: What does Elevated Self-discharge Do?“, Battery University. Zugriffen: 27. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://batteryuniversity.com/article/bu-802b-what-does-elevated-self-discharge-do>

[29] „Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf“. Zugriffen: 27. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf

[30] „Technology Data for Energy Storage“, Energistyrelsen. Zugriffen: 29. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>

[31] „Wirtschaftlichkeit von Stromspeicher im Photovoltaikbereich“. Zugriffen: 27. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/071515/#>

[32] „Electrolysers – Analysis“, IEA. Zugriffen: 29. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

[33] „Datenblatt Elektrolyseur plugex4250d-digigerman051222.pdf“.

[34] „Enapter_Datasheet_AEM-Multicore-450kg_EN.pdf“. Zugriffen: 29. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://handbook.enapter.com/electrolyser/aem_multicore/downloads/Enapter_Datasheet_AEM-Multicore-450kg_EN.pdf

- [35] „Compressors - PetroWiki“. Zugegriffen: 28. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://petrowiki.spe.org/Compressors#>
- [36] T.-P. Chen, „Hydrogen Delivery Infrastructure Option Analysis“, Nexant, Inc., 101 2nd St., San Francisco, CA 94105, GO15032F, Mai 2010. doi: 10.2172/982359.
- [37] M. Mintz u. a., „H2A Delivery Models and Results“.
- [38] „Neuer Wassertarif“, Stadtwerke Klagenfurt. Zugegriffen: 29. März 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stw.at/news-presse/neuer-wassertarif/>
- [39] „Gasflaschenfüllung - LINDE SAUERSTOFF für 50 Liter Gasflasche - KA-Technik“. Zugegriffen: 2. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ka-technik.at/GASEGASFUELLUNGEN/Gasflaschenfuellung-LINDE-SAUERSTOFF-fuer-50-Liter-Gasflasche--135.html>
- [40] „Sauerstoff 50 Liter (technisch)“, FREISINGER-Gas & Technik. Zugegriffen: 2. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.freisinger-enterprises.at/shop/schweissgase/sauerstoff-50-liter-technisch/>
- [41] VDI e. V., Hrsg., *VDI-Wärmeatlas*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. doi: 10.1007/978-3-642-19981-3.
- [42] J. Töpler und J. Lehmann, Hrsg., *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2014. doi: 10.1007/978-3-642-37415-9.
- [43] „BHKW“, TOP-Energy®. Zugegriffen: 14. April 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://top-energy.gfai.de/documentation/3-0/index.php/kb/bhkw/>
- [44] R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan, R. Geyer, und S. Robbi, „Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU“, JRC Publications Repository. Zugegriffen: 5. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC109006>
- [45] M. Appelt und D. A. Fox, „Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen im Privatbereich“.
- [46] M. Zogg, „Zertifikatslehrgang ETH in angewandten Erdwissenschaften ‚Geothermie – die Energie des 21. Jahrhunderts‘ - Wärmepumpen“. ETH Zürich, 7. September 2009. Zugegriffen: 24. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.zogg-engineering.ch/Publi/WP_ETH_Zogg.pdf
- [47] „DIN V 18599-7:2018-09“. Zugegriffen: 7. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://tuwien-norm-i.de/web/search/search.html#/search&q=DIN%20V%2018599&s=1&c=50&p=norms&v=list&o=rel&d=0&f=facet_perspectives%3Anorms&l=and&gb=1&ce=false&fc.facet_Volltext.i=

with_attachment&fc.facet_dokumentart.i=N&t1686141883387

[48] E. Popovski, A. Aydemir, T. Fleiter, D. Bellstädt, R. Büchele, und J. Steinbach, „The role and costs of large-scale heat pumps in decarbonising existing district heating networks – A case study for the city of Herten in Germany“, *Energy*, Bd. 180, S. 918–933, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.122.

[49] A. Billerbeck u. a., „Analyse aktueller Ökonomischer Rahmenbedingungen für Großwärmepumpen“, 2023.

[50] admin, „AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig ‚Binnenfischerei, Teichwirtschaft, Fischzucht, fischwirtschaftliche Dienstleistungen‘ - Bundesfinanzministerium - Themen“, Bundesministerium der Finanzen. Zugegriffen: 2. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_Binnenfischerei-Teichwirtschaft-etc.html

[51] „Publikationsdetailansicht“. Zugegriffen: 12. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-studie-thermische-energiespeicher-fuer-quartiere/>

[52] BDEW/VKU/GEODE, „BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“. BDEW/VKU/GEODE, 31. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20220331_LF_SLP_Gas_KoV_XIII_3Qo7qMf.pdf

[53] admin, „Eisspeicher einfach erklärt“, power - solution. Zugegriffen: 5. Juli 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.power-solution.eu/2017/05/eisspeicher/>

[54] „Energieflüsse in Bürogebäuden | ÖGUT“. Zugegriffen: 6. Juni 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oegut.at/de/projekte/energie/newid-ist.php>

[55] „How Do Wind Turbines Survive Severe Storms?“, Energy.gov. Zugegriffen: 2. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov/eere/articles/how-do-wind-turbines-survive-severe-storms>

[56] L. Bauer, „Leistungskurven von Windkraftanlagen vergleichen“. Zugegriffen: 2. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wind-turbine-models.com/powercurves>

[57] „The Leader in Decision Intelligence Technology“, Gurobi Optimization. Zugegriffen: 25. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gurobi.com/>

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: LP-Relaxierung et.al. Kallrath	7
Abbildung 2: LP-Relaxierung, konvexe Hülle, und Schnittebenen	8
Abbildung 3: Graphische Benutzeroberfläche TOP Energy	11
Abbildung 4: Methodik Modellaufbau TOP Energy	13
Abbildung 5: Bildschirmfoto des Betriebszustands Wärmespeicher TOP Energy	53
Abbildung 6: Bildschirmfoto Simulator-Ribbon TOP Energy	62
Abbildung 7: Erklärungsdarstellung Look-Ahead und Ergebnisfenster	63
Abbildung 8: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 1	68
Abbildung 9: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 2	69
Abbildung 10: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 3	70
Abbildung 11: Modellaufbau des Energiesystems von Variante 4	71
Abbildung 12: Täglicher Energieertrag und -bedarf in MWh	72
Abbildung 13: Dauerkennlinie der Bedarfe	73
Abbildung 14: Dauerkennlinie Oberflächentemperatur	74
Abbildung 15: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 1	75
Abbildung 16: Spezifi. Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 1 ..	76
Abbildung 17: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 2	77
Abbildung 18: Spezifi. Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 2 ..	77
Abbildung 19: Annualisierte Gesamtkosten und Kostenanteile - Variante 3	78
Abbildung 20: Spezifi. Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 3 ..	79
Abbildung 21: Annualisierte Kosten und Kostenanteile - Variante 4	80
Abbildung 22: Spezifi. Kosten, produzierte Energie & Volllaststunden - Variante 4 ..	81
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse Variante 1 und Variante 2	82
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Variante 3 und Variante 4	83
Abbildung 25: Vergleich der Sensitivitätsanalysen	83
Abbildung 26: Vergleich der annualisierten Kosten aller Varianten	84

11 Formelverzeichnis

(1).....	3
(2).....	3
(3).....	3
(4).....	3
(5).....	4
(6).....	5
(7).....	7
(8).....	7
(9).....	7
(10).....	7
(11).....	17
(12).....	17
(13).....	23
(14).....	48
(15).....	48
(16).....	49
(20).....	65
(21).....	65
(22).....	65

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Inputdaten Solarstrahlung	14
Tabelle 2: Technische Inputdaten Solarkollektor	16
Tabelle 3: Wirtschaftliche Inputdaten Solarkollektor	16
Tabelle 4: Technische Inputdaten PV-Anlage	21
Tabelle 5: Wirtschaftliche Inputdaten PV-Anlage	21
Tabelle 6: Übersicht der ausgewählten repräsentativen PV-Module	22
Tabelle 7: Technische Inputdaten Stromspeicher	25
Tabelle 8: Wirtschaftliche Inputdaten Stromspeicher	25
Tabelle 9: Technische Inputdaten Stromversorger und -einspeisung	29
Tabelle 10: Typische Eingabedaten (Bezug) Stromtarif	30
Tabelle 11: Typische Eingabedaten (Einspeisung) Stromtarif	30
Tabelle 12: Technische Eingabedaten Power-to-Gas	32
Tabelle 13: Wirtschaftliche Eingabedaten Power-to-Gas	32
Tabelle 14: Technische Inputdaten Brennstoffspeicher	36
Tabelle 15: Wirtschaftliche Inputdaten Brennstoffspeicher	36
Tabelle 16: Technische Inputdaten Brennstofftarif	39
Tabelle 17: Technische Inputdaten Brennstoffnetz (Einspeisung)	39
Tabelle 18: Technische Inputdaten BHKW	40
Tabelle 19: Wirtschaftliche Inputdaten BHKW	40
Tabelle 20: Technische Eingabedaten Brennstoffzelle	42
Tabelle 21: Wirtschaftliche Eingabedaten Brennstoffzelle	42
Tabelle 22: Technische Eingabedaten Wärmepumpen und KKM	46
Tabelle 23: Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmepumpe	47
Tabelle 24: Technische Eingabedaten Wärmespeicher	50
Tabelle 25: Wirtschaftliche Eingabedaten Wärmespeicher	51
Tabelle 26: Technische Eingabedaten Fernwärmeversorgung und -einspeisung	55
Tabelle 27: Typische Eingabedaten Wärmetarif Bezug und Einspeisung	56
Tabelle 28: Technische Eingabedaten Kältespeicher	58
Tabelle 29: Wirtschaftliche Eingabedaten Kältespeicher	58
Tabelle 30: Übersicht der Varianten	66
Tabelle 31: Symbolverzeichnis der TOP Energy Komponenten	67
Tabelle 32: Überblick Energiebedarf und -ertrag	73

13 Abkürzungsverzeichnis

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
H ₂	Wasserstoff
LP	Linear Programming / Lineare Optimierung
MILP	Mixed Integer Linear Programming / Gemischt Ganzzahlige Optimierung
PV	Photovoltaik
B&B	Branch&Bound
B&C	Branch&Cut
B&P	Branch&Price
GE	Geldeinheiten
CG	Column Generation (Zeilengenerierung)
z.B.	zum Beispiel
u.v.m.	und viele mehr
csv	Comma separated values
tmy	Typical meteorological year / typisches meteorologische Jahr
EU	Europäische Union
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ISO	International Organization for Standardization
AfA	Absetzung für Abnutzung
SARAH2	Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat
inkl.	inklusive
PR	Performance Ratio
NOCT	Nominal Operating Cell Temperatur / Temperaturkorrekturkoeffizient
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
WKO	Wirtschaftskammer Österreich
EEA	European Environmental Agency / Europäische Umweltbehörde
ct	Cent
HT	Hochtarif
NT	Niedertarif
PEM	Proton Exchange Membrane
IEA	International Energy Agency / Internationale Energiebehörde

SPE	Society of Petroleum Engineers
DOE	Department of Energy
USA	United States of America / Vereinigte Staaten von Amerika
VDI	Verbund Deutscher Ingenieure
LKW	Lastkraftwagen
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärmekopplung
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
bzgl.	bezüglich
COP	Coefficient of Performance / Leistungszahl
KKM	Kompressionskältemaschine
EER	Energy Efficiency Ratio / Nennkälteleistungszahl
dena	Deutsche Energie-Agentur
BDEW	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft
RBF	Rentenbarwertfaktor