



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik
Lehrstuhlleiter
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Franz-Josef-Straße 18, A-8700 Leoben
Website: evt.unileoben.ac.at



Masterarbeit

Modellierung und Betriebsoptimierung einer „Closed-Loop“ Power-to-Gas Anlage

erstellt am
Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

in Zusammenarbeit mit
VTU Energy GmbH

Vorgelegt von:
Thomas Grandl
m01035231

Betreuer:
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thomas Kienberger
Dipl.-Ing. Benjamin Böckl
Dipl.-Ing. Dr.techn. Peter Pechtl

Leoben, Mai 2018

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Affidavit

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

Leoben, 21. Mai 2018

Thomas Grandl

Danksagungen

Ich möchte an dieser Stelle all jenen Menschen danken, die die Erstellung dieser Arbeit ermöglicht und unterstützt haben.

Zunächst möchte ich mich bei der VTU Energy GmbH für die Ausschreibung dieser Arbeit bedanken. Im Zuge der Umsetzung durfte ich mit mehreren Mitarbeitern zusammenarbeiten und konnte mich ausnahmslos auf deren kompetente und umfangreiche Unterstützung verlassen. Stellvertretend sei hier Dipl.-Ing., Dr.techn. Peter Pechtl genannt, dem für seine großartige Hilfsbereitschaft ein ganz besonderer Dank gilt.

Seitens der Montanuniversität Leoben möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof., Dipl.-Ing., Dr.techn. Thomas Kienberger für die Möglichkeit diese Arbeit zu verfassen, sowie bei Herrn Dipl.-Ing. Benjamin Böckl für die hervorragende Betreuung bedanken. Ebenso gilt mein Dank allen Kollegen vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik für die ausgezeichnete Kameradschaft.

Ganz besonderer Dank gilt meinen Eltern, Maria und Leopold, für ihre unbegrenzte und aufopfernde Unterstützung, ohne die es mir niemals möglich gewesen wäre, mein Studium zu absolvieren. Insbesondere möchte ich mich auch bei Ulrike bedanken, die mir unentwegt zur Seite gestanden ist und mich nach allen Kräften unterstützt hat.

Kurzfassung

Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieerzeugern nehmen Fluktuationen im Stromnetz stetig zu. Gepaart mit der politischen Zielsetzung den CO_2 -Ausstoß zu verringern, führt dies zur Notwendigkeit von neuen, innovativen Speicherkonzepten, vor allem für die Langzeitspeicherung von elektrischer Energie. Eine angedachte Möglichkeit dafür ist das Power-to-Gas Konzept, welches Energie in chemischer Form speichert.

In der vorliegenden Arbeit wird ein Power-to-Gas Konzept entwickelt, welches keinerlei Stoffaustausch mit der Umwelt aufweist und einzig über das Stromnetz mit seiner Umgebung wechselwirkt. Dies wird durch die Speicherung aller anfallenden und verbrauchten Medien (H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 und H_2O) erreicht. Auf diese Art und Weise sollen große Mengen an (überschüssiger) elektrischer Energie über lange Zeit gespeichert und bei Bedarf wieder ins Netz gespeist werden. Dazu umfasst diese Arbeit zwei Kernaufgaben: Modellierung und Optimierung der Anlage.

Die Modellierung umfasst die Konzeptionierung, den Entwurf und die Implementierung der Anlage sowie aller ihrer Komponenten im Simulationsprogramm EBSILON Professional. Die Optimierung beinhaltet die Entwicklung eines Schemas zur optimalen Dimensionierung der Anlage für gegebene Randbedingungen sowie zur Bestimmung von optimalen Fahrplänen.

Schlussendlich werden die Optimierungsergebnisse validiert und die Auswirkungen des Einsatzes einer solchen Anlage auf das Stromnetz Österreichs untersucht.

Schlagwörter

Power-to-Gas; Langzeitenergiespeicher; Saisonspeicher; Ausgleich von Residuallasten; lineare Optimierung;

Abstract

The increasing share of renewable energy in the electricity generation leads to continuous rising fluctuations in the grid. Together with the political objective of reducing the CO_2 emissions, this leads to the necessity of new, innovative concepts of energy storage, especially for the long term storage of electrical energy. A possible option for this purpose is the power-to-gas concept, which stores energy chemically.

In this thesis a power-to-gas concept is developed, which avoids mass exchange with its surrounding and interacts with its environment only via the grid. This is achieved by the storage of all produced and required media (H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 and H_2O). Thus, large amounts of (surplus) electrical energy can be stored over long periods and supplied back to the grid when demanded. Therefore this work consists of two main tasks: Modeling and optimizing of such a facility.

The modeling part includes the conceptual design, the layout and the implementation of the facility together with all required components in the simulation software EBSILON Professional. Optimizing involves the development of a scheme for the ideal dimensioning under given constraints as well as for the determination of ideal operation schedules.

Finally the optimization results are validated and the impact of the modeled power-to-gas plant on the Austrian grid is investigated.

Key Words

power-to-gas; long term energy storage; seasonal energy storage; residual load compensation; linear optimization;

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	VIII
Tabellenverzeichnis	XIII
Abbildungsverzeichnis	XIV
1 Einleitung	1
2 Aufgabenstellung	4
2.1 Ziele der Arbeit	4
2.2 Vorgehensweise	5
3 Grundlagen - Stand der Technik	6
3.1 Fluktuierende erneuerbare Energieerzeuger	6
3.2 Speichermöglichkeiten	8
3.3 Power-to-Gas	9
3.3.1 Elektrolyse	11
3.3.2 Methanisierung	14
3.3.3 Gasspeicher	18
3.3.4 Dampfprozess	24
3.3.5 Oxy-Fuel Prozess	29
4 Modellbeschreibung	30
4.1 Anlagenkomponenten	31
4.1.1 Elektrolyse	31
4.1.2 Methanisierung	32
4.1.3 Verstromung	35
4.2 „Closed-Loop“ Prinzip	38
4.2.1 Speicher	40
4.3 Verhalten im Betrieb	42

4.4	Optimierung	43
4.4.1	Optimierungsalgorithmus: Linear Least-Squares Problem Solver . .	44
4.4.2	Fahrplankorrektur	53
4.4.3	Optimierungsalgorithmus: Zielfunktionsminimierung	55
4.4.4	Auslegung	62
4.4.5	Fahrplanoptimierung	73
5	Empirischer Teil	77
5.1	Validierung der Optimierung	77
5.1.1	Interpretation der Optimierungsergebnisse	77
5.1.2	Vergleich von Optimierungs- und Simulationsergebnissen	88
5.2	Implikationen auf das österreichische Stromnetz	92
5.3	Fortlaufende Fahrplanoptimierung	98
6	Diskussion	104
7	Zusammenfassung und Ausblick	106
	Literatur	108
	Anhang	111
A	Detailansichten des Modells	112
A.1	Elektrolyse	113
A.2	Methanisierung	114
A.3	Verstromung	115
A.4	Gesamtmodell	116
B	Eingabeparameter untersuchter Fallstudien	117
C	Detaillierte Ergebnisse der Fallstudien	118
C.1	Fallstudie 1: Unbeschränkte Anlage	119
C.2	Fallstudie 2: Beschränkte Verstromung	121
C.3	Fallstudie 3: Beschränkte Elektrolyse	123
C.4	Fallstudie 4: Beschränkter H_2 Speicher	125
C.5	Fallstudie 5: Beschränkter O_2 Speicher	127
C.6	Fallstudie 6: Beschränkter CH_4 Speicher	129
C.7	Fallstudie 7: Beschränkter CO_2 Speicher	131

C.8	Fallstudie 8: Beschränkter H_2O Speicher	133
C.9	Fallstudie 9A: Beschränkte Elektrolyse mit beschränktem H_2 Speicher . . .	135
C.10	Fallstudie 9B: Beschränkte Elektrolyse mit beschränktem H_2 Speicher . . .	137
D	Detaillierte Optimierer- und Simulationsergebnisse	139
D.1	Netzeinflüsse	139
D.2	Speicherverläufe <i>lsqin</i>	140
D.3	Speicherverläufe <i>fmincon</i>	141

Nomenklatur

Abkürzungen

PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
AE	Alkalische Elektrolyse
PEMEL	Proton Exchange Membran Electrolysis Cell - Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell - Hochtemperaturektrolyse
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
APG	Austrian Power Grid AG

Indizes

E	Elektrolyse
M	Methanisierung
V	Verstromung
S	Stoffströme
G	Gesamtanlage
ES	Elektrischer Strom
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
EE	Erneuerbare Erzeugung

LW	Laufwasserkraft
WK	Windkraft
PV	Photovoltaik
16	Jahr 2016
SM	Strom Methanisierung
Nenn	Nennleistung, Nennkapazität
RB	Randbedingungen
Sp	Speicher
ES	Elektrischer Strom
rel	Relativ, bezogen auf einen Maximalwert
PS	Parameterstudie
MN	Fluss von der Methanisierung ins Netz
ME	Fluss von der Methanisierung zur Elektrolyse
AN	Fluss von der Anlage ins Netz
NA	Fluss vom Netz in die Anlage
WW	Wechselwirkung
0	Ausgangswert, Startwert

Formelzeichen

Alle Einheiten sind generell gültig, außer wo anders angegeben.

Zeichen	Einheit	Beschreibung
T	K	Temperatur
Q	J	Wärmemenge
S	J/K	Entropie
P	kW	Leistung, üblicherweise elektrische Leistung (Elektrolyse oder Verstromung)

Zeichen	Einheit	Beschreibung
η	%	Wirkungsgrad
x_E	kW	Lösung der Optimierung für die Elektrolyse als Vektor der Dimension $n_h \times 1$
x_M	kg/s	Lösung der Optimierung für die Methanisierung als Vektor der Dimension 1×1
x_V	kW	Lösung der Optimierung für die Verstromung als Vektor der Dimension $n_h \times 1$
x_S	kg/s	Lösung der Optimierung für die Stoffströme der Verstromung als Vektor der Dimension $n_h \times 1$
x	-	Gesamtlösung der Optimierung die sich aus den Teilen x_E , x_M und x_V sowie gegebenenfalls x_S zusammensetzt
z_A	-	Bool'scher Vektor, welcher 1 an allen Stellen von x enthält, die direkten Einfluss auf die Qualität der Lösung der <i>fmincon</i> Optimierung haben und 0 an allen anderen
C	-	Koeffizientenmatrix des <i>lsqlin</i> Optimierers
d	-	Referenzwertvektor für die Optimierer (Sollwerte)
A	-	Koeffizientenmatrix des Ungleichungssystems für die Randbedingungen der Optimierer
a	-	Maximalwerte des Ungleichungssystems für die Randbedingungen der Optimierer
B	-	Koeffizientenmatrix des Gleichungssystems für die Randbedingungen der Optimierer
b	-	Sollwerte des Gleichungssystems für die Randbedingungen der Optimierer
lb	-	Untere Grenze für Lösungsvariablen der Optimierer
ub	-	Obere Grenze für Lösungsvariablen der Optimierer
$f(x)$	-	Zielfunktion des <i>fmincon</i> Optimierers
$c(x)$	-	Nichtlineares Ungleichungssystem des <i>fmincon</i> Optimierers
$c_{eq}(x)$	-	Nichtlineares Gleichungssystem des <i>fmincon</i> Optimierers
$g(x)$	-	Gradient von $f(x)$
$gc_{eq}(x)$	-	Gradient von $c_{eq}(x)$
$L(x, \lambda)$	-	Lagrange-Funktion
λ	-	Lagrange-Multiplikatoren

Zeichen	Einheit	Beschreibung
$H_F(x)$	-	Hessesche Matrix der Funktion $F(x)$
H	-	Hessesche Matrix der Lagrange-Funktion $L(x, \lambda)$
$H_f(x)$	-	Hessesche Matrix der Zielfunktion $f(x)$
$H_{ceq}(x)$	-	Hessesche Matrix von $c_{eq}(x)$
∇	-	Nablaoperator
R	kW	Residuallast (mit entsprechendem Index für verschiedenste Anwendungsfälle)
n_h	h	Anzahl an Zeitintervallen in einer vorgegebenen Residuallast. Die Dimensionen aller weiteren Variablen im Optimierungsprozess richten sich nach dieser Größe
AI_{Soll}	kW	Anlageninterne Sollvorgabe für die Leistungen von Elektrolyse und Verstromung, welche sich aus der Residuallast nach Abzug der elektrischen Ausgangsleistung der Methanisierung ergibt
Sw	kW	Sollwerte für Elektrolyse bzw. Verstromung, welche sich aus AI_{Soll} ergeben
$I_{x,y}$	-	Einheitsmatrix mit x Zeilen und y Spalten
$\mathbb{1}_{x,y}$	-	Einsmatrix mit x Zeilen und y Spalten
$0_{x,y}$	-	Nullmatrix mit x Zeilen und y Spalten
ΔP	kW/h	Leistungsänderung über einen bestimmten Zeitraum
Δm_{Sp}	kg/h	Änderung im Speicherstand
\dot{m}	kg/s	Massenstrom
m	kg	Speicherkapazität für ein bestimmtes Medium
FP	kW	Fahrplan
UMF	-	Umrechnungsfaktor - Faktor für die Transformation von elektrischem Strom in eines der Medien und zurück, bzw. für die Transformation der Medien untereinander
\dot{m}_{rel}	%	Relative Stoffströme der Verstromung
d_{lim}	-	Skalierungsparameter für die Modellierung der relativen Stoffströme
τ_1	-	Erste Zeitkonstante für die Modellierung der relativen Stoffströme
τ_2	-	Zweite Zeitkonstante für die Modellierung der relativen Stoffströme

Zeichen	Einheit	Beschreibung
n_{Red}	h	Anzahl an Betriebsstunden zur Bildung eines symmetrischen Intervalls um den Mittelpunkt einer Jahreshälfte um die Anzahl an Randbedingungen zur Speicherbegrenzung zu reduzieren
n_{Inter}	h	Anzahl an Betriebsstunden welche bei der Erstellung der Gleichungs- und Ungleichungssysteme der Randbedingungen zur Speicherbegrenzung übersprungen werden sollen
RL	kW	Künstlich generierter Verlauf der eine Residuallast simulieren soll (mit entsprechendem Index für verschiedenste Anwendungsfälle)
Amp	GW	Amplitude zur Erstellung der \cos -Residuallasten für die Fallstudien in Abschnitt 5.1.1
y_s	GW	Verschiebung von RL entlang der y-Achse
Q_{1N}	-	Qualitätskennzahl als 1-Norm aller Abweichungen eines Optimierungsergebnisses zur vorgegebenen Residuallast
Q_{2N}	-	Qualitätskennzahl als 2-Norm aller Abweichungen eines Optimierungsergebnisses zur vorgegebenen Residuallast
q_D	-	Qualitätskennzahl welche die Abweichung der Speicherstandsveränderungen zwischen Optimierungs- und Simulationsergebnissen repräsentieren soll
EV	kW	Ersatzverlauf welcher eine Prognose der zukünftigen Residuallast darstellt
l_G	h	Anzahl an Stunden an denen die tatsächliche Residuallast der Prognose folgt
l_U	h	Anzahl an Stunden die das Intervall bilden in dem die tatsächliche Residuallast in die Prognose übergeht

Tabellenverzeichnis

3.1	Zusammenfassung und Vergleich der Eigenschaften und Betriebsparameter von Elektrolysetypen [27, 12, 21, 3, 30]	14
3.2	Übersicht über vorhandene Speicherkapazitäten in Österreich, stand 2015 [6]	23
4.1	Wichtige Betriebsparameter der Elektrolyse	32
4.2	Wichtige Betriebsparameter der Methanisierung	35
4.3	Wichtige Betriebsparameter der Verstromung	38
4.4	Errechnete Wirkungsgrade der Gesamtanlage	40
4.5	Notwendige Anlagenkennwerte für die Durchführung des Auslegungsalgorithmus	70
4.7	Mögliche Auslegungsszenarien für eine Anlage	72
5.1	Ergebnisse der Vergleiche von Optimierung und Simulation	90
5.2	Daten zu Stromerzeugung und -verbrauch Österreichs im Jahr 2016 [1, 2] .	92
5.3	Daten zur virtuellen Stromerzeugung Österreichs	94
5.4	Dimensionen einer Anlage zur Aufnahme der gesamten, ausschließlich erneuerbaren, virtuellen Residuallast Österreichs	95
5.5	Dimensionen einer Referenzanlage	96
5.6	Dimensionen einer Anlage zur Deckung der saisonalen Last	98
5.7	Daten der Untersuchungen zur fortlaufenden Fahrplanoptimierung	101
B.1	Eingabeparameter untersuchter Fallstudien	117

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schema einer „Closed-Loop“ PtG Anlage	3
3.1	Jahreslastgang von Wind und PV in Deutschland nach dem Modell von [19]. Die einzelnen Verläufe stellen dabei die minimalen, maximalen und mittleren monatlichen Leistungsmittelwerte dar.	7
3.2	Vergleich von Energiespeichersystemen in Bezug auf Ausspeicherdauer und Speicherkapazität [31]	10
3.3	Darstellung des Lurgi Prozesses in Anlehnung an [33]	18
3.4	Schema eines Clausius-Rankine-Dampfkreislaufs mit zugehörigem T-s-Diagramm eines unterkritischen Dampfkreisprozesses [32]	25
3.5	Verschiedene Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades in Clausius-Rankine-Dampfprozessen [32]	27
3.6	Schema eines GuD-Prozesses. Der Dampfkreislauf ist in diesem Fall als 3 Druckprozess inklusive Zwischenüberhitzung ausgeführt [13]	28
4.1	Einbindung der Elektrolyse in das Modell	31
4.2	Modell der Methanisierung	33
4.3	Modell der Verstromung	36
4.4	Modell der Verstromung	39
4.5	CH_4 Verbrauch der Verstromung in Abhängigkeit der Leistung	43
4.6	Veranschaulichung der Wirkungsweise der Zielfunktion	46
4.7	Beispiel einer Fahrplankorrektur	55
4.8	Parameterstudie mit realen Stoffstromdaten zusammen mit dem angepassten (gefitteten) Verlauf	57
4.9	Darstellungen zur Reduktion der Ungleichungssysteme zur Beschreibung der Randbedingungen der begrenzten Speicher	67
4.10	Iterativer Vorgang zur Dimensionierung der Anlage	71
5.1	Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 1)	79

5.2	Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 2)	80
5.3	Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 3)	81
5.4	Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 4	82
5.5	Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 5	83
5.6	Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 6	84
5.7	Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 8	86
5.8	Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 9A und 9B	87
5.9	Beispielhafte künstliche Residuallast für Optimierervergleiche	89
5.10	Problematik der linearen Interpolation in der Fahrplankorrektur	91
5.11	Saisonaler Trend in der ausschließlich erneuerbaren, virtuellen Residuallast	97
5.12	Konfigurationsbereich einer Anlage entsprechend den durchgeführten Untersuchungen	98
5.13	Darstellung der ursprünglichen Residuallast mit abgeleitetem Ersatzverlauf und damit erstellter Prognose	99
5.14	Vergleich zwischen Residuallast und Fahrplan	102
5.15	Vergleich zwischen ursprünglicher und ausgeglichener Residuallast	102
5.16	Fahrplan der Methanisierung, Nennleistung als rote Linie	103
A.1	Detaillierte Ansicht des Elektrolysemodells	113
A.2	Detaillierte Ansicht des Methanisierungsmodells	114
A.3	Detaillierte Ansicht des Verstromungsmodells	115
A.4	Detaillierte Ansicht des Gesamtmodells	116
C.1	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	119
C.2	Speicherverläufe aller Prozessmedien	120
C.3	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	121
C.4	Speicherverläufe aller Prozessmedien	122
C.5	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	123
C.6	Speicherverläufe aller Prozessmedien	124
C.7	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	125
C.8	Speicherverläufe aller Prozessmedien	126
C.9	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	127
C.10	Speicherverläufe aller Prozessmedien	128
C.11	Betriebsweise und -verhalten der Anlage	129

C.12 Speicherverläufe aller Prozessmedien	130
C.13 Betriebsweise und -verhalten der Anlage	131
C.14 Speicherverläufe aller Prozessmedien	132
C.15 Betriebsweise und -verhalten der Anlage	133
C.16 Speicherverläufe aller Prozessmedien	134
C.17 Betriebsweise und -verhalten der Anlage	135
C.18 Speicherverläufe aller Prozessmedien	136
C.19 Betriebsweise und -verhalten der Anlage	137
C.20 Speicherverläufe aller Prozessmedien	138
D.1 Vergleich der Einflüsse beider Optimierungsergebnisse auf das Netz	139
D.2 Vergleich zwischen den Speicherverläufen des <i>lsqlin</i> -Optimierungs- und Simulationsergebnisses	140
D.3 Vergleich zwischen den Speicherverläufen des <i>fmincon</i> -Optimierungs- und Simulationsergebnisses	141

1. Einleitung

Um dem Klimawandel zu begegnen werden heute vermehrt erneuerbare Energieerzeuger eingesetzt. Dies trifft in besonderem Maße auf die Bereitstellung elektrischer Energie zu. Die Hauptvertreter dieser alternativen Energieerzeuger stellen neben Wasserkraft (Laufwasserkraft) Photovoltaik (PV) und Windkraft dar.

Durch diesen Trend, der sich in Zukunft nicht nur fortsetzt, sondern höchstwahrscheinlich noch verstärkt, wird das Stromnetz vor besondere Herausforderungen gestellt. Zum einen sind PV und Windkraft mit hohen Fluktuationen der Einspeiseleistung verbunden. Dies liegt daran, dass Sonneneinstrahlung und Wind lokal und zum Teil sogar regional durch Umwelteffekte, wie z.B. Wolkenbedeckung, beeinflusst werden. Dies gilt sowohl für das Ausmaß dieser Schwankungen, als auch für die Geschwindigkeit, mit der diese auftreten. Zum anderen ergeben sich speziell durch die PV saisonale Unterschiede in der potentiellen Energiebereitstellung. Dies bedeutet schlicht, dass zur Winterzeit, bedingt durch die schwächere Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche, weniger Leistung von PV Anlagen zur Verfügung steht als im Sommer. Außerdem weist der Winter weniger Sonnenstunden auf. Gepaart mit der Energiebedarfskurve, welche üblicherweise im Winter höher ist, führt dies zu Diskrepanzen in der bedarfsgerechten Bereitstellung elektrischer Energie.

Um die Differenzen zwischen Energiebedarf und Angebot von erneuerbaren Energieerzeugern zu beseitigen gibt es unterschiedlichste Konzepte. Eine Möglichkeit sieht die Integration von Speichern im Stromnetz vor. Diese Speicher haben die Aufgabe sowohl die kurzzeitigen Schwankungen der Energieerzeugung aufgrund von Umwelteinflüssen zu glätten, als auch überschüssige Energie, welche im Sommer anfällt, aufzunehmen um diese bei Bedarf im Winter wieder an das Netz abzugeben.

Mögliche Implementierungen solcher Speicher sind speziell in Österreich Pumpspeicher. Diese sind in der Lage kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen, bis hin zum Ausgleich von Energiebedarf und -bereitstellung über einen Tageszyklus hinweg. Allerdings ist die Energiedichte dieser Speicher zu klein um einen saisonalen Speicher

darstellen zu können. Ein Speichertyp, welcher über solche Fähigkeiten verfügt, ist eine Power-to-Gas (PtG) Anlage. Diese nimmt überschüssigen Strom vom Netz auf, erzeugt damit in einer Elektrolyse Wasserstoff und verarbeitet diesen optional in einer Methanisierungsanlage weiter zu Methan. Das so generierte Gas kann entweder ins Gasnetz eingespeist werden (wodurch es eine Art „ökologisches“ Erdgas darstellt) oder eben in großen Gasspeichern gelagert werden, um bei Bedarf in einem thermischen Kraftwerk wieder in Strom umgewandelt zu werden.

Herkömmliche PtG Anlagen entlassen den hierbei in der Elektrolyse erzeugten Sauerstoff in die Atmosphäre. Genau so wird das bei der Rückverstromung erzeugte Kohlendioxid an die Umwelt abgegeben. Dies führt zu mehreren Problemen: Zum einen wird in der Methanisierungsanlage Kohlendioxid für die Methanherzeugung benötigt. Dieses wird oft den Abgasströmen thermischer Kraftwerke, z.B. Kohlekraftwerke, entnommen. Dadurch wird die Nutzbarkeit einer PtG Anlage auf die Verfügbarkeit einer Kohlendioxidquelle eingeschränkt. Zum anderen trägt das von der Verstromung in die Luft entlassene Kohlendioxid zum Treibhauseffekt bei, wenn das für die vorgelagerte Methanisierung benötigte Kohlendioxid aus einer fossilen Quelle (wie z.B. Kohle) stammt. Dies konterkariert den ursprünglichen Einsatz der erneuerbaren Energieerzeuger.

Um diese Probleme zu lösen, beschäftigt sich die vorliegende Arbeit mit der Entwicklung eines Konzepts, welches auf der einen Seite eine PtG Anlage und eine thermische Verstromung in einer Anlage kombiniert und auf der anderen Seite alle anfallenden Gas- und Flüssigkeitsströme speichert. Da hierdurch die Wechselwirkung einer solchen Anlage mit der Umgebung auf den Bezug und die Einspeisung elektrischer Energie vom bzw. ins Netz reduziert wird, wird in weiterer Folge vom „Closed-Loop“ Prinzip gesprochen. Das beschriebene Konzept ist in Abbildung 1.1 schematisch dargestellt.

Die Verstromung selbst arbeitet nach dem Oxy-Fuel-Prozess. Dabei wird der Verbrennung nur Sauerstoff, Brenngas (in diesem Fall Methan) und rückgeführtes Abgas zugeführt. Der Sauerstoff kommt dabei aus der Elektrolyse. Würde dieser nicht gespeichert, so müsste er für diesen Prozess mittels Luftzerlegungsanlagen sehr aufwendig und kostspielig gewonnen werden. Das Rauchgas am Austritt der Verstromung besteht durch diesen Oxy-Fuel-Prozess nur aus Kohlendioxid und Wasserdampf. Durch Auskondensieren des Wasserdampfes kann dieser vom Kohlendioxid abgeschieden und dieses wiederum der Methanisierung zugeführt werden. Im Prinzip kann dieses Konzept auch als Internalisierung der Speicher, welche bei herkömmlichen Anlagen durch die Umwelt implementiert werden, gesehen werden. Da die notwendigen Prozessgase nicht aus der Luft gewonnen

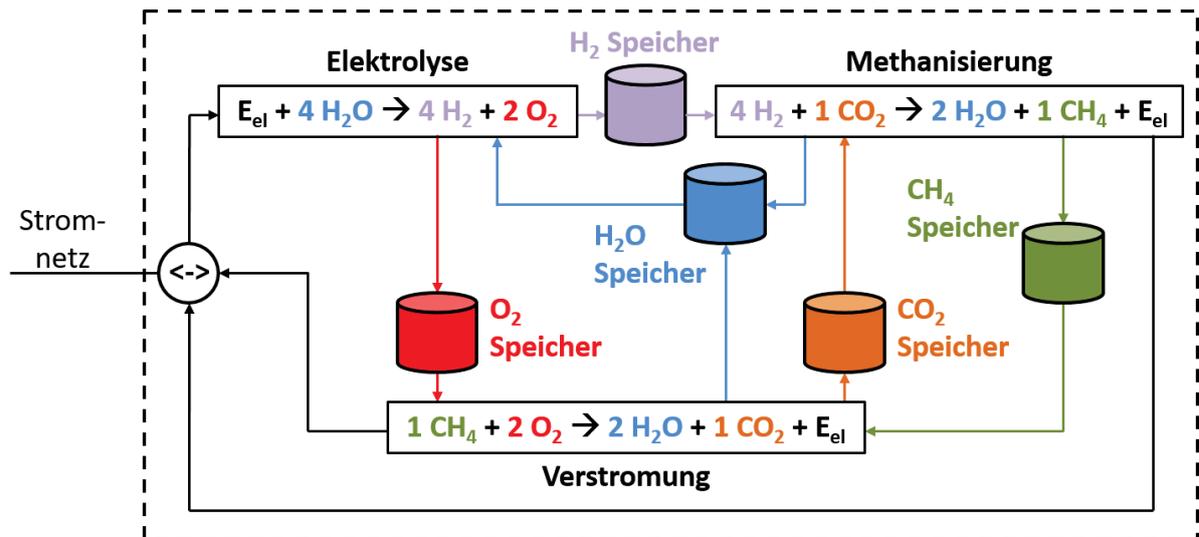


Abbildung 1.1.: Schema einer „Closed-Loop“ PtG Anlage

werden müssen, könnte eine solche Anlage trotz der aufwendigen Speicherinfrastruktur sinnvoller sein als herkömmliche Anlagen.

Der Inhalt dieser Arbeit wurde in Grundzügen bereits in [9] präsentiert und ist hier in vollem Umfang dargestellt.

2. Aufgabenstellung

Die vorliegende Arbeit soll folgende Forschungsfragen behandeln:

1. Wie ist eine Anlage nach dem Konzept in Abbildung 1.1 im Detail aufzubauen? Was sind die Schwierigkeiten, was die Anforderungen? Mit welchen Eckdaten (Leistung, Wirkungsgrad, Speicherbedarf,...) kann gerechnet werden?
2. Wie wäre eine solche Anlage auszulegen? Welche Größen sollen als Eingangsdaten dienen? Nach welchen Kriterien ist sie zu dimensionieren?
3. Wie muss eine Anlage nach diesem Konzept betrieben werden? Nach welchen Kriterien wird der Betrieb als „optimal“ angesehen? Wie kann gewährleistet werden, dass die Anlage in diesem Sinn optimal betrieben wird?
4. Wie passt eine Anlage nach dem betrachteten Konzept in die Stromversorgungslandschaft Österreichs? Wo könnten solche Anlagen gebaut werden, was wäre dazu notwendig? Welche Auswirkungen hätten sie auf die Stromversorgung im Allgemeinen und auf den Einsatz erneuerbarer Energieerzeuger im Detail?

2.1. Ziele der Arbeit

Aus den obig genannten Forschungsfragen ergeben sich folgende Ziele:

1. Entwicklung bzw. Modellierung einer Gesamtanlage nach dem vorgestellten Konzept mit Hilfe der Simulationssoftware „EBSILON Professional¹“ in sehr hohem Detaillierungsgrad. Dies soll konkrete und detaillierte Aussagen über die Leistungsdaten einer solchen Anlage ermöglichen.
2. Empfehlung bzw. Ablaufbeschreibung zur optimalen Auslegung solcher Anlagen mit einem Kriterienkatalog als Randbedingung.

¹EBSILON Professional ist ein Softwarepaket zur Planung und Auslegung von energie- und kraftwerkstechnischen Anlagen, https://www.steag.com/uploads/pics/Ebsilon_Broschuer_e_de.pdf

3. Vorgehensweise bzw. Algorithmus zur Erstellung eines optimalen Fahrplans für eine solche Anlage in Bezug auf die Netzanforderungen (Angebot von und Nachfrage nach elektrischer Energie).
4. Klärung der Fragen zur Einbindung einer oder mehrerer solcher Anlagen in die österreichische Stromversorgungslandschaft sowie Ausblick über die Möglichkeiten und Vorteile, die sich durch die Nutzung solcher Anlagen ergeben könnten.

2.2. Vorgehensweise

Kapitel 3 stellt eine Zusammenfassung der dieser Arbeit zugrunde liegenden Recherchen dar. Zunächst wird auf die steigenden Fluktuationen im Stromnetz eingegangen sowie die Notwendigkeit von Ausgleichsmöglichkeiten beschrieben. Verschiedene Speichertechnologien werden nach derzeitigem Stand der Technik vorgestellt. Anschließend wird konkret auf das PtG Verfahren eingegangen und der Dampfprozess für die Rückverstromung präsentiert.

In Kapitel 4 wird das Konzept vorgestellt. Dazu werden die einzelnen Komponenten beschrieben und die Integration dieser zu einer Gesamtanlage nach dem „Closed-Loop“ Prinzip dargestellt. Ein Verfahren zur Auslegung der Komponenten wird präsentiert und das Verhalten der Anlage im Betrieb beschrieben. Abschließend wird eine Vorgehensweise zur Optimierung des Fahrplans im Betrieb präsentiert.

Im empirischen Teil, Kapitel 5, werden die Optimierungsergebnisse validiert, indem die Resultate aus standardisierten Fallstudien untersucht sowie erstellte Fahrpläne in EB-SILON simuliert und die Ergebnisse mit der Vorhersage der Fahrplanoptimierung verglichen werden. Außerdem ist eine Untersuchung der Auswirkungen des Einsatzes einer solchen Anlage auf das österreichische Stromnetz an einem Beispiel auf Basis von Realdaten angeschlossen. Letztendlich wird der Optimierungsalgorithmus in einer simulierten fortlaufenden Fahrplanoptimierung getestet.

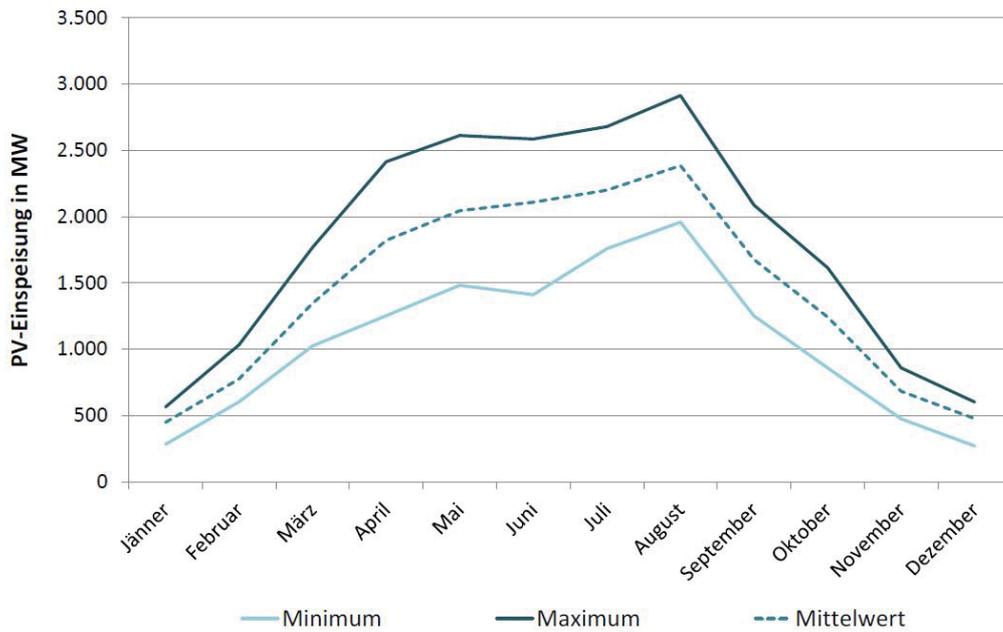
3. Grundlagen - Stand der Technik

3.1. Fluktuierende erneuerbare Energieerzeuger

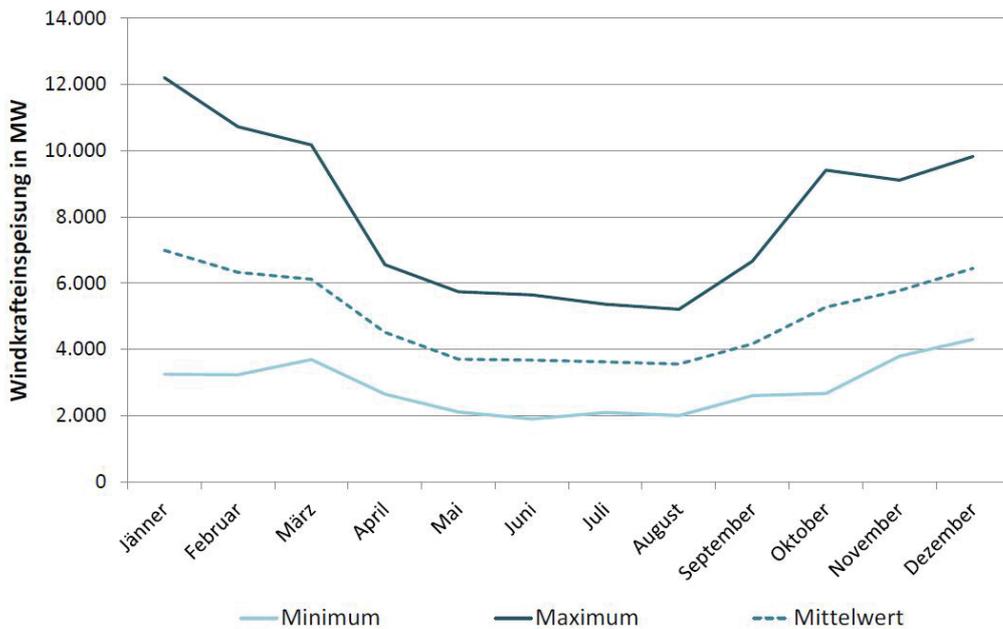
Unserer Gesellschaft steht heute eine breite Palette an erneuerbaren Energieerzeugern zur Verfügung, darunter Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, PV und Windkraft. Viele dieser Erzeuger sind sehr gut regelbar, wie z.B. Wasserkraft, Biomasse oder Geothermie. Die Problematik der fluktuierenden Bereitstellung von elektrischer Energie betrifft daher üblicherweise PV und Windkraft. Dies ist offensichtlich, da beide Erzeuger von nicht steuerbaren Umwelteinflüssen abhängen. Gerade im Falle der PV ist dies verständlich: Über einen Tageszyklus schwankt die Leistung der Sonneneinstrahlung zwischen 0 und 100 %. In den Wintermonaten ist diese Einstrahlungsleistung geringer als im Sommer. Außerdem führen Effekte wie Wolkenbedeckung und Schlechtwetter im Allgemeinen zusätzlich zu starken Schwankungen in der Erzeugungsleistung. Abbildung 3.1 zeigt Jahreslastgänge für Windkraft und PV in Deutschland nach dem Modell von [19]. Diese Abbildung verdeutlicht die saisonalen Schwankungen der Einspeiseleistung. Auffällig ist, dass die Verläufe von Wind und PV genau gegensätzlich ausgeprägt sind.

Nachdem PV und Windkraft in hohem Maße von Umwelteinflüssen abhängig sind, lassen sie sich schlecht regeln. Die wichtigste Regelungsmöglichkeit ist die Begrenzung der Leistung. Eine Erhöhung der Leistung ist üblicherweise nicht möglich, obwohl es im Bereich der Windkraft Anwendungen gibt, die zumindest eine kurze Leistungserhöhung ermöglichen. Dabei wird die kinetische Energie des Rotors genutzt, um über sehr kurze Zeiträume höhere Leistungen bereitzustellen. Dies dient allerdings nicht der Deckung der Nachfrage im Netz, sondern in erster Linie der Frequenzhaltung [11].

Aufgrund der Abhängigkeit von Umwelteinflüssen und den damit verbundenen Schwankungen der Einspeiseleistung sowie der schlechten Regelbarkeit von Windkraft und PV ist es wünschenswert erzeugte elektrische Energie, die nicht nachgefragt wird, zu speichern, um sie bei hohem Bedarf aber unzureichender Einspeiseleistung von Windkraft und PV



(a) Photovoltaik



(b) Windkraft

Abbildung 3.1.: Jahreslastgang von Wind und PV in Deutschland nach dem Modell von [19]. Die einzelnen Verläufe stellen dabei die minimalen, maximalen und mittleren monatlichen Leistungsmittelwerte dar.

wieder abzugeben. Dabei muss jedoch klar zwischen dem Ausgleich von Lastspitzen, wie sie im Tagesverlauf und teilweise noch kurzfristiger vorkommen, und dem saisonalen Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch unterschieden werden. Für Ersteres ist die Fähigkeit zu schnellen Lastwechsel notwendig, Zweiteres erfordert enorme Kapazitäten an Speichern.

Aus diesem Grund werden im nächsten Abschnitt verschiedene Speichermöglichkeiten vorgestellt, die Eigenschaften dieser beschrieben und auf die Vor- und Nachteile eingegangen.

3.2. Speichermöglichkeiten

Grundsätzlich können Energiespeicher nach Art und Weise der Speicherung klassifiziert werden [30]:

Mechanische Speicher nutzen physikalische Prinzipien um Energie zu speichern. Beispielsweise kann Energie kinetisch in einem Schwungradspeicher, potentiell in einem Pumpspeicher oder auch als Druck in einem Druckluftspeicher gespeichert werden. Auch gespannte Federn gehören zu dieser Speicherklasse.

Chemische Speicher basieren auf der Bindungsenergie zwischen Atomen. Speichermedien sind Stoffe wie z.B. Gase oder Flüssigkeiten, welche ihrerseits wiederum in Tanks oder Lagerstätten gespeichert werden. Beispiele für chemische Speicher sind Kraftstoffe oder brennbare Gase, welche entweder auf natürlichem Wege entstanden sind oder durch technische Anlagen erzeugt werden. Eine PtG-Anlage fällt in diese Kategorie.

Elektrochemische Speicher stellen eine Untergruppe der chemischen Speicher dar. Zu ihnen zählen Batterien und Akkumulatoren.

Elektrische Speicher nutzen elektrische (Kondensatoren) oder magnetische Felder (Spulen) zur Energiespeicherung.

Thermische Speicher speichern Wärme auf drei verschiedene Arten: Sensible Wärmespeicher nutzen die Temperaturdifferenz eines Mediums im Vergleich zur Umgebung. In latenten Wärmespeichern wird durch Wärmezufuhr ein Phasenwechsel in einem Medium hervorgerufen, welcher bei einer Umkehrung die Wärme wieder abgibt. Thermochemische Wärmespeicher nutzen umkehrbare Reaktionen zur Wärmespeicherung. Bei der Ladung solcher Speicher läuft eine endotherme Reaktion ab, bei der Entladung eine exotherme.

Eine weitere Einteilungsmöglichkeit von Energiespeichern ist die Ausspeicherdauer (Ent-

ladedauer) [30]:

Kurzzeitspeicher speichern Energie über Zykluszeiten von bis zu maximalen einem Tag. Sie sind gekennzeichnet von einem relativ kleinen Verhältnis von Energie zu Leistung, sowie einer hohen Zyklenzahl. Kurzzeitspeicher werden in der Regel zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt. Beispiele für solche Speicher sind Doppelschichtkondensatoren (Sekundenspeicher), Batterien (Sekunden- bis zu Tagesspeichern) oder Pumpspeicher (Stunden bis Tagesspeicher).

Langzeitspeicher speichern Energie über Zykluszeiten von mehr als einem Tag bis zu mehreren Monaten und sind deshalb als saisonale Speicher geeignet. Im Gegensatz zu Kurzzeitspeichern verfügen sie üblicherweise über ein großes Verhältnis von Energie zu Leistung, sowie einer niedrigen Zyklenzahl. Beispiele für Langzeitspeicher sind große Pumpspeicher (Wochenspeicher) sowie Gasspeicher in Kavernen oder Poren (Wochen- bis Jahresspeicher).

Abbildung 3.2 stellt eine Zusammenfassung verschiedener Speichersysteme dar, wobei diese Systeme nach Ausspeicherdauer und Speicherkapazität eingeteilt sind.

3.3. Power-to-Gas

Ein Speichersystem, welches in der Lage ist, überschüssigen Strom vom Netz aufzunehmen sowie bei Bedarf wieder Energie abzugeben, besteht aus drei Subsystemen: Einspeichertechnologie, Speichertechnologie und Ausspeichertechnologie [30]. Im Fall einer PtG Anlage wird die Einspeichertechnologie durch eine Elektrolyse und - wie im Fall der vorliegenden Arbeit - eine optional nachgeschaltete Methanisierung dargestellt, siehe Abschnitt 3.3.1 und 3.3.2. Die Speichertechnologie muss in der Lage sein H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 und Wasser über längere Zeiträume aufzunehmen und wird in Abschnitt 3.3.3 beschrieben. Die Ausspeichertechnologie ist durch einen Clausius-Rankine Dampfprozess implementiert und wird in Abschnitt 3.3.4 vorgestellt.

Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien bietet PtG einen Vorteil: Das produzierte Gas kann nicht nur als Medium lokal gespeichert, sondern in das bereits vorhandene Gasnetz eingespeist werden. Dies ermöglicht die Nutzung von dessen Speicher- sowie Transportkapazitäten. Dadurch können Gaserzeugung und Rückverstromung örtlich von einander getrennt werden, was ein integriertes Gas- und Stromnetz ergeben würde [26]. Im Zuge der vorliegenden Arbeit wird eine solche Integration in das Gasnetz allerdings

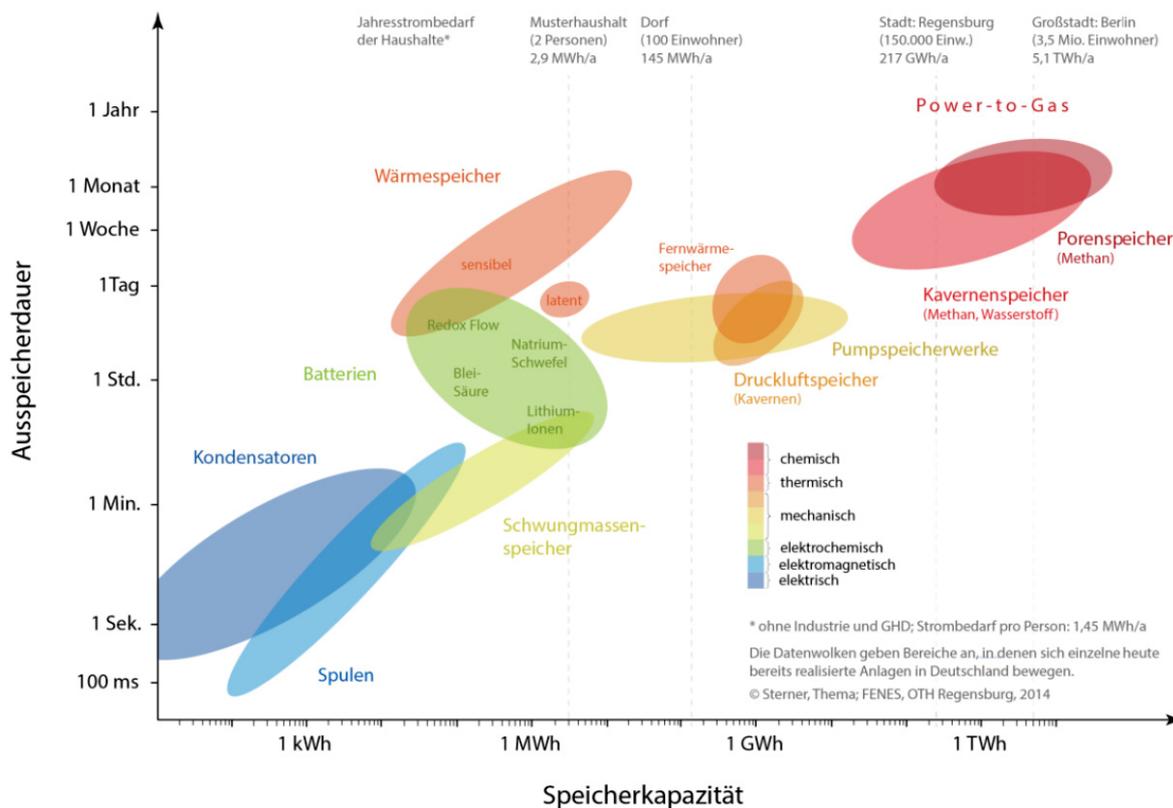


Abbildung 3.2.: Vergleich von Energiespeichersystemen in Bezug auf Ausspeicherdauer und Speicherkapazität [31]

nicht berücksichtigt, sondern nur die lokale Speicherung behandelt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass für eine Implementierung des PtG Prinzips auf die Methanisierung verzichtet werden könnte. Die durch die Elektrolyse erzeugten Gase Wasserstoff und Sauerstoff könnten direkt gespeichert und in einem zweiten Schritt wieder rückverstromt werden. Dieses Konzept hat gegenüber der Verwendung von Methan einige Vorteile, wie z.B. einen höheren Gesamtwirkungsgrad, geringere Investitionskosten oder die wegfallende Notwendigkeit der Handhabung von CO_2 und CH_4 . Allerdings ist es auch mit einigen Nachteilen verbunden, wie z.B. noch unausgereifte Technologien zur Rückverstromung sowie Probleme bei der Speicherung von H_2 im Vergleich zu CH_4 . Auf diesen letzten Punkt wird im Abschnitt 3.3.3 im Detail eingegangen. Weiters kann das künstlich erzeugte CH_4 gänzlich Erdgas ersetzen und dabei (wie oben erwähnt) dessen vorhandene Infrastruktur nutzen und auf die ausgereifte Technologie zurückgreifen [30].

Aus diesen Gründen wurde für die vorliegende Arbeit das Konzept der Energiespeicherung als CH_4 gewählt.

3.3.1. Elektrolyse

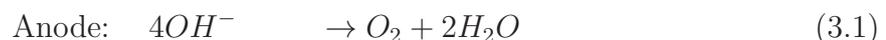
Das Prinzip einer Elektrolyse besteht in der Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Die beiden Gase entstehen dabei an zwei Elektroden an welche eine äußere Spannung gelegt wird [12].

Es gibt drei grundsätzliche Typen von Elektrolysen: Die alkalische Elektrolyse (AE), die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (Proton Exchange Membran - PEM) und die Hochtemperaturelektrolysezelle (Solid Oxide Electrolysis Cell - SOEC). Alle drei Typen werden im Folgenden beschrieben.

Alkalische Elektrolyse (AE)

Bei der alkalischen Elektrolyse sind zwei Elektroden in eine wässrige KOH-Lauge mit einer Konzentration von 20-30% getaucht. Diese beiden Elektroden werden durch eine Membran getrennt, welche die Aufgabe hat, die Mischung beider Produktgase zu verhindern und so die Effizienz der Zelle zu erhöhen. Gleichzeitig muss diese Membran für Hydroxidionen und Wassermoleküle durchlässig sein. Alkalische Elektrolysen weisen drei Hauptprobleme auf: (1) Die Membran ist nicht absolut undurchlässig. Dadurch kommt es zur Mischung von Sauerstoff und Wasserstoff an beiden Auslässen. Dies tritt vor allem bei geringeren Lasten auf, was diesen Elektrolysetyp für geringe Lasten unbrauchbar macht. (2) Durch hohe ohmsche Verluste sind nur niedrige Stromdichten erreichbar. (3) Alkalische Elektrolysen können nur bei geringen Drücken betrieben werden [4].

Die Reaktionen an Anode und Kathode sind [12]:



Alkalische Elektrolysen sind technisch ausgereift und zuverlässig. Sie werden heute in großen Maßstäben von mehreren 10 MW bis zu über 100 MW gebaut. Zwar weist dieser Elektrolysetyp ein relativ dynamisches Verhalten auf, allerdings ist ein Herunter- bzw. Hochfahren in den bzw. aus dem Ruhestrombereich problematisch. Durch Diffusionsvorgänge im Stand-by-Zustand kommt es zur Mischung der Produktgase. Dies kann aufwendiges Spülen der Zellen mit Inertgas erfordern, was wiederum eine Reduktion des energetischen Wirkungsgrades bei häufigen An- und Abfahrvorgängen zur Folge hat [27].

Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

PEM Elektrolysen verfügen über eine Polymermembran zwischen den Elektroden, welche als Elektrolyt fungiert. Diese Membran hat die Aufgabe Protonen von der Anode zur Kathode zu leiten, gleichzeitig aber eine Mischung der beiden Produktgase zu verhindern. Aus diesem Grund trägt dieser Elektrolysetyp den Namen *Proton Exchange Membrane Electrolysis* oder auch *Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis*, in beiden Fällen mit *PEMEL* abgekürzt. Verwendete Materialien sind beispielsweise Nafion[®] oder fumapem[®] in einer Dicke von 20 – 300 μm , was eine sehr kompakte Bauweise ermöglicht. PEMEL erlauben wesentlich höhere Stromdichten als AE und können aufgrund des geringen Gasaustausches durch die Membran innerhalb wesentlich breiterer Lastbereiche von 10–100 % der Nennleistung betrieben werden. Außerdem sind sie unter sehr hohen Betriebsdrücken einsetzbar. Dies hat den Vorteil, dass die erzeugten Gase bereits auf einem Druckniveau liegen können, welches für die Einspeicherung geeignet ist, wodurch keine weitere Kompression mehr notwendig ist. Sehr hohe Betriebsdrücke erfordern allerdings dickere Membranen. Nachteilig ist auch die saure, korrosive Wirkung der Membran. Diese macht die Verwendung von hochwertigen Materialien in PEMEL notwendig [4].

Die Reaktionen an Anode und Kathode sind [12]:

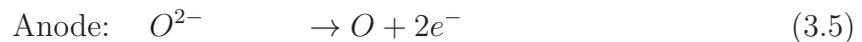


Ein signifikanter Vorteil der PEMEL ist ihre hohe Dynamik. Sie kann wechselnden Eingangsleistungen praktisch verzögerungsfrei folgen. Auch die Peripheriegeräte weisen eine höhere Dynamik als bei AE auf. Außerdem erreichen PEMEL ihre Betriebstemperaturen nach einem Start schneller. Allerdings treten im Stand-by-Zustand einige Probleme auf, wie z.B. Diffusionsvorgänge durch die Membran, welche zu einer Verunreinigung der Produktgase führen, sowie nachfolgende Rekombinationen, welche eine Druckabnahme hervorrufen, die aufgrund unterschiedlicher Geschwindigkeiten an beiden Seiten der Membran zu einer mechanischen Belastung führen können. Außerdem kann häufiges Hoch- und Herunterfahren durch die damit verbundene Erwärmung bzw. Abkühlung der Membran zu einer Verringerung der Lebensdauer derselbigen führen [27].

Hochtemperaturelektrolysezelle (SOEC)

Die Hochtemperaturelektrolysezelle verfügt über einen festen Elektrolyten bzw. eine Membran, die als Elektrolyt fungiert, daher auch die englische Bezeichnung Solid Oxide Electrolysis Cell - SOEC. Im Gegensatz zur PEMEL werden durch diese Membran nicht H^+ -Ionen von der Anode zur Kathode geleitet, sondern O^{2-} -Ionen von der Kathode zur Anode. Diese Elektrolysen werden bei sehr hohen Temperaturen von 800–1000 °C betrieben, daher auch die im deutschsprachigen Raum gebräuchliche Bezeichnung Hochtemperaturelektrolysezelle. Großer Vorteil dieser Elektrolyse ist die hohe Effizienz. Durch die hohen Temperaturen wird die Zersetzungsspannung stark gesenkt auf Werte um 1,0 V. Ein großer Teil der notwendigen Energie zur Zersetzung des Wassers kommt daher aus der Wärmeenergie. Dies macht die SOEC besonders geeignet für den Einsatz nebst Prozessen mit großen Mengen an Abwärme. Zu nennen ist hier eine Verbindung der Wasserstoffherstellung in einer SOEC mit Geothermie, Solarthermie oder auch thermischen Kraftwerken [27].

Die Reaktionen an Anode und Kathode sind [21]:



SOEC befinden sich derzeit noch in der Entwicklung, es gibt momentan wenig bis keine kommerziellen Anlagen. Probleme dieses Elektrolysetyps ist zum einen die Lebensdauer, welche stark von der Degradationsrate des Festelektrolyts bestimmt wird. Zum anderen ist die SOEC sehr empfindlich gegenüber Leistungsschwankungen. Dies liegt daran, dass Änderungen der Eingangsleistung zu Änderungen der Joule'schen Verlustwärme führen. Dies zieht Temperaturänderungen mit sich, welche wiederum mechanische Spannungen hervorrufen. Auch An- und Abfahrvorgänge müssen sehr langsam durchgeführt werden, um diese Spannungen gering zu halten. Diesbezüglich ist die SOEC der PEMEL im Nachteil [27].

Vergleich der Betriebsparameter

Tabelle 3.1 stellt eine Zusammenfassung und einen Vergleich der Eigenschaften und Betriebsparameter der drei Elektrolysetypen dar.

Tabelle 3.1.: Zusammenfassung und Vergleich der Eigenschaften und Betriebsparameter von Elektrolysetypen [27, 12, 21, 3, 30]

Parameter	AE	PEMEL	SOEC
Betriebstemperatur [$^{\circ}\text{C}$]	50-80	80	800-1000
Stromdichte [A/cm^2]	0,2-0,4	>1,6	1-2
Baugröße [MW]	>100	>0,1	0,01-0,1
Energieverbrauch [kWh/Nm^3]	4,1-5,0	6-8	3,2 + 0,6 ¹
Wirkungsgrad [%]	78-85	55-70	70-90
Lebensdauer [h]	50.000	<50.000	2.500-3.500

3.3.2. Methanisierung

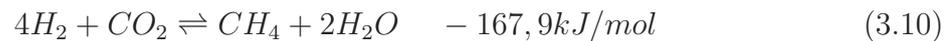
Die Ursprünge der Methanisierung liegen am Anfang des 20. Jahrhunderts und werden von der Veröffentlichung der katalytischen Umsetzung von Kohlenmonoxid und Wasserstoff zu Methan von Sabatier und Senderens beschrieben. Wirkliche Bedeutung erlangten dieses und ähnliche Verfahren aber erst in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts. Man versuchte dabei mittels heimischer Kohle und später auch Biomasse ein Erdgassubstitut herzustellen, um von anderen Ländern, welche als Erdgaslieferanten fungierten, unabhängiger zu werden. Kohle oder Biomasse dienen hierbei durch Vergasung zur Bereitstellung des Rohgases, welches aus Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid, Wasser und Wasserdampf besteht. Dieses Rohgas wird anschließend gereinigt und in Reaktoren katalytisch zu Methan umgewandelt [24].

In einer PtG Anlage, in der Wasserstoff elektrolytisch aus Wasser und Kohlenstoffdioxid (bzw. Kohlenstoffmonoxid) üblicherweise in hoher Reinheit bereitgestellt wird, fällt der Prozessschritt der Gasreinigung aus. Dennoch sind die Vorgänge in den Katalytischen Reaktoren die Gleichen. Konkret werden diese durch die Wassergas-Shift-Reaktion (3.8) sowie die CO-Methanisierung (3.9) beschrieben [18]:



Diese beiden Teilreaktionen ergeben die Gesamtreaktion (Sabatier-Reaktion) der Methanisierung als [18]:

¹Zusätzliche thermische Energiezufuhr



Hieraus ist ersichtlich, dass es sich bei der Gesamtreaktion um eine exotherme Reaktion handelt.

Eine besondere Bedeutung bei der Methanisierung kommt den eingesetzten Katalysatoren in den Reaktoren zu. Grundsätzlich können für die Methansynthese alle Metalle der achten Nebengruppe des Periodensystems verwendet werden. Am bedeutendsten für kommerzielle Anlagen ist allerdings Nickel als Katalysator. Große Gefahr stellt hierbei die Deaktivierung der Katalysatoren (beispielsweise durch Schwefelverbindungen) dar. Die Betriebsbereiche für solche Katalysatoren liegen in Bezug auf die Temperatur bei etwa 250-650 °C und in Bezug auf den Druck bei 1-80 bar. Hierbei ist allerdings festzuhalten, dass aufgrund des chemischen Gleichgewichts niedrige Temperaturen sowie hohe Drücke die Methanisierungsreaktion fördern [24].

Grundsätzlich kann bei den verwendeten Reaktortypen in zwei Kategorien unterschieden werden:

Festbettreaktoren weisen fix verbaute bzw. unbewegliche Katalysatoren auf. Die abführbare Wärmeleistung beim Festbettreaktor selbst ist vergleichsweise gering, was zu Problemen durch die stark exotherme Methanisierungsreaktion führt. Eine isotherme Reaktionsführung ist bei diesem Reaktortyp nur schwierig realisierbar. Stattdessen werden die Reaktionen üblicherweise in mehreren Reaktoren adiabat geführt. Um die Wärmeentwicklung zu beherrschen stehen zwei Möglichkeiten zur Auswahl: Zum einen können die Gasströme nach bzw. zwischen den Reaktoren gekühlt werden. Die Abwärme wird idealerweise in weiteren Prozessen (z.B. Dampferzeugung) genutzt. Zum anderen können die Gasströme nach dem Austritt aus einem Reaktor (und ggf. der anschließenden Kühlung) rückgeführt werden, um die eingeleiteten Gasströme zu verdünnen [24].

Wirbelschichtreaktoren verfügen im Vergleich zu den Festbettreaktoren über keinen festen Katalysator. Stattdessen befindet sich dieser in einem Wirbelbett, welches eine hohe Wärmeleitfähigkeit aufweist. Dies ermöglicht es, die anfallenden Wärmemengen abzuführen und die Temperatur im Reaktor dadurch homogen zu halten und isotherme Bedingungen zu schaffen. Auf diese Weise ist auch die Verwendung von nur einem Reaktor, anstatt einer Reaktorkaskade, möglich. Allerdings kommt es am Katalysator zu hohem Verschleiß aufgrund von Abrasion [24].

Jedem dieser Reaktortypen können verschiedene Verfahren zugeordnet werden. Einige

davon sind nachfolgenden erwähnt bzw. kurz beschrieben (entnommen von [24]):

Festbettverfahren

- **Lurgi-Prozess:** Zwei Reaktoren sind (in der Basisvariante) seriell verschaltet. Nach dem ersten Reaktor erfolgt eine Gasrückführung eines Teilstromes zum Einlass des Reaktors. Der restliche Strom wird zum zweiten Reaktor geführt. Nach beiden Reaktorstufen erfolgt eine Zwischenkühlung des Gases.
- **Linde-Prozess:** Das Rohgas wird zwei Reaktoren, von denen einer adiabat und einer isotherm arbeitet, parallel zugeführt. Ein Teil des Austrittsstromes des isothermen Reaktors wird dem Einlass des adiabaten Reaktors zugeführt. Der isotherme Reaktor wird durch einen Rohrbündelwärmeübertrager im Festbett gekühlt, außerdem erfolgt eine Kühlung des Austrittsstroms des zweiten Reaktors.
- **RM-Prozess:** Vier bis sechs Reaktoren sind seriell verschaltet, wobei das Rohgas den ersten drei Reaktoren parallel zugeführt werden kann. Das Gas wird nach jedem Reaktor zwischengekühlt. Dem Eintrittsstrom in den ersten Reaktor wird Dampf beigemischt, um eine Verkokung des Katalysators zu verhindern.
- **TREMP-Prozess:** Dieses Verfahren ist dem Lurgi-Prozess sehr ähnlich. Es besteht aus drei Reaktoren, die seriell verschaltet sind. Nach jedem Reaktor wird das Gas zwischengekühlt, außerdem erfolgt eine Gasrückführung nach dem ersten Reaktor.
- **HICOM-Prozess:** Bei diesem Verfahren werden drei Reaktoren eingesetzt, von denen die ersten beiden in einer komplexen Verschaltung seriell sowie parallel durchströmt werden (Gasrückführung inkludiert). Ein Teil des Austrittsstroms aus dem zweiten Reaktor wird anschließend dem dritten Reaktor zugeführt. Die Gasströme werden außerdem zwischengekühlt. Bei geringen H_2/CO -Verhältnissen muss allerdings Wasserdampf zugeführt werden, damit die Shift-Reaktion in den Reaktoren parallel zur Methanisierungsreaktion ablaufen kann.

Wirbelschichtverfahren

- **Bureau of Mines Verfahren:** Das Bureau of Mines entwickelte einen funktionierenden Wirbelschichtreaktor mit mehrfacher Gaszuführung. Diese Art der Gaszuführung ermöglicht die Einstellung einer gleichmäßigen Temperaturverteilung im Reaktor. Allerdings benötigte dieser Reaktor eine Regenerierung des Katalysators,

um über einen längeren Zeitraum funktionsfähig zu bleiben.

- **Bi-Gas-Prozess:** Dieser Reaktor der Firma Bituminous Coal Research Inc. war ein Laborreaktor zur Methanisierung von durch Kohlevergasung erzeugtem Rohgas. Das Bemerkenswerte dieses Reaktors war, dass die Shift-Reaktion in den Reaktor selbst integriert werden konnte (kein vorgeschalteter Shift-Reaktor).
- **Comflux-Verfahren:** Dieses Verfahren der Firmen Thyssengas GmbH und Didier Engineering GmbH wurde ebenfalls zur Methanisierung von Kohlevergaserprodukten entwickelt. Auch bei diesem Verfahren konnte die Shift-Reaktion in den Reaktor integriert werden.

Es wurden einige Wirbelstromverfahren zur Methanisierung entwickelt und getestet, allerdings wird noch keines bzw. kaum eines dieser Verfahren im großen Maßstab betrieben. Diese Art der Methanisierung ist daher noch Gegenstand breiter Forschungstätigkeit. Dagegen sind Verfahren mit Festbettreaktoren langjährig erprobt und weitgehend entwickelt. Vor allem die Verfahren Lurgi, TREMP und HICOM werden zahlreich kommerziell eingesetzt [24].

Aus diesem Grund wird der Lurgi-Prozess als Methanisierungsverfahren für die vorliegende Arbeit ausgewählt und im nächsten Abschnitt im Detail beschrieben.

Lurgi Prozess

Aufgrund einer vorangegangenen wissenschaftlichen Arbeit wird der Lurgi Prozess anhand von [33] präsentiert. Der Aufbau ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

Der dargestellte Prozess zeigt, im Gegensatz zu vorangegangenen Beschreibungen, drei statt zwei adiabate Festbettreaktoren. Jedem dieser Reaktoren ist ein Zwischenkühler nachgeschaltet. In der dargestellten Abbildung werden diese Kühler durch Vorwärmer, Verdampfer und Überhitzer realisiert, wodurch die bei der Gaskühlung anfallenden Wärmemengen weiter genutzt werden können. Außerdem wird ein Teilstrom nach dem zweiten Reaktor zum ersten Reaktor rückgeführt. Dieser Rückstrom beträgt etwa 70-85 % des Austrittsstromes aus dem zweiten Reaktor. Vor dem Einlass in die erste Stufe befindet sich noch eine Entschwefelungsanlage. Diese ist (nur dann) notwendig, wenn das Rohgas aus der Verbrennung von schwefelhaltigen Substanzen stammt.

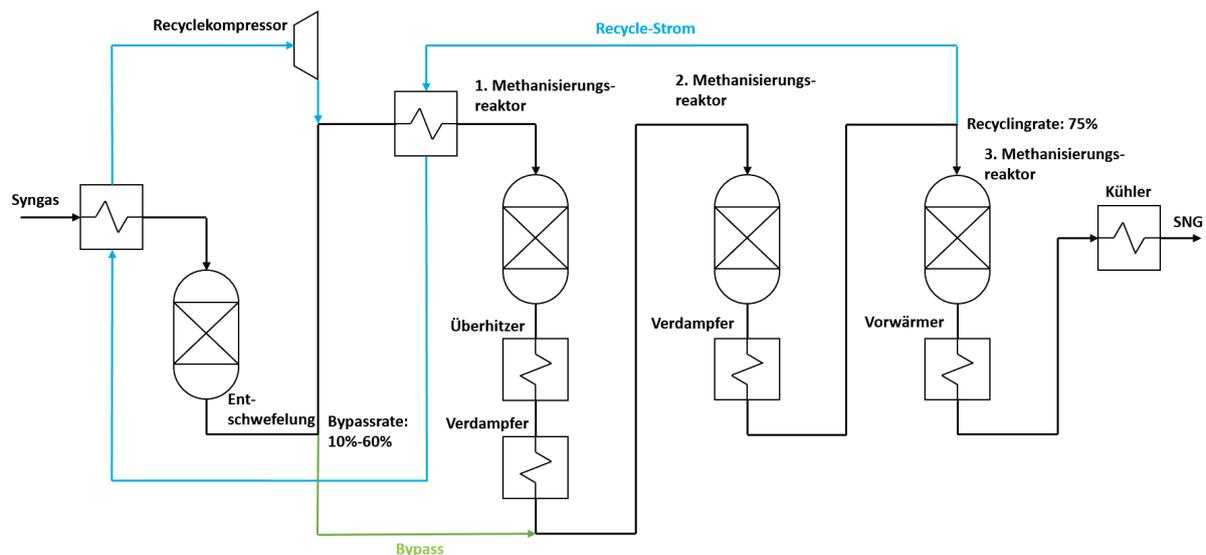


Abbildung 3.3.: Darstellung des Lurgi Prozesses in Anlehnung an [33]

3.3.3. Gasspeicher

Wird künstliches Methan in einer PtG Anlage erzeugt, so gibt es in der Regel zwei Möglichkeiten, dieses weiterführend zu verwenden: Das Gas kann entweder in das Gasnetz eingespeist oder in Speichern eingelagert werden. Die vorliegende Arbeit behandelt diesbezüglich nur die Einspeicherung des erzeugten Gases für eine spätere Rückverstromung bei entsprechendem Bedarf. Daher werden verschiedene Speichermöglichkeiten bzw. -technologien für Methan in den folgenden beiden Abschnitten (Speicherbehälter bzw. oberirdische Speicher und Untertage-Speicher) vorgestellt. Diese wurden [30] entnommen, mit Ausnahme explizit angegebener Stellen.

Speicherbehälter

Speicherbehälter zählen zu den oberirdischen Speichern und wurden bereits vor über 100 Jahren zur Speicherung von Stadtgas verwendet. Diese ersten Behälter waren Konstantdruckspeicher mit variablem Volumen, beispielsweise Glockenbehälter oder später Teleskopgasbehälter mit höherer Speicherkapazität. Da diese Speicher allerdings auf Atmosphärendruck arbeiteten, war die Speicherkapazität dennoch vergleichsweise gering, was zur Entwicklung von Druckspeichern führte.

Druckspeicher werden üblicherweise in zwei verschiedenen Varianten hergestellt: Als Kugelgasbehälter oder als Röhrenspeicher. Aufgrund ihrer Geometrie bieten *Kugelgasbehälter*

die Vorteile einerseits vergleichsweise hohe Betriebsdrücke zu ermöglichen, andererseits durch das große Volumen-zu-Oberflächenverhältnis einen geringen spezifischen Materialverbrauch zu beanspruchen. *Röhrenspeicher* hingegen sind Gasrohre, welche in geringer Tiefe im Boden verlegt werden. Durch Variation der Rohrlänge kann die Speicherkapazität festgelegt werden.

Vorteil von Speicherbehältern ist die regionale Unabhängigkeit. Dies bedeutet, dass diese Speicher nicht von geologischen Formationen oder sonstigen Gegebenheiten im Untergrund beeinträchtigt werden.

Untertage-Gasspeicher in geologischen Formationen

Oberirdische Speicher unterliegen einigen Beschränkungen. So ist eine Erhöhung der Kapazität entweder durch eine Vergrößerung des Speichervolumens oder durch eine Steigerung des Druckes realisierbar. Beides ist allerdings begrenzt: Größere Volumina gehen Hand in Hand mit einem größeren Flächenbedarf an der Oberfläche. Gleichzeitig ist die Steigerung des Drucks in großem Maße von den Materialparametern abhängig. Zudem steigt mit dem Volumen auch der Materialbedarf für den zu fertigenden Speicher. In all diesen Punkten sind Speicher untertage den oberirdischen überlegen: Sie bieten oft enorme Volumina, gleichzeitig liegen sie üblicherweise in großen Tiefen, wodurch Betriebsdrücke von bis zu 200 bar möglich sind. Der Unterschied in der Kapazität zwischen oberirdischen und unterirdischen Speichern beträgt zwei bis drei Größenordnungen (in Bezug auf die einspeicherbaren Normkubikmeter). Außerdem benötigen sie trotz ihrer großen Ausdehnung im Untergrund nur vergleichsweise wenig Platz an der Oberfläche. Die Kosten für diese Speicher sind weniger (bis gar nicht) vom Speichervolumen, sondern von der Erschließung abhängig. Werden alte, ausgeförderte Erdgaskavernen genutzt, so können diese Erschließungskosten in Bezug auf die Kapazität sehr niedrig ausfallen. Nicht zuletzt weisen unterirdische Speicher sehr hohe Sicherheit gegen Austreten von Gas auf, aufgrund der bis zu hunderte Meter dicken Gesteinsschicht, welche die Speicher gegen die Oberfläche hin abdichtet. Nachteilig ist bei diesem Speichertyp allerdings die Notwendigkeit von geeigneten geologischen Untergrundvoraussetzungen.

Im Folgenden werden die drei Typen von Untertage-Speicher beschrieben.

Salzkavernen sind künstliche Hohlräume in Salzgestein. Um solche Speicher anzulegen werden mithilfe des Solprozesses Kavernen aus den Steinsalzformationen „ausge-

schwämmt“. Dazu wird zuerst eine Bohrung (mit weniger als 1 m Durchmesser) von der Oberfläche bis in die gewünschte Tiefe in das Gestein getrieben. Diese Bohrung wird anschließend mit einzementierten Stahlrohren abgedichtet. Danach werden zwei koaxiale Rohre in diese Bohrung bis auf die Bohrungstiefe abgesenkt. Durch das innenliegende Rohr wird Wasser unter Druck bis zum Grund des Hohlraums (bzw. der Bohrung) gepumpt. Dieses Wasser löst das Salzgestein und die so entstehende Sole steigt über das äußere Rohr wieder nach oben. Durch weiteres Absenken der Rohre wird die Vergrößerung der Kaverne vorangetrieben. Dazu wird deren Entwicklung mittels Sonar mitverfolgt. Große Vorteile dieses Verfahrens ist seine Simplizität: Es müssen weder Personal noch Maschinen unterirdisch eingesetzt werden, der Vortrieb wird ausschließlich von der Oberfläche aus gesteuert. Das macht das Verfahren sicher, schnell und kosteneffizient. Hat die Kaverne die gewünschten Ausmaße erreicht, wird die Bohrung auf Dichtheit geprüft, die Sole entfernt und ein Sicherheitsventil unter Tage angebracht.

Salzgestein besitzt die Eigenschaft zu Kriechen. Dies führt zum Einen dazu, dass die erzeugten Kavernen technisch dicht sind. Zum Anderen wird dadurch die Kaverne über die Zeit hinweg geringfügig verkleinert.

Neben der notwendigen Steinsalzformation ist eine Mächtigkeit dieser von mindestens 200m in einer Tiefe von 500-2000 m notwendig, um Kavernen einzubringen. Ferner müssen im Salz unlösliche Bestandteile vorhanden, sowie eine Möglichkeit gegeben sein, um die Sole zu entsorgen.

Typische Größen solcher Salzkavernen liegen zwischen mehreren 100.000 m^3 und maximal $1.000.000\text{ m}^3$. Man beachte allerdings, dass die Einspeicherung von Gas unter Drücken von bis weit über 100 bar (abhängig von der Tiefe in der die Kaverne liegt) erfolgt. Dies ergibt ein Vielfaches an Speichervolumen in Normkubikmetern. Außerdem besteht eine Anlage zur Gasspeicherung üblicherweise aus mehreren Kavernen in einer Steinsalzformation.

Porenspeicher sind im Gegensatz zu den Salzkavernen natürlich entstandene Gebilde. Diese Formationen bestehen aus porösem Gestein, welches zur Oberfläche hin von dichtem Gestein abgedeckt ist. Aufgrund dieser porösen Gesteinsformationen, welche die Lagerstätte darstellen, sind im Vergleich zu Salzkavernen mehrere Bohrungen notwendig, um diese Speicher ausreichend zu erschließen. Horizontale Bohrungen innerhalb der Lagerstätte sind hierbei sehr vorteilhaft, da sie die Ein- und Auslagerdauer verkürzen. Grundsätzlich gibt es zwei Arten von Porenspeichern, welche nachfolgend beschrieben werden.

Eine Form von derzeit genutzten Porenspeichern sind *ausgeförderte Gas- oder Öllagerstätten*. Nachdem der Inhalt solcher Lagerstätten (zu einem Großteil) an die Oberfläche gefördert wurde, können sie in bestimmten Fällen (etwa 10 % aller Erdgasreservoirs) als Speicher dienen. Vorteil dieser Speicher ist, dass sich der Nachweis der Dichtigkeit von selbst ergibt, da in ihnen ohnehin über lange Zeiträume Kohlenwasserstoffe gespeichert waren, ohne auszutreten. Außerdem sind solche Lagerstätten gut erkundet, da dies für die vorangegangene Förderung der Kohlenwasserstoffe essenziell ist. Auch die bereits vorhandenen Förderbohrungen können bedingt im Zuge einer Verwendung als Speicher genutzt werden. Zu beachten ist, dass Lagerstätten, die als Speicher verwendet werden sollen, eine ausreichend hohe Porosität bzw. Permeabilität aufweisen müssen, um einen entsprechend hohen Gasfluss durch das Gestein zu gewährleisten. Außerdem sind typischerweise nur ehemalige Erdgaslagerstätten zur Nutzung als Speicher für Methan aus PtG Anlagen geeignet, da solche Lagerstätten in diesem Fall nur zu etwa 50 % geleert werden. Das eingespeicherte Gas würde daher bei ehemaligen Öllagerstätten mit flüssigen Kohlenwasserstoffen in Kontakt kommen und sich eventuell mit diesen vermischen. Dies schränkt die Eignung von ehemaligen Öllagerstätten als Speicher für Methan ein. Typische Größen von Porenspeichern liegen im Bereich von mehreren hundert Mio. Normkubikmetern bis zu mehreren Mrd. Normkubikmetern in einer Tiefe von über 1000 m.

Aquiferformationen sind den ausgeförderten Gas- oder Öllagerstätten sehr ähnlich. Größter Unterschied ist, dass sie mit salzhaltigem Wasser, anstatt mit Öl oder Gas, gefüllt waren. Voraussetzung für die Nutzung als Gasspeicher ist eine undurchlässige, kuppelartige Gesteinsschicht über der Lagerstätte. Die Bohrung wird dann zur höchsten Stelle dieser überlagernden Schicht getrieben, um anschließend an dieser Stelle das Gas einzuleiten. Ansonsten werden an diese Art von Lagerstätten die gleichen Voraussetzungen wie an ausgeförderte Gas- oder Öllagerstätten zur weiteren Nutzung als Gasspeicher gestellt. Größter Nachteil der Aquiferformationen im Vergleich zu ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten sind die fehlenden Informationen zur Beschaffenheit einer Lagerstätte (da Zweitere bereits gut erkundet wurden) zum Beginn der Nutzung als Gasspeicher. Dies kann hohe Kosten verursachen, ohne dass gewährleistet ist, dass die Lagerstätte in weiterer Folge überhaupt genutzt werden kann. Typische Größen dieser Speicher belaufen sich auf einige hundert Millionen Normkubikmeter in mehr als 1000 m Tiefe.

Felskavernen und aufgelassene Bergwerke stellen eine besondere Form von unterirdischen Gasspeichern dar, die kaum eingesetzt werden, der Vollständigkeit halber hier aber

erwähnt werden sollen.

Bei *Felskavernen* handelt es sich um bergmännisch aufgefahrenen Hohlräume in Festgestein (z.B. Granit), welche allerdings nicht ausgekleidet sind. Granit ist nicht rissfrei, Gas kann aber in solchen Kavernen eingespeichert werden, wenn diese sich weit unterhalb des Grundwasserspiegels befinden. Dadurch fließt konstant Wasser durch die Risse in die Kaverne, was ein Austreten des Gases verhindert. Das in die Kaverne eintretende Wasser muss selbstverständlich regelmäßig oder konstant abgepumpt werden. Die notwendige Tiefe dieser Kavernen führt zu sehr hohen Kosten. Um dies zu umgehen, können solche Speicher auch in niedrigeren Tiefen angelegt werden, wobei in diesem Fall allerdings eine Abdichtung mit einer Stahlauskleidung notwendig ist.

Aufgelassene Bergwerke verfügen über große Hohlräume unter Tage. Allerdings ist die Abdichtung des Grubensystems äußerst kompliziert und aufwendig. Auch ein Nachweis der Dichtheit kann nicht angegeben werden, bevor bereits hohe Investitionen in die genannten Abdichtungen getätigt wurden.

Speicherung von Wasserstoff

Wasserstoff kann in Behältern gespeichert werden, allerdings sind hierbei die oben beschriebenen Einschränkungen (vor allem die Kapazität) zu beachten. Die Speicherung von Wasserstoff in Untertage-Speichern ist allerdings problematisch. Durch die hohe Reaktivität des Wasserstoffs kann dieser mit Mineralbestandteilen des Wirtsgesteins sowie mit Bakterien im Gestein reagieren. Dies kann wiederum zu Gasverlusten und Änderungen der Gaszusammensetzung führen [30].

Am praktikabelsten ist vermutlich die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen aus mehreren Gründen [30]:

- Salzkavernen sind für Wasserstoff technisch dicht. Diese Dichtheit kann für Porenspeicher nicht ohne Weiteres garantiert werden.
- Die Gefahr der Reaktion des Wasserstoffs mit Bakterien ist gering bis nicht vorhanden, da nur eine kleine Oberfläche des Gasvolumens mit der Sole in Kontakt steht und diese Sole eine hohe Salinität aufweist. Am problematischsten sind die biochemischen Reaktionen in Aquiferformationen, aufgrund der großen Kontaktfläche zwischen Gas und Wasser.
- Steinsalz ist gegenüber Gasen inert, daher besteht keine Gefahr der Reaktion mit

dem Wirtsgestein. Diese ist im Falle einer Speicherung in Porenspeichern wesentlich größer.

Bestehende Gasspeicher

Österreich verfügt über beträchtliche Gasspeicherkapazitäten, welche ausschließlich Porenspeicher sind. Diese Speicher werden von zwei großen Unternehmen, der OMV und der RAG, betrieben. Im Falle der RAG ist anzumerken, dass diese bei einigen ihrer Speicher lediglich als technischer Betreiber und nicht als Speicherunternehmen mit entsprechender Vermarktung der Kapazitäten fungiert. Dies wird in solchen Fällen von Drittunternehmen übernommen. Insgesamt sind derzeit fünf verschiedene Speicherunternehmen (inklusive OMV und RAG) in Österreich aktiv [6].

Tabelle 3.2 gibt eine Übersicht über die aktuellen Speicherkapazitäten in Österreich.

Tabelle 3.2.: Übersicht über vorhandene Speicherkapazitäten in Österreich, stand 2015 [6]

<i>Speicher</i>	<i>Speicherbetreiber</i>	<i>Speicherunternehmen</i>	<i>Einspeicherrate [GW]</i>	<i>Ausspeicherrate [GW]</i>	<i>Arbeitsvolumen [GWh]</i>
Schönkirchen	OMV	OMV	7,31	10,8	20.614
Tallesbrunn	OMV	OMV	1,41	1,80	4.496
Thann	OMV	OMV	1,29	1,46	2.810
Puchkirchen	RAG	RAG	5,80	5,80	12.140
Haidach 5	RAG	RAG	0,224	0,224	180
Aigelsbrunn	RAG	RAG	0,560	0,560	1.460
Nussdorf/Zagling	RAG	RAG	0,681	0,681	1.310
7fields	RAG	Uniper ²	6,74	10,1	19.415
Haidach	RAG	Astora	3,73	4,13	9.900
Haidach	RAG	GSA LLC	7,47	8,27	19.800
Summe	-	-	35,2	43,8	92.125

²Uniper Energy Storage

Im Vergleich dazu betrug der gesamtösterreichische energetische Endverbrauch an Erdgas 2016 53.421 GWh [28].

3.3.4. Dampfprozess

Es gibt viele verschiedene Möglichkeiten, um chemisch gespeicherte Energie in elektrische Energie umzuwandeln. Dies kann beispielsweise in Brennstoffzellen, welche die chemische Energie direkt in elektrische Energie umwandeln, geschehen oder in thermischen Prozessen, welche einen Zwischenschritt über die thermische Energie nutzen. Diese zweite Kategorie umfasst hierbei wiederum Clausius-Rankine Prozess, Joule Prozess, Sterling Prozess und Andere. Jeden dieser Prozesse im Detail zu erläutern würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Aus diesem Grund wird im Folgenden nur der für die vorliegende Arbeit ausgewählte Clausius-Rankine Prozess näher beschrieben. Die Ausführungen dieses Abschnittes wurden [32] entnommen, mit Ausnahme explizit angegebener Stellen.

Grundlagen

Der Clausius-Rankine Prozess ist ein geschlossener Kreislauf. Dabei wird zuerst Wasser mittels einer Speisewasserpumpe auf ein erhöhtes Druckniveau gebracht. Anschließend wird dieses Wasser in einem Economizer bis zum Siedepunkt erwärmt, in einem Verdampfer verdampft und (meistens) in einem Überhitzer auf Temperaturen weit über dem Siedepunkt gebracht. Dieser Dampfstrom wird danach in eine Turbine geleitet, wo er auf ein sehr niedriges Druckniveau entspannt wird, um danach in einem Kondensator wieder in die flüssige Phase überzugehen. Dadurch ist der Kreislauf geschlossen. Der Aufbau dieses Prozesses ist in Abbildung 3.4(a), die thermodynamischen Vorgänge im T-s-Diagramm in Abbildung 3.4(b) dargestellt.

Aus einem solchen T-s-Diagramm können umgesetzte Energiemengen entsprechend

$$dQ = T \cdot dS \quad (3.11)$$

abgelesen werden, wobei T die Temperatur in K und s bzw. dS die Entropie in J/K bezeichnen. Im Falle des Clausius-Rankine Prozesses sind dies Energiemengen:

1. Zugeführte Energie als Wärmeenergie durch die Verbrennung eines Brennstoffs, wie z.B. Kohle oder Erdgas entspricht der Fläche unter der Linie (2-3)

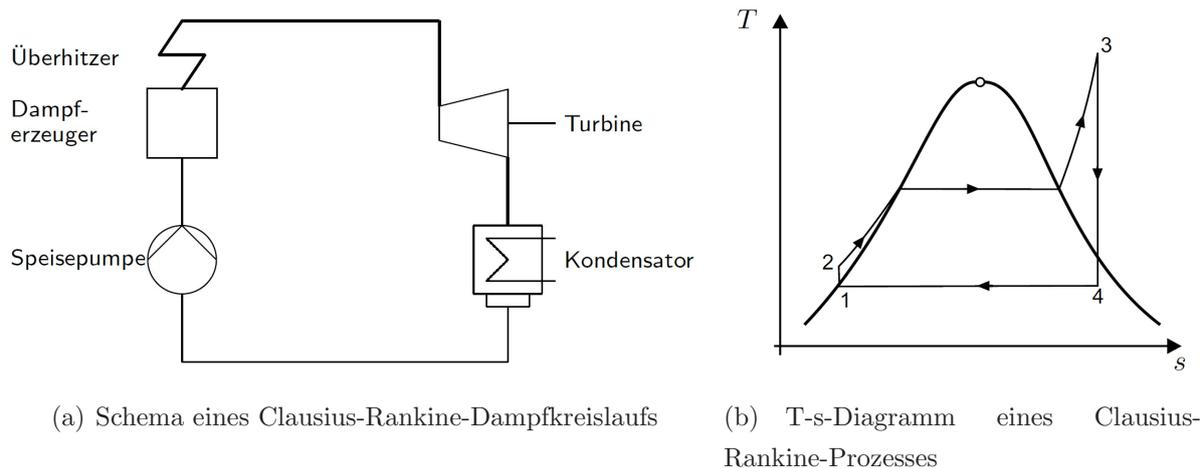


Abbildung 3.4.: Schema eines Clausius-Rankine-Dampfkreislaufs mit zugehörigem T-s-Diagramm eines unterkritischen Dampfkreisprozesses [32]

2. Abgegebene Energie als Wärmeenergie an die Umgebung entspricht der Fläche unter der Linie (4-1)
3. Abgegebene Energie als mechanische Arbeit entspricht dem Flächeninhalt des Vierecks (1-2-3-4-1)

Abbildung 3.4(b) stellt einen idealen Vergleichsprozess dar. Tatsächlich sind solche Prozesse verlustbehaftet. In einem grundlegenden Vergleichsprozess werden diese Verluste allerdings nicht berücksichtigt. Daher sind die einzelnen (idealisierten) Prozessschritte im Detail folgende:

1. Isentrope Verdichtung des Speisewassers auf den Eingangsdruck der (ersten) Dampfturbine (1-2)
2. Isobare Wärmezufuhr an das Wasser/den Dampf (2-3). Diese Wärmezufuhr wird in drei Phasen unterteilt:
 - a) Vorwärmung
 - b) Verdampfung
 - c) Überhitzung
3. Isentrope Expansion in der Turbine (3-4), wodurch die im Dampf gespeicherte Energie an die Turbine und damit in weiterer Folge an eine Welle und einen Generator abgegeben wird
4. Isobare Wärmeabfuhr im Kondensator (4-1), der den Dampf abkühlt und wieder in

die flüssige Phase überführt

Effizienztechnische Gesichtspunkte

In der Realität gebaute thermische Kraftwerke weisen komplexere Abläufe auf, als in Abbildung 3.4(a) dargestellt. Dies liegt in erster Linie an dem Bestreben den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses zu steigern. Im Folgenden werden verschiedene Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz eines solchen Dampfprozesses vorgestellt.

Die erste fundamentale Möglichkeit, den Wirkungsgrad eines Clausius-Rankine Prozesses zu erhöhen, ist die *Erhöhung der Frischdampfparameter*. Diesbezüglich gilt grundsätzlich: Eine Erhöhung von Druck oder Temperatur steigert den Wirkungsgrad des Prozesses. Abbildung 3.5(a) zeigt ein T-s-Diagramm mit verschiedenen Kreisprozessen, welche unterschiedliche Frischdampfparameter aufweisen. Der Prozess 1-2'-3'-4 läuft bei höheren Temperaturen und Drücken ab als der Prozess 1-2-3-4. Trotzdem ist die abgegebene Energie an den Kondensator die gleiche. Die größere Fläche innerhalb des Prozesses 1-2'-3'-4 bedeutet aber mehr abgegebene mechanische Arbeit, welche durch eine im gleichen Ausmaß erhöhte Wärmezufuhr zustande kommt. Dies resultiert insgesamt in einem höheren Wirkungsgrad. Der Prozess 1-2''-3''-4'' weist nochmals höhere Temperaturen und Drücke, bei gleichzeitig geringerer an den Kondensator abgegebene Wärmeenergie, auf. Dies steigert den Wirkungsgrad ebenfalls. Allerdings ist bei diesem Beispiel zu beachten, dass der Punkt 4'' bereits eine erhebliche Dampfnaße aufweist, was zu Korrosion in der Turbine führen kann. Übliche Frischdampfparameter liegen bei etwa 250 bar und 600 °C.

Bei der Nutzung von *Zwischenüberhitzern* wird der Dampf in einer ersten Turbinenstufe nicht auf den Minimaldruck entspannt, sondern auf ein Zwischenniveau, um anschließend auf diesem Druck nochmals auf die üblicherweise gleiche Maximaltemperatur erhitzt und in einer weiteren Turbinenstufe auf den Minimaldruck entspannt zu werden, siehe Abbildung 3.5(b). Dadurch wird die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr erhöht, was entsprechend dem Carnot'schen Prozess den Wirkungsgrad erhöht.

Eine weitere Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz ist die *regenerative Speisewasservorwärmung*, welche einen prozessinternen Wärmeaustausch nutzt. Dabei wird aus der Turbine ein oder mehrere Dampfströme entnommen, um das Speisewasser nach dem Kondensator wieder aufzuwärmen, siehe Abbildung 3.5(c). Dadurch wird die in den Kondensator strömende Wärmemenge reduziert. Dies reduziert in weiterer Folge die an die Umgebung abgegebene Energie (bei gleichbleibender Leistung der Turbine). Folglich wird

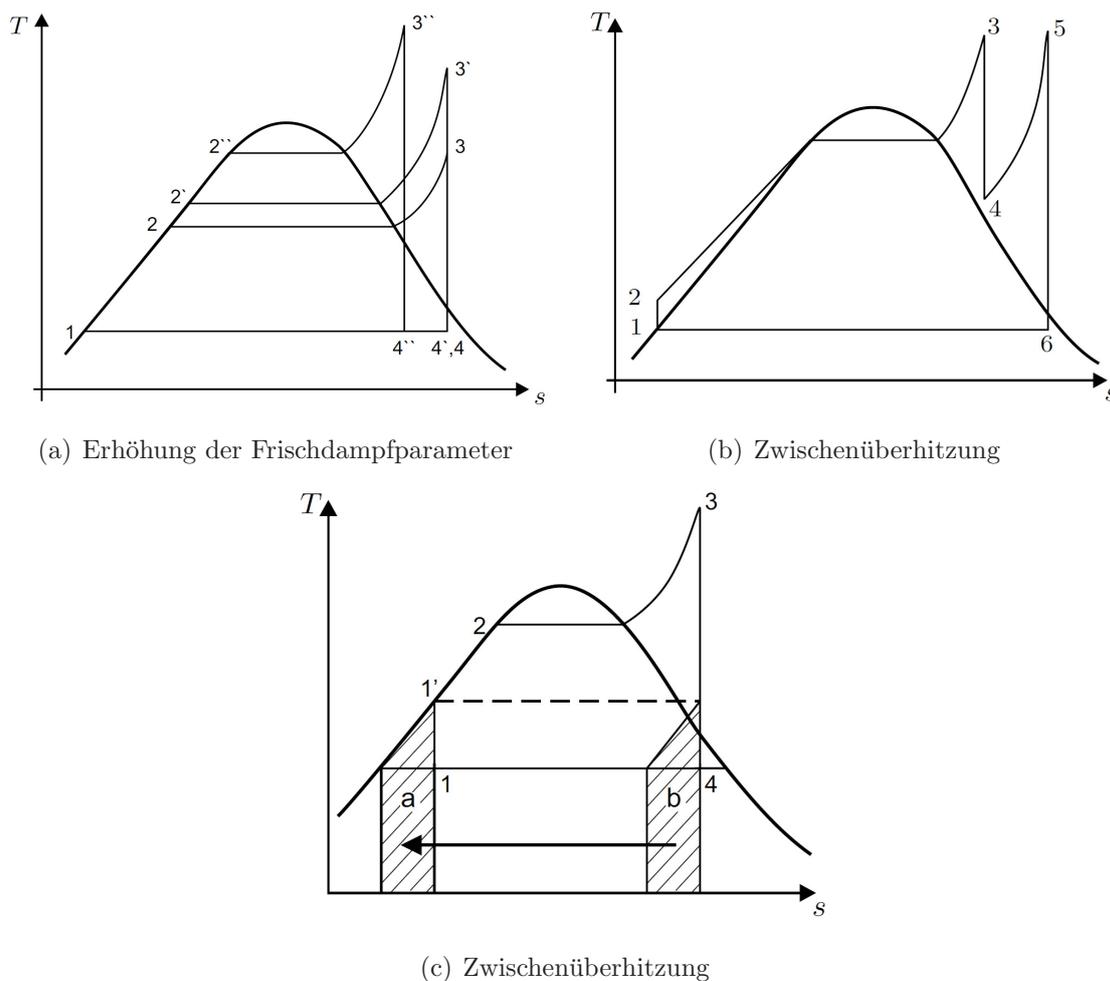


Abbildung 3.5.: Verschiedene Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades in Clausius-Rankine-Dampfprozessen [32]

der Wirkungsgrad erhöht.

Der *Kondensatordruck* beeinflusst in hohem Maße den thermischen Wirkungsgrad der Turbine, da er praktisch mit dem Austrittsdruck aus der Dampfturbine gleichzusetzen ist. Durch die Festlegung dieses Druckes wird damit gleichzeitig auch die Temperatur, bei der die Kondensation stattfindet, festgelegt. Grundsätzlich gilt, dass der Wirkungsgrad des Prozesses mit steigendem Kondensatordruck abnimmt. Allerdings ist bei einer Verringerung dieses Druckes zu beachten, dass die Abwärme bei entsprechend niedrigeren Temperaturen abgegeben werden muss (was eine entsprechende Möglichkeit zur Kühlung voraussetzt). Außerdem steigt die Dampfmasse mit niedrigeren Drücken, was zu erhöhten Korrosionserscheinungen an der Turbine führen kann. Neben diesen und anderen Gründen werden in bestehenden Kraftwerken Kondensatordrücke zwischen 0,04 und 0,06 bar ein-

gesetzt. Dies entspricht einer Kondensationstemperatur von 30-36 °C.

Gas- und Dampfprozess

Eine bedeutende Weiterentwicklung von thermischen Kraftwerken ist die Nutzung von Gasturbinen (Joule Prozess) in Kombination mit Dampfturbinen (Clausius-Rankine Prozess), den sogenannten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD). Dieses Verfahren ist in Abbildung 3.6 dargestellt [13].

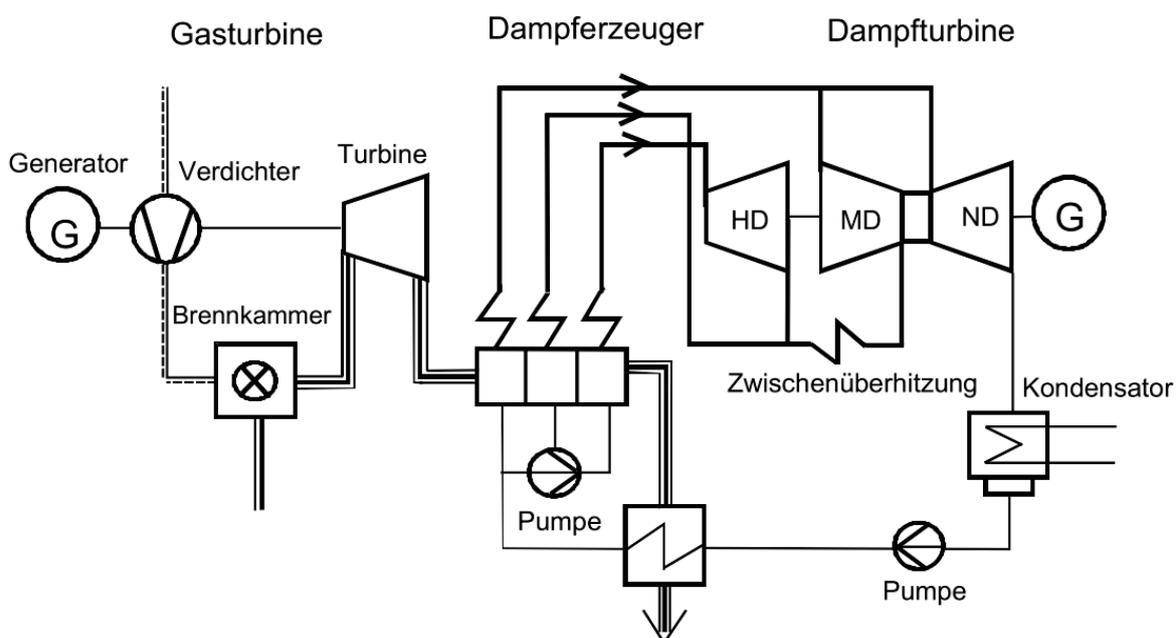


Abbildung 3.6.: Schema eines GuD-Prozesses. Der Dampfkreislauf ist in diesem Fall als 3 Druckprozess inklusive Zwischenüberhitzung ausgeführt [13]

Der Sinn der Kombination dieser beiden Verfahren liegt darin: Gasturbinen weisen üblicherweise Eintrittstemperaturen von bis zu 1500 °C und Austrittstemperaturen von ca. 550 °C auf. Dahingegen ist es (wie oben erwähnt) bei Dampfturbinen kaum möglich Eintrittstemperaturen von über 600 °C zu realisieren. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, die Abwärme der Gasturbine dazu zu nutzen, einen Dampfkessel zu beheizen. Ein solcher Dampfkreislauf gleicht zum größten Teil jenem aus einem direkt beheizten Dampfkessel. GuD Kraftwerke weisen durch diese Kombination einen Wirkungsgrad von teilweise über 60 % auf. Dies übersteigt die Effizienz von Gasturbinen (etwa 38 %) und Dampfkraftwerken (etwa 30-45 %) bei Weitem [30].

3.3.5. Oxy-Fuel Prozess

Konventionelle Dampfkraftwerke verbrennen einen Brennstoff wie Erdgas oder Kohle mit Luft und nutzen das dabei entstandene heiße Abgas in Wärmetauschern, um einen Dampfkreislauf anzutreiben. Oxy-Fuel Prozesse hingegen verbrennen den jeweiligen Brennstoff nur mit (möglichst reinem) Sauerstoff. Das dadurch entstehende Abgas setzt sich aus Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf zusammen. Der Wasserdampf kann dann durch Auskondensieren abgeschieden und das verbleibende Kohlenstoffdioxid anschließend beispielsweise komprimiert und eingespeichert werden. Auf diese Weise wird durch das thermische Kraftwerk kein CO_2 in die Atmosphäre freigesetzt. Außerdem kommt es durch das Fehlen von Stickstoff im Verbrennungsprozess zu keiner Entstehung von Stickoxiden. Es ist allerdings zu beachten, dass die Verbrennung eines Brennstoffs mit reinem Sauerstoff zu sehr hohen Abgastemperaturen führt. Diese liegen üblicherweise weit über den für Wärmetauscher zulässigen Temperaturen. Aus diesem Grund wird ein großer Teil des Abgasstroms nach den Wärmetauschern rezykliert und damit der Verbrennung wieder zugeführt, um das heiße Abgas damit zu verdünnen und abzukühlen. Der für das Verfahren benötigte Sauerstoff wird oftmals aus der Atmosphäre gewonnen. Dazu werden häufig kryogene Luftzerlegungsanlagen verwendet, welche den Sauerstoff aus der atmosphärischen Luft extrahieren. Dies bedeutet selbstverständlich einen zusätzlichen Energieaufwand, der vom Energieerzeugungsprozess gedeckt werden muss [25].

4. Modellbeschreibung

Das gesamte Modell der Anlage wurde mithilfe von „EBSILON Professional“ entwickelt. Dieses Programm der Firma „Steag Energy Services“ dient der Modellierung thermodynamischer Prozesse und wird hauptsächlich für die Modellierung von thermischen Kraftwerken eingesetzt. Dabei wird eine Anlage (bzw. ein ganzes Kraftwerk) aus Einzelkomponenten wie Brennkammer, Wärmetauscher, Turbinen, Pumpen, usw., welche als Bausteine verfügbar sind, zusammengesetzt. Jeder einzelne Baustein ist durch ein physikalisches Modell mit entsprechenden Gleichungen hinterlegt. Durch Verbinden dieser Komponenten mit Rohren, Leitungen, Wellen, etc. wird ein gesamtes Gleichungssystem erstellt, welches iterativ von Ebsilon gelöst wird. Dazu werden dem Modell Eckdaten bzw. Randbedingungen (Temperaturen, Drücke, Leistungen, u.Ä. an bestimmten Punkten) vorgegeben. Als Ergebnis liefert Ebsilon alle Prozessgrößen wie Temperaturen, Drücke, Massenströme, Gaszusammensetzungen, Leistungen, usw. für jede einzelne Komponenten sowie alle Verbindungen zwischen diesen Komponenten.

Ebsilon teilt die Modellberechnung in Dimensionierung der Komponenten - *Design* - und Ermittlung von Prozessgrößen bei gegebenen Dimensionen in verschiedenen Betriebspunkten - *OffDesign*. Beispielsweise kann einem Wärmetauscher im Design Ein- und Ausgangstemperatur auf der heißen sowie Ein- oder Ausgangstemperatur auf der kalten Seite, zusammen mit den Massenströmen vorgegeben werden. Ebsilon ermittelt daraufhin die notwendige Wärmetauscherfläche. All diese Größen entsprechen dann der Nennleistung der Anlage. Im OffDesign hingegen steht die (im Design ermittelte) Wärmetauscherfläche fest. In diesem Modus können dann die Ausgangstemperaturen bei unterschiedlichen Eingangstemperaturen und Massenströmen (Teillastbereich) ermittelt werden.

4.1. Anlagenkomponenten

Die folgenden Darstellungen des Epsilonmodells sind weitestgehend vereinfacht, sodass die Funktionalität dem Leser deutlicher erkennbar ist. Tatsächlich sind die Modelle zum größten Teil komplexer, was die Ansichten aber unübersichtlich macht. Aus diesem Grund wurden die Modelle für die Darstellungen soweit vereinfacht, dass die grundsätzliche Funktionalität dahinter nicht verändert wird, aber besser erkennbar ist. Die tatsächlichen Ansichten sind im Anhang A angefügt.

4.1.1. Elektrolyse

Die Elektrolyse stand für die vorliegende Arbeit als Baustein zur Verfügung. Dieser sowie das dahinter liegende Modell wurden in einer Vorgängerarbeit am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik erstellt [7]. Die Einbindung dieses Bausteins in das Modell ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

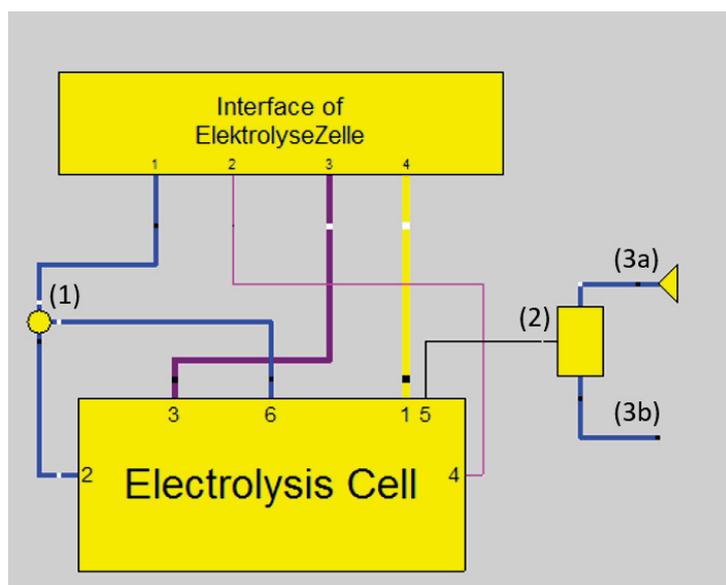


Abbildung 4.1.: Einbindung der Elektrolyse in das Modell

Der Baustein *Interface of ElektrolyseZelle* stellt dabei die Schnittstelle zur Gesamtanlage dar. Die Anschlüsse dieses Bausteins werden mit E_1 bis E_4 bezeichnet, die Anschlüsse des Elektrolyse Bausteins (*Electrolysis Cell*) mit Z_1 bis Z_6 . E_1 ist der Eingang der Wasserleitung aus der Gesamtanlage, welches in den Eingang Z_2 gespeist wird. Z_6 ist der Auslass an überschüssigem Speisewasser, welcher im Mixer (1) mit dem Speisewasserstrom aus

der Gesamtanlage zusammengeführt wird. E_2 und Z_4 repräsentieren den Eingang an elektrischer Energie, E_3 und Z_3 den Ausgang für das produzierte H_2 und E_4 sowie Z_1 den Ausgang für O_2 . Z_5 stellt die abgegebene Wärmeleistung der Elektrolyse dar. Diese wird über eine Heat Injection (2) einem Kühlwasserstrom (3a, 3b) zugeführt, welcher die anfallende Wärmeenergie an die Umgebung abführt.

Als Elektrolysetyp wurde eine PEMEL gewählt. Der Grund dafür liegt in der hohen Lastflexibilität dieses Typs, welche es ermöglicht, negative Residuallasten des Netzes mit hoher Genauigkeit abzubilden. Der Druck wurde mit 18 bar festgesetzt, da die Methanisierung ebenfalls auf einem Druckniveau von 18 bar betrieben wird und auf diese Weise keine zusätzliche Kompression zwischen Elektrolyse und Methanisierung notwendig ist.

Die wichtigsten Betriebsparameter der Elektrolyse sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

Tabelle 4.1.: Wichtige Betriebsparameter der Elektrolyse

Elektrolysetyp	PEMEL
Betriebsdruck [bar]	18
Betriebstemperatur [$^{\circ}C$]	80
Membrandicke [μm]	51
Spez. Verbrauch [kWh/Nm^3]	5,21
η bez. Heizwert [%]	57,5
η bez. Brennwert [%]	68,2

4.1.2. Methanisierung

Als Vorlage für die Methanisierung wird das Konzept in [33] gewählt. Das entwickelte Modell ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

Bei diesem Modell stellt der violette Gasstrom den eigentlichen Methanisierungsprozess dar. Der überwiegende Teil der restlichen Komponenten gehört zu einer Dampferzeugung, welche die Abwärme des Prozesses nutzt, um einen separaten Dampfprozess zur Stromerzeugung zu betreiben.

Wie bei der Elektrolyse stellt der Baustein *Interface of Methanisierung* die Schnittstelle zur Gesamtanlage dar. Die einzelnen Anschlüsse werden mit M_1 bis M_5 bezeichnet. Dabei bezeichnen die ersten beiden Eingänge den H_2 Strom (M_1) sowie den CO_2 Strom (M_2). M_3 ist der Auslass von erzeugtem Synthesegas (Methan, CH_4) und M_4 der Abfluss von

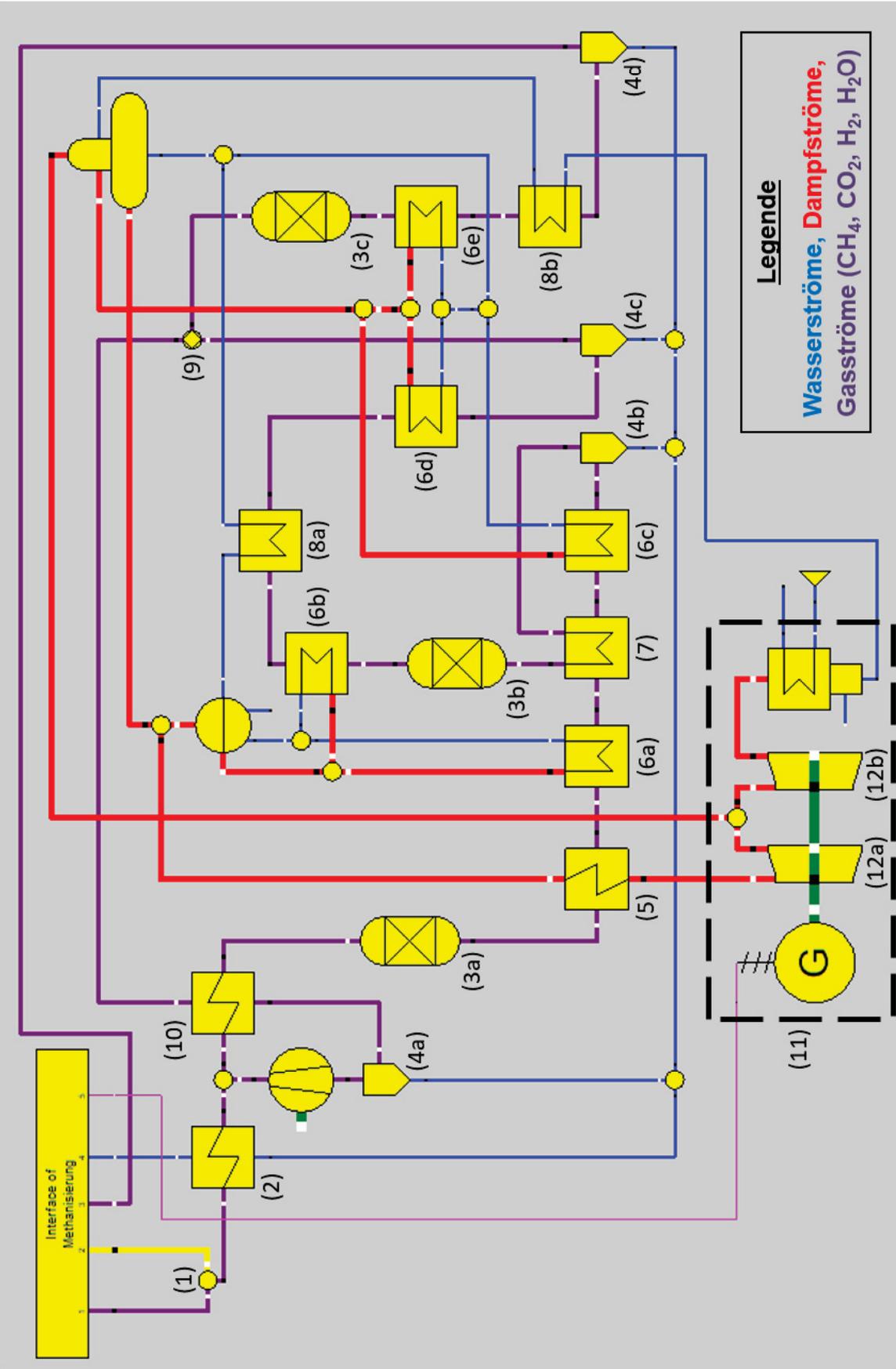


Abbildung 4.2.: Modell der Methanisierung

bei den Reaktionen entstandenem H_2O . Der Ausgang M_5 repräsentiert die elektrische Leistung, welche vom Dampfprozess erzeugt und an die Gesamtanlage abgegeben wird.

Die beiden Ströme aus H_2 und O_2 werden im Mixer (1) zusammengeführt. Dieser Mischstrom wird anschließend durch abgeführtes Prozesswasser im Wärmetauscher (2) vorgewärmt. Das Gasgemisch wird durch drei seriell verschaltete Reaktoren (3a bis 3c), in welchen die Reaktionen stattfinden, geleitet. Nach jedem Reaktor erfolgt eine Kühlung des Gases. Dies hat zum einen die Regulierung der Temperatur in den Reaktoren zum Ziel, zum anderen soll das Gas so unter den Taupunkt abgekühlt werden, um das anfallende Prozesswasser auszukondensieren und anschließend abzuführen. Gleichzeitig wird die abgeführte Wärme dem Dampfprozess, welcher als Zweidruckprozess ausgeführt ist, zugeführt. Dazu durchströmt das Gas nach dem ersten Reaktor (3a) einen Überhitzer (5), welcher zum Hochdruckteil gehört und anschließend einen der beiden Verdampfer (6a) des Hochdruckteils. Danach folgt eine Rekuperation der Wärmeenergie in Wärmetauscher (7). Dabei wird Wärme abgegeben, die Temperatur des Gases in einem Verdampfer (6c) des Niederdruckteils weiter gesenkt, sodass der Taupunkt unterschritten wird. Anschließend wird das flüssige Wasser im Trenner (4b) abgeschieden und der Gasstrom im vorher durchströmten Rekuperator (7) wieder für den zweiten Reaktor (3b) aufgewärmt. Nach diesem Reaktor folgt der zweite Verdampfer (6b) des Hochdruckteils, der Vorwärmer (8a) dieses Teils und ein weiterer Verdampfer (6d) des Niederdruckteils. Durch diese Abkühlung kann auskondensiertes Wasser wiederum im Trenner (4c) abgeschieden werden. Anschließend folgt eine Aufteilung des Gasstromes im Splitter (9). In diesem wird 75 % des Gasstromes zum Einlass zurückgeleitet, wo dieser zuerst im Wärmetauscher (10) den Eingangstrom aufwärmt und danach anfallendes Prozesswasser im Trenner (4a) abgeschieden wird. Anschließend wird der rückgeführte Strom auf das Druckniveau des Eingangstromes verdichtet und diesem zugeführt. Die restlichen 25 % des Gasstromes werden nach dem Splitter (9) weiter zum dritten Reaktor (3c) geleitet. Nach diesem wird der Reststrom im dritten Verdampfer (6e) des Niederdruckteils sowie dessen Vorwärmer (8b) abgekühlt und das restliche Prozesswasser im Trenner (4d) abgeschieden. Da dieses Prozesswasser noch erheblich höhere Temperaturen als die Umgebung aufweist, wird es dazu genutzt, den Eingangsgasstrom im Wärmetauscher (2) vorzuwärmen. Das strichlierte Kästchen (11) beinhaltet die Stromerzeugung mit der Hochdruckturbine (12a), der Niederdruckturbine (12b) sowie Kondensator und Generator.

Da chemische Anlagen wie die Methanisierung üblicherweise sehr lange Anfahrtszeiten von einigen Stunden und mehr aufweisen [29], soll diese Komponente der Anlage über

eine gesamte Periode auf einer konstanten Durchsatzleistung betrieben werden.

Die wichtigsten Betriebsparameter der Methanisierung sind in Tabelle 4.2 aufgelistet.

Tabelle 4.2.: Wichtige Betriebsparameter der Methanisierung

Betriebsdruck [bar]	18
CH_4 Ausbeute [%]	97,7
Wirkungsgrad bez. Heizwerte [%]	83,0
Brennstoffnutzungsgrad (inkl. Stromerzeugung) [%]	89,5

In Bezug auf das oben beschriebene Modell sind einige Anmerkungen festzuhalten:

Anmerkung I: Der modellierte Prozess unterscheidet sich von der Vorlage in [33] (vgl. Abbildung 3.3) in zwei Punkten: Das Gas durchläuft vor den Reaktoren keine Entschwefelung (der Prozess in [33] ist für eine Kohlevergasung konzeptioniert). Auch der erste Bypass, der 10 % - 60 % des Eingangsstromes direkt zum zweiten Reaktor leitet, wird weggelassen.

Anmerkung II: Die Reaktoren stellen Gibbsreaktoren dar, die lediglich die Gleichgewichte berechnen. Kinetische Aspekte werden von diesen Reaktoren nicht berücksichtigt.

Anmerkung III: Die Entfernung des Wasserdampfes bzw. des auskondensierten Wassers aus dem Gasstrom dient mehreren Zwecken:

- Die verringerte Masse führt zu geringeren Massenströmen und daher zu kleineren Reaktoren
- Wasserdampf im Eingangsstrom verschiebt das thermodynamische Gleichgewicht von der Produktseite auf die Eduktseite (vgl. Gleichung (3.10))
- Die zusätzlichen Wassermoleküle können den Massentransport behindern

4.1.3. Verstromung

Der Dampfprozess wurde als Clausius-Rankine Verfahren im Oxy-Fuel Prozess modelliert. Dieses Modell ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

Wie zuvor stellt der Baustein *Interface of Verstromung* die Schnittstelle zur Gesamtanlage dar. Die Anschlüsse werden mit V_1 bis V_5 bezeichnet. Dabei stellt V_1 den Ausgang an H_2O und V_2 den Ausgang an elektrischem Strom dar. V_3 repräsentiert den Ausgang an CO_2 .

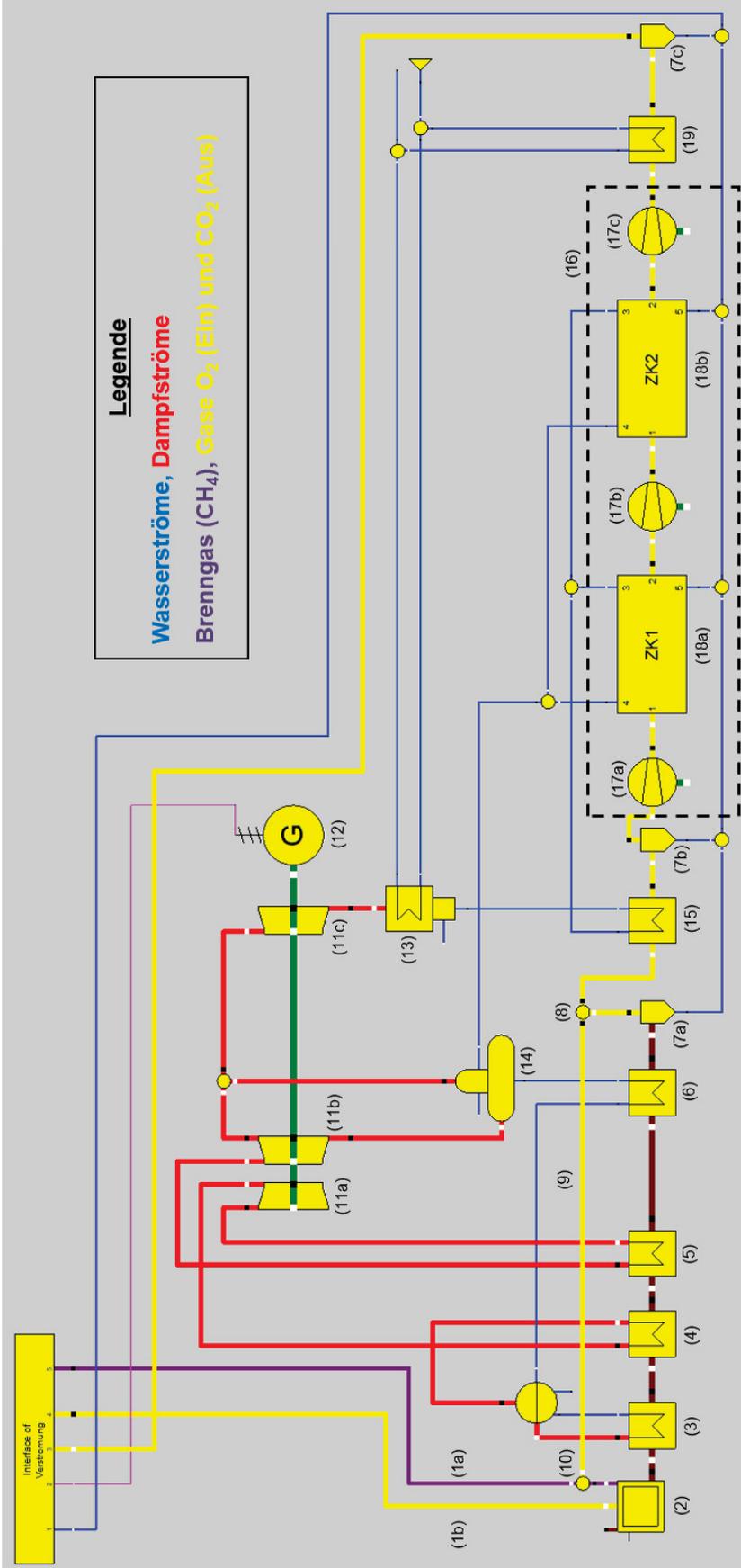


Abbildung 4.3.: Modell der Verstromung

V_4 ist der Eingang an Sauerstoff aus der Elektrolyse und V_5 der Eingang an Brenngas (Methan) aus der Methanisierung.

Methanstrom (1a) und Sauerstoffstrom (1b) werden in der Brennkammer (2) zusammengeführt und verbrannt. Das heiße Abgas, welches durch den Oxy-Fuel Prozess nur aus CO_2 und dampfförmigem H_2O besteht, strömt weiter in den Verdampfer (3), den Überhitzer (4) und den Zwischenüberhitzer (5). Danach folgt die Speisewasservorwärmung im Economizer (6). Da es im Teillastbereich an dieser Stelle zur Unterschreitung des Taupunktes des Abgases kommen kann, wird auskondensiertes Wasser im Trenner (7a) abgeschieden. Nachdem die Verbrennung von Methan mit reinem Sauerstoff zu Temperaturen führen würde, welche die zulässigen Temperaturen der Brennkammer übersteigen, wird der Abgasstrom im Splitter (8) aufgetrennt und über die Rückführung (9) im Mixer (10) dem Eingangsstrom wieder zugeführt. Die Menge an rückgeführtem Abgas wird so geregelt, dass die Abgastemperatur nach der Brennkammer (2) $1400\text{ }^\circ\text{C}$ beträgt. Um dies zu erreichen wird, etwa 70-75 % des Massenstroms der den Splitter (8) erreicht zur Rückführung (9) geleitet.

Der Dampfprozess ist als dreistufiger Prozess modelliert. Neben der Verbrennung und Wärmeübertragung besteht dieser aus einer Hochdruckturbine (11a), einer Mitteldruckturbine (11b) und einer Niederdruckturbine (11c) mit angeschlossenem Generator (12). Nach der Entspannung erfolgt die Kondensation im Kondensator (13) mit der Wärmeabfuhr an die Umgebung. Außerdem verfügt der Prozess über einen Entgaser (14).

Nach der Abtrennung des zurückgeführten Gases im Splitter (8) wird das Abgas im Speisewasservorwärmer (15) weiter abgekühlt. Durch Unterschreitung des Taupunktes anfallendes Kondenswasser wird im Trenner (7b) abgeführt. Anschließend erfolgt die Verdichtung des Abgases, sodass das CO_2 wieder auf dem Druckniveau der Methanisierung vorliegt. Dies erfolgt in einem dreistufigen Verdichter (16) mit den einzelnen Stufen (17a), (17b) und (17c). Nach jeder Verdichtungsstufe erfolgt eine Zwischenkühlung. Diese Zwischenkühlung wird wiederum dafür genutzt, das Speisewasser für den Dampfprozess in den Zwischenkühlern (18a) und (18b) vorzuwärmen. Da durch die Zwischenkühlung ebenfalls der Taupunkt des Abgases unterschritten wird, muss das anfallende Kondenswasser aus den Zwischenkühlern abgeführt werden. Nach dem Verdichter (16) erfolgt nochmals eine Abkühlung des Abgases im Wärmetauscher (19), um die letzten Reste vorhandenes H_2O aus dem Abgas auszukondensieren und im Trenner (7c) abzuscheiden. Auf diese Weise wird das Abgas in CO_2 und H_2O aufgeteilt, wobei das CO_2 vollständig im Abgasstrom vorliegt und das H_2O in den Trennern von (7a) bis (7c) sowie in den Zwischenkühlern (18a)

und (18b) gesammelt wird.

Die wichtigsten Betriebsdaten der Verstromung sind in Tabelle 4.3 zusammengefasst.

Tabelle 4.3.: Wichtige Betriebsparameter der Verstromung¹

Hochdruckstufe [bar]	125
Mitteldruckstufe [bar]	18
Niederdruckstufe [bar]	5
Max. Dampftemperaturen [°C]	565
Wirkungsgrad bez. Heizwert [%]	41,9

Anmerkung: Würde die Verstromung als GuD-Prozess (siehe Abschnitt 3.3.4) ausgelegt, so könnte mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60% gerechnet werden. Allerdings sind herkömmliche Gasturbinen für den Betrieb mit Luft ausgelegt. Da der zugeführte Sauerstoffträger in diesem Fall eine Zusammensetzung von etwa 20% O_2 , 45% CO_2 und 35% dampfförmigem H_2O aufweist, weicht der resultierende Isentropenexponent κ stark von jenem von Luft ab (CO_2 : 1,30 und H_2O : 1,33 im Vergleich zu N_2 : 1,40 [20]). Da dies zu Problemen im Verdichter der Gasturbine führen würde (nachdem sich das Gas bei der Kompression anders verhält), kann eine herkömmliche Gasturbine nicht mit diesem Eingangsgas betrieben werden. Dazu müsste eine spezielle Gasturbine eigens entwickelt werden. Aus diesem Grund wurde für dieses Modell kein GuD-Prozess implementiert, die Auswirkungen einer möglichen Umstellung auf GuD allerdings in den weiteren Ausführungen stellenweise berücksichtigt.

4.2. „Closed-Loop“ Prinzip

Die Gesamtanlage, welche sich aus den drei beschriebenen Komponenten sowie deren Verbindungen zusammensetzt, ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

Die Bausteine *Elektrolyse*, *Methanisierung* und *Verstromung* repräsentieren die oben beschriebenen Modelle. Die jeweiligen Anschlüsse werden analog zum vorangegangenen Abschnitt als E_1 bis E_4 (Elektrolyse), M_1 bis M_5 (Methanisierung) und V_1 bis V_5 (Verstromung) bezeichnet. Zwischen den Komponenten treten die folgenden Ströme auf: H_2O wird von V_1 und M_4 abgegeben, um über den Mixer (1) E_1 zugeführt zu werden. H_2 von der

¹Alle Angaben sind auf die Nennleistung bezogen

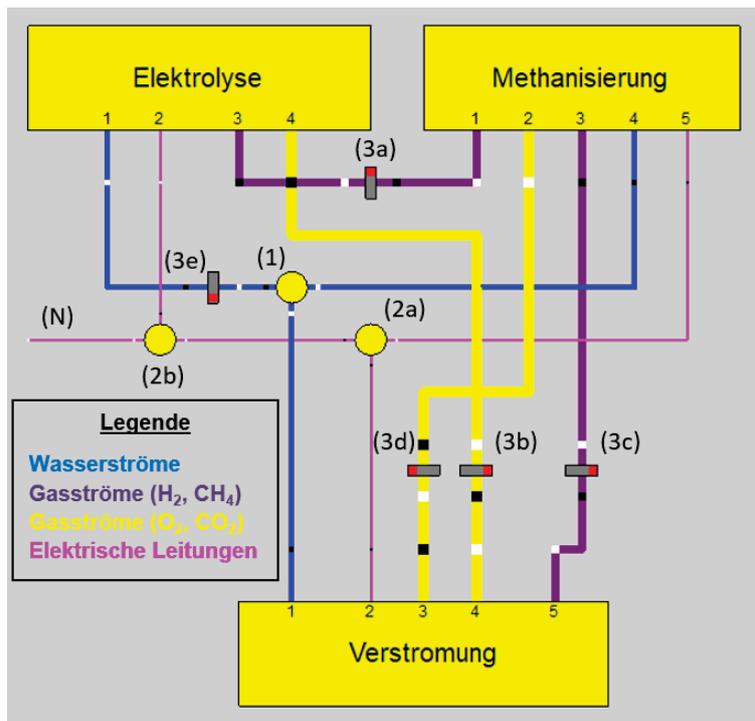


Abbildung 4.4.: Modell der Verstromung

Elektrolyse fließt über E_3 nach M_1 . O_2 fließt ebenfalls von der Elektrolyse über E_4 nach V_4 zur Verstromung. Erzeugtes CH_4 wird von M_3 über V_5 der Verstromung zugeführt. Das in der Verstromung erzeugte CO_2 wird von V_3 nach M_2 geleitet. Ist die Elektrolyse in Betrieb, so fließt Strom vom Netz (N) über den Mixer (2b) zu E_2 . Wenn die Verstromung aktiv ist, fließt Strom von V_2 über die Mixer (2a) und (2b) ins Netz. Die Methanisierung liefert im Falle positiver Residuallasten Strom von M_5 über die Mixer (2a) und (2b) an das Netz. Im Falle negativer Residuallasten fließt dieser Strom von der M_5 über die Mixer (2a) und (2b) zu E_2 . Falls die Methanisierung sowohl die Elektrolyse als auch das Netz speist, so entspricht die Funktionalität der Komponente (2b) der eines Splitters. Die Komponenten (3a) bis (3e) sind sogenannte Separatoren. Diese brechen einen Strom auf, sodass eine oder mehrere Erhaltungsgrößen unterschiedliche Werte auf beiden Seiten des Separators annehmen können. Dies wird dazu genutzt, um den Massenstrom in den entsprechenden Leitungen zu trennen. Auf diese Weise simulieren diese Komponenten Speicher. Eine Differenz im Massenstrom auf beiden Seiten eines Separators ergibt eine Speicherzu- bzw. Speicherablafrate. Über einen definierten Zeitraum hinweg ergibt sich damit die zu- bzw. abgeflossene Menge in den bzw. aus dem Speicher.

Um den Wirkungsgrad der Gesamtanlage zu bestimmen, sind einige Definitionen notwendig. Dazu wird der Gesamtwirkungsgrad (oder auch Round-Trip-Efficiency) als das

Produkt der Wirkungsgrade der Komponenten definiert. Durch unterschiedliche Anwendungsfälle ergeben sich insgesamt vier mögliche Definitionen als

$$\eta_u = \eta_E \cdot \eta_M \cdot \eta_V \quad (4.1a)$$

$$\eta_o = \eta_E \cdot \eta_{M,ES} \cdot \eta_V \quad (4.1b)$$

$$\eta_{u,GuD} = \eta_E \cdot \eta_M \cdot \eta_{V,GuD} \quad (4.1c)$$

$$\eta_{o,GuD} = \eta_E \cdot \eta_{M,ES} \cdot \eta_{V,GuD} \quad (4.1d)$$

wobei η_E , η_M und η_V die Wirkungsgrade der Komponenten Elektrolyse (E), Methanisierung (M) und Verstromung (V) bezeichnen. $\eta_{M,ES}$ ist der Brennstoffnutzungsgrad der Methanisierung unter Einbeziehung deren Stromerzeugung, $\eta_{V,GuD}$ bezeichnet den Wirkungsgrad der Verstromung, wenn diese im GuD-Prozess betrieben würde als $\eta_{V,GuD} = 0.6$. Damit ergeben sich die Gesamtwirkungsgrade η_u und η_o als unterer bzw. oberer Wirkungsgrad, abhängig davon, welcher Anteil des erzeugten Stroms in der Methanisierung direkt ins Netz gespeist werden kann. $\eta_{u,GuD}$ und $\eta_{o,GuD}$ geben analog dazu den unteren bzw. oberen Wirkungsgrad unter Verwendung eines GuD-Prozesses in der Verstromung an. Die errechneten Wirkungsgrade der Gesamtanlage sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst. Diese gelten natürlich nur unter der Annahme verlustfreier Speicher. Detailliertere Beschreibungen zu den Annahmen und Abgrenzungen der Speicher folgen im nächsten Abschnitt.

Tabelle 4.4.: Errechnete Wirkungsgrade der Gesamtanlage² unter Vollast

η_u [%]	19,8
η_o [%]	21,3
$\eta_{u,GuD}$ [%]	28,3
$\eta_{o,GuD}$ [%]	30,5

4.2.1. Speicher

Die entwickelte Anlage benötigt insgesamt fünf Speicher für die fünf zu speichernden Medien H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 und H_2O . Auf die Speicherung von H_2 und CH_4 wurde bereits in

²Die errechneten Wirkungsgrade können in Abhängigkeit der Anlagengröße leicht schwanken

Abschnitt 3.3.3 eingegangen. Diese Ausführungen können bezüglich Angaben über Speicherkapazität und ähnlichen Eigenschaften prinzipiell auf die anderen Medien übertragen werden. Allerdings ergeben sich einige Probleme aus den unterschiedlichen Stoffeigenschaften.

Die Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern wurde bisher nur zu Demonstrationszwecken vorgenommen, dahingegen wurden Wasserstoffspeicher in Kavernen bereits realisiert und scheinen ähnliche Eigenschaften wie Erdgasspeicher zu besitzen. Dennoch muss ein Nachweis über die Dichte des Salzgesteins und aller verwendeten Baumaterialien erst erbracht werden [30].

Für die Untertage-Speicherung von Sauerstoff konnten im Zuge dieser Arbeit keine Referenzen gefunden werden, hierbei handelt es sich offenbar um unerforschtes Gebiet. Problematisch dürfte allerdings die hohe Reaktivität des Sauerstoffs sein. Eventuelle unerwünschte Reaktionen im Speicher sowie das Gefahrenpotential durch unerwünschtes Austreten des Sauerstoffs müssen erst evaluiert werden.

Die Speicherung von Kohlenstoffdioxid in Untertage-Speichern wurde speziell im Hinblick auf die Abscheidung und Speicherung des CO_2 aus fossilen Kraftwerken forciert, um den Ausstoß dieses Treibhausgases in die Atmosphäre zu vermeiden. In Deutschland wurde eigens ein Gesetz für die Speicherung von CO_2 in solchen Speichern verabschiedet [5]. Die Realisierung solcher Speicher stößt allerdings auf Widerstand durch die potentiellen Gefahren eines unerwünschten Stoffaustritts. In Österreich ist die geologische Speicherung von CO_2 sogar verboten [22].

Aus heutiger Sicht ist die Speicherung von H_2O am unproblematischsten. Dieses liegt in flüssiger Form vor, eine Kompression und aufwendige Speicherung unter Druck entfallen. Der Bedarf an Speichervolumen ist selbst im Vergleich zu unter hohen Drücken gespeicherten Gasen gering. Allerdings muss auf die Reinhaltung des Wassers geachtet werden, was eine Untertage-Speicherung vermutlich ausschließt (die RAG verwendet in einer PtG-Anlage eine Umkehrosmose-Anlage zur Reinigung von Brunnenwasser für eine Elektrolyse [23]).

Im Hinblick auf den Betrieb der Anlage wäre die zweckdienlichste Art der Speicherung aller Medien vermutlich die Nutzung von Kavernen für die Gase H_2 , O_2 , CH_4 und CO_2 sowie Wassertanks für das flüssige H_2O . Stünde eine genügend große Salzgesteinsformation zur Verfügung, so könnten die vier Gasspeicher (bzw. mehrere Kavernen pro Medium) entsprechend der Anforderungen an die Anlage aus dem Gestein herausgearbeitet werden.

Die vorliegende Arbeit befasst sich über diesen Punkt hinaus nicht mit den Problematiken die von Stoffeigenschaften der Medien oder gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgeworfen werden. Lediglich Speicherkapazitäten und (sich durch deren zeitlichen Verlauf ergebende) Ein- und Ausspeicherraten werden betrachtet. Zur weiteren Vereinfachung wird angenommen, dass diese Raten beliebig hoch sein können und damit die Ein- und Ausspeicherleistungen unbegrenzt sind. Zusätzlich werden Verluste bei der Befüllung und Entleerung der Speicher sowie eine mögliche Selbstentladung vernachlässigt. Außerdem wird davon ausgegangen, dass keine Mindestfüllmenge vorhanden sein muss.

4.3. Verhalten im Betrieb

Die in Tabelle 4.4 angegebenen Wirkungsgrade beziehen sich auf den Betrieb bei Nennleistung. Üblicherweise sinken diese aber im Teillastbereich. Daher werden im Folgenden die Verbrauchscharakteristika der Anlage unter Teillast untersucht.

Das Modell der Elektrolyse wird zu jedem Zeitpunkt im Design simuliert. Das bedeutet, dass ihre Größe immer optimal auf den jeweiligen Betriebspunkt angepasst wird. Unter der Annahme, dass die gesamte Elektrolyse aus unabhängig voneinander agierenden Zellen bzw. Modulen besteht, welche nach Bedarf zu- bzw. abgeschaltet werden und dadurch beinahe immer unter Vollast laufen, kann diese Modellierung - obwohl nicht korrekt im Sinne der Design/Off-Design Systematik simuliert - als ausreichend realitätsnah betrachtet werden. Dadurch ergibt sich ein konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Teillastbereich.

Da die Methanisierung in einem konstanten Betriebspunkt (Nennleistung) bzw. sehr nah an diesem betrieben wird, ist eine Betrachtung in Teillastbereichen nicht notwendig. Der Wirkungsgrad der Methanisierung (bzw. Ein- und Ausströmraten der einzelnen Gase) wird als konstant angenommen.

Im Gegensatz zur Elektrolyse hängt der Wirkungsgrad der Verstromung sehr stark vom Betriebspunkt ab und wird entsprechend der Vorgabe von Residuallasten auch in niedrigen Teillasten betrieben. Eine Untersuchung der ein- und ausgehenden Stoffströme in diesen Teillastbereichen ist daher notwendig. Abbildung 4.5 zeigt den Verbrauch an CH_4 in Abhängigkeit der Ausgangsleistung beispielhaft für eine 500 MW Anlage. Dabei ist sowohl der lineare Zusammenhang zwischen Verbrauch und Leistung (konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Teillastbereich) sowie der nichtlineare reale Verlauf, welcher in einer

Parameterstudie am Modell ermittelt wird, dargestellt. Da alle umgesetzten Stoffe aufgrund der Stoffbilanzen ausgeglichen sein müssen, ist der relative reale Verlauf für alle Verbräuche (O_2, CH_4) sowie Ausstöße (CO_2, H_2O) identisch.

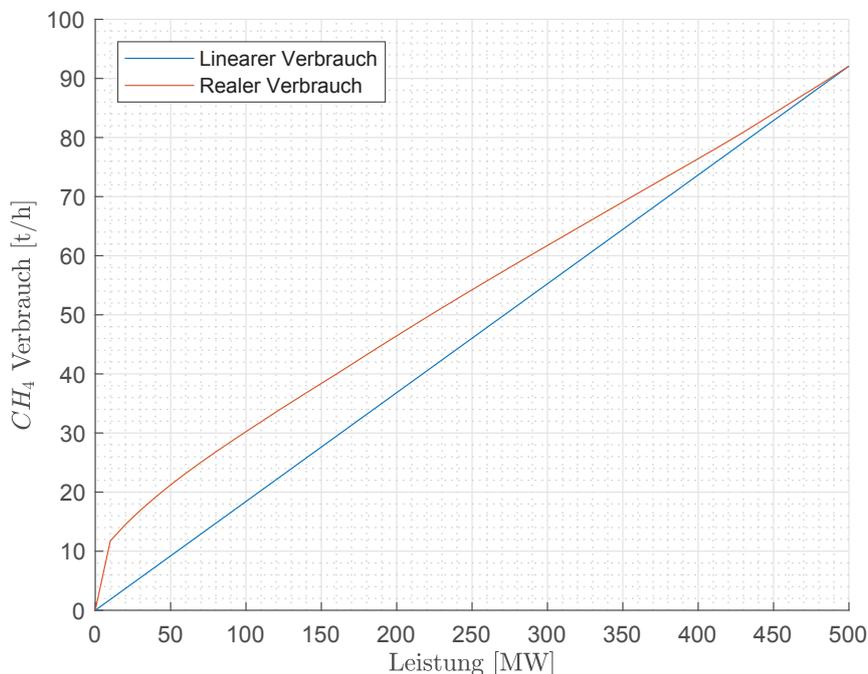


Abbildung 4.5.: CH_4 Verbrauch der Verstromung in Abhängigkeit der Leistung

4.4. Optimierung

Im Zuge der Optimierungsaufgaben wird ein numerischer Optimierungsalgorithmus verwendet. Dieser wird sowohl für die Dimensionierung der Anlage, als auch für die Erstellung eines Fahrplans für eine bestehende Anlage im Betrieb genutzt. Beide Begrifflichkeiten folgen folgenden Definitionen:

- **Auslegung** ist die Ermittlung der optimalen Werte für die Nennleistung aller drei Anlagenkomponenten sowie die Bestimmung der notwendigen Speichergrößen aller fünf Medien für einen optimalen Betrieb.
- **Fahrplanoptimierung** ist die Optimierung der zukünftigen Fahrweise einer gegebenen Anlage im Betrieb. Das bedeutet, dass eine bestimmte Anlage mit Nennleistungen und Speicherkapazitäten zu einem beliebigen Zeitpunkt bestimmte Füllstände der Speicher aufweist. Es wird davon ausgegangen, dass zu diesem Zeitpunkt eine

Prognose über die zukünftige Residuallast vorliegt. Mithilfe dieser Prognose sowie den zuvor genannten Randbedingungen wird ein optimaler Fahrplan erstellt. Es wird weiter angenommen, dass die tatsächlich auftretende Residuallast der Prognose über eine bestimmte Anzahl an Zeitintervallen hinweg folgt. Folglich wird auch die Anlage entsprechend dem ermittelten Fahrplan betrieben. Liegt dann eine neue Prognose vor, so wird die Optimierung mit dieser neuen Prognose und den neuen aktuellen Speicherständen erneut durchgeführt. Dieser Prozess wird im Betrieb immer dann durchlaufen, wenn eine neue Prognose vorliegt und der Fahrplan somit laufend adaptiert.

In den nächsten Abschnitten werden zunächst zwei Algorithmen vorgestellt und anschließend deren Einsatz in Auslegung und Fahrplanoptimierung beschrieben.

4.4.1. Optimierungsalgorithmus: Linear Least-Squares Problem Solver

Der verwendete Algorithmus ist in diversen Softwarepaketen und Programmiersprachen wie MATLAB, Octave oder Python (unter der Verwendung des Pakets CVXOPT als Basis des Algorithmus) implementiert und wird meist *lsqlin* (linear least-squares problem solver) genannt. Für die vorliegende Arbeit wurde MATLAB mit dessen Implementierung der Funktion *lsqlin* [14] verwendet.

Der Optimierer löst ein lineares Problem in der Form [14]

$$\min \frac{1}{2} \|Cx - d\|_2^2 \quad (4.2)$$

im Sinne der kleinsten Fehlerquadrate unter den Randbedingungen bzw. innerhalb der Grenzen [14]

$$Ax \leq a \quad (4.3a)$$

$$Bx = b \quad (4.3b)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.3c)$$

Hierbei kommen die Variablen C, d, A, a, B, b als Eingabeparameter zum Einsatz, x stellt das Ergebnis dar. Im Zuge der Optimierung wird nun $C = I$ (wobei I die Einheitsmatrix

darstellt) und d als die Residuallast R gesetzt. Dies bedeutet, dass d (bzw. R) ein Vektor ist, der die diskretisierte Residuallast darstellt, wobei jeder Eintrag in diesem Vektor die positive bzw. negative Residuallast im jeweiligen Zeitintervall ist. Diese Zeitschritte können in beliebiger „Auflösung“ vorliegen, so z.B. als 15 Min, 60 Min, 12 h, 24 h, usw. Es ist lediglich darauf zu achten, dass alle weiteren Parameter (C, A, a, B, b) ebenfalls in der gleichen Auflösung eingesetzt werden. Die Ergebnisvariable x ergibt sich dann als Vektor der gleichen Länge wie d und stellt den optimalen Betriebspunkt der Gesamtanlage in jedem einzelnen Zeitschritt dar.

Durch die Zielfunktion in (4.2) weist die Lösung folgende Eigenschaften auf:

- **Minimierung der Residuallast:** Die Differenz zwischen d und x in jedem Zeitintervall wird minimiert und der erzeugte Fahrplan damit nach Möglichkeit an die Residuallast angeglichen. Auf diese Weise erreicht die verbleibende Residuallast, welche durch Überlagerung der ursprünglichen Residuallast mit der Fahrweise der Anlage (entsprechend dem Ergebnis x) entsteht, die kleinstmöglichen Ausmaße. „Kleinste Ausmaße“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Summe aller Absolutwerte der verbleibenden Residuallast minimal ist.
- **Glättung der Residuallast:** Durch die Minimierung der Summe aller *Quadrate* der Differenzen (anstatt der Summe aller Differenzen), wird die verbleibende Residuallast nach Möglichkeit geglättet. Dies soll an einem Beispiel, welches auch in Abbildung 4.6 dargestellt ist, veranschaulicht werden:

Sei R eine Residuallast über fünf Zeitintervalle, $R = [0, 10, 8, 10, 0]$ und x_{opt} eine optimale Lösung $x_{opt} = [0, 5, 3, 5, 0]$. Die verbleibende Residuallast R_{verb} wäre in diesem Fall $R_{verb} = R - x_{opt} = [0, 5, 5, 5, 0]$, die Summe aller Absolutwerte $S_{verb} = 15$ und die Summe aller Quadrate der Absolutwerte $S_{q,verb} = 75$. Verändern wir nun die optimale Lösung sodass $x'_{opt} = [0, 4, 4, 5, 0]$, so ergibt sich $R'_{verb} = [0, 6, 4, 5, 0]$. Es ist leicht einzusehen, dass R'_{verb} weniger „glatt“ ist als R_{verb} . Dennoch ist S'_{verb} nach wie vor 15, allerdings ist $S'_{q,verb}$ auf 77 gestiegen.

Ein Minimaler Wert der Summe aller Quadrate der Abweichung zwischen dem Fahrplan und der Residuallast ist also ein Indikator für eine möglichst glatte, verbleibende Residuallast.

Im Vorfeld der Optimierung wird die Residuallast bearbeitet. Dazu wird zuerst die elektrische Leistung der Methanisierung berücksichtigt. Die tatsächliche Residuallast wird um diesen Betrag verringert, sodass ein anlageninternem Sollwert entsprechend

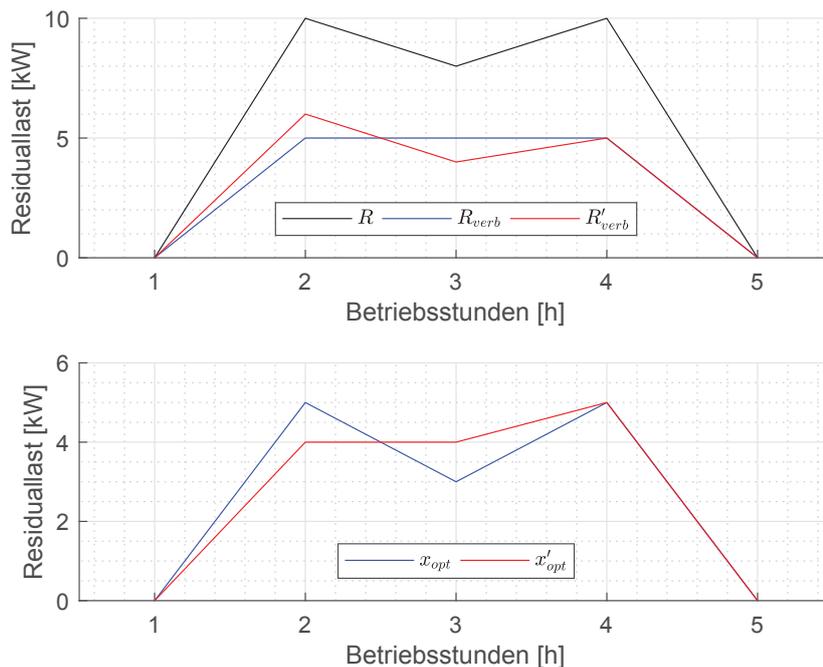


Abbildung 4.6.: Veranschaulichung der Wirkungsweise der Zielfunktion

$$AI_{Soll} = R - P_{SM} \quad (4.4)$$

bestimmt wird, wobei P_{SM} die elektrische Leistung der Methanisierung (Strom Methanisierung) bezeichnet. Dies ist zulässig, da im Falle positiver Residuallasten die Verstromung um P_{SM} weniger Leistung ans Netz liefern muss. Im Falle negativer Residuallasten muss die Elektrolyse um P_{SM} mehr Leistung aufnehmen, als das Netz bereit stellt. Die Sollwerte für die Elektrolyse bzw. Verstromung ergeben sich aus

$$Sw_{E,i} = |\min(AI_{Soll,i}, 0)|, 1 \leq i \leq n_h \quad (4.5a)$$

$$Sw_{V,i} = |\max(AI_{Soll,i}, 0)|, 1 \leq i \leq n_h \quad (4.5b)$$

Der gesamte Sollfahrplan Sw_G entspricht dann wiederum $Sw_G = AI_{Soll} = Sw_{V,i} - Sw_{E,i}$. Diese modifizierten Sollwerte werden dem Optimierer zugeführt als

$$d_E = Sw_E \quad (4.6a)$$

$$d_V = Sw_V \quad (4.6b)$$

Als Randbedingungen der Optimierung sind folgende Punkte zu nennen:

1. **Maximalleistung:** Der optimierte Fahrplan darf in keinem Zeitintervall die Nennleistung der jeweiligen Komponente übersteigen.
2. **Maximale Leistungsänderung:** Die Änderung der Leistung von einem Zeitintervall zum nächsten darf die zulässigen Rampenraten nicht übersteigen.
3. **Kein gleichzeitiger Betrieb:** Elektrolyse und Verstromung dürfen in keinem Zeitintervall zusammen betrieben werden.
4. **Residuallast begrenzt Maximalleistung:** Die Elektrolyse darf nicht mehr Energie vom Netz aufnehmen als durch die Residuallast gegeben ist, analog darf die Verstromung nicht mehr Energie ins Netz speisen als benötigt wird.
5. **Nutzung elektrischer Energie aus der Methanisierung:** Die elektrische Energie die in der Methanisierung erzeugt wird, soll - wenn möglich - direkt zur Deckung der Residuallast genutzt werden. Ist die Residuallast aber geringer als diese erzeugte Leistung oder negativ, so soll die Elektrolyse mindestens diese (überschüssige) Leistung aufnehmen.
6. **Speicherstände:** Die Anlage muss so betrieben werden, dass
 - a) die Zu- und Abflüsse der Speicher über die gesamte Periode ausgeglichen sind sowie
 - b) die höchsten auftretenden Speicherstände die Speichergroße nicht übersteigen.

Die Implementierung der Randbedingungen erfolgt bis auf Punkt 6b für Auslegung und Fahrplanerstellung in gleicher Weise. Diese wird nachstehend im Detail beschrieben, auf Punkt 6b wird im jeweiligen Abschnitt eingegangen. Im Folgenden wird die Erstellung eines Ungleichungssystems für jede Randbedingung separat beschrieben. Diese einzelnen Systeme werden am Ende zu einem Gesamtsystem zusammengesetzt. Anmerkung: Selbstverständlich müssen nicht alle von diesen Randbedingungen implementiert bzw. für ein konkretes Szenario eingesetzt werden. Beispielsweise könnte man Bedingung 4 entfernen, falls dies gewünscht ist. Für alle Auswertungen der vorliegenden Arbeit wurden allerdings immer alle der angeführten Randbedingungen verwendet.

Die Begrenzung der Leistung auf die jeweilige Maximalgrenzen in allen Zeitintervallen

$$x_i \leq P_{Nenn} \quad (4.7)$$

für alle $1 \leq i \leq n_h$ (n_h repräsentiert die Anzahl an Zeitintervallen) wird erreicht indem $A = I_{n_h, n_h}$ gesetzt wird, wobei I_{n_h, n_h} die Einheitsmatrix der Dimension $n_h \times n_h$ bezeichnet. a entspricht $a = \mathbb{1}_{n_h, 1} \cdot P_{Nenn}$, wobei P_{Nenn} die Nennleistung der jeweiligen Komponente darstellt.

Die Begrenzung der Leistungsänderung zwischen allen Zeitintervallen wird durch

$$x_i - x_{i+1} \leq \Delta P_{ab} \quad (4.8a)$$

$$-x_i + x_{i+1} \leq \Delta P_{auf} \quad (4.8b)$$

für alle $1 \leq i \leq n_h - 1$ implementiert. Dies wird erreicht indem für die Leistungsänderung nach unten

$$A = [I_{n_h-1, n_h-1} | 0_{n_h-1, 1}] - [0_{n_h-1, 1} | I_{n_h-1, n_h-1}] \quad (4.9)$$

setzt wird, wobei $0_{n_h-1, 1}$ der Nullvektor der Größe $n_h \times 1$ ist. a wird als $a = \mathbb{1}_{n_h, 1} \cdot \Delta P_{ab}$ gewählt, wobei $\mathbb{1}_{n_h, 1}$ die Einsmatrix der Größe $n_h \times 1$ und ΔP_{ab} die maximale Leistungsänderung nach unten bezeichnen. Analog wird für die Leistungsänderung nach oben

$$A = -[I_{n_h-1, n_h-1} | 0_{n_h-1, 1}] + [0_{n_h-1, 1} | I_{n_h-1, n_h-1}] \quad (4.10)$$

gesetzt und $a = \mathbb{1}_{n_h, 1} \cdot \Delta P_{auf}$ gewählt.

Um sicher zu gehen, dass Elektrolyse und Verstromung niemals gleichzeitig betrieben werden, wird wie bei der Begrenzung der Maximalleistung vorgegangen. Allerdings gilt in diesem Fall $a_i = 0, 1 \leq i \leq n_h$. Aus A und a werden aber anschließend für die Elektrolyse nur jene Zeilen i ausgewählt, für die $Sw_{E,i} = 0$ gilt. Analog werden für die Verstromung nur jene Zeilen i aus A und a ausgewählt, für die $Sw_{V,i} = 0$ gilt.

Die Sicherstellung, dass Elektrolyse und Verstromung nicht mehr leisten als vom Netz vorgegeben, erfolgt wie bei der Verhinderung des gleichzeitigen Betriebs. Dies bedeutet, dass alle Zeitintervalle mit dem Sollwert des jeweiligen Intervalls begrenzt werden, sodass $a_i = Sw_{E,i}$ (Elektrolyse) bzw. $a_i = Sw_{V,i}$ (Verstromung) für alle $1 \leq i \leq n_h$ gilt. Außerdem

werden nur jene Zeilen i aus A und a ausgewählt, für die $Sw_{E,i} > 0$ im Falle der Elektrolyse und $Sw_{V,i} > 0$ im Falle der Verstromung gilt.

Die Elektrolyse soll jene Anteile an elektrischer Leistung, welche von der Methanisierung nicht ins Netz gespeist werden können, aufnehmen. Dies bedeutet, dass die Elektrolyse in jedem Zeitintervall mit dem kleineren der beiden Werte R_i bzw. P_{SM} nach unten begrenzt wird (Minimalleistung). Dafür wird $A = -I_{n_h, n_h}$ und $a_i = -\min(R_i, P_{SM})$, $1 \leq i \leq n_h$ gesetzt. Aus diesem System werden aber sowohl für A als auch a lediglich jene Zeilen übernommen, für die $Sw_{E,i} > 0$ gilt.

Wurden alle Ungleichungssysteme für jede relevante Komponente (Elektrolyse und Verstromung) erstellt, werden diese zu je einem Gesamtsystem zusammengesetzt als

$$A = \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ \vdots \\ A_{n_{RB}} \end{bmatrix}, a = \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_{n_{RB}} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

wobei $A_1, A_2, \dots, A_{n_{RB}}$ bzw. $a_1, a_2, \dots, a_{n_{RB}}$ die einzelnen Ungleichungssysteme von insgesamt n_{RB} Randbedingungen bezeichnen.

Die Zielfunktion sowie alle bis zu diesem Punkt beschriebenen Randbedingungen werden für jede Anlagenkomponente separat erstellt. Damit ergibt sich beispielsweise für die Zielfunktion C_E, C_M und C_V für Elektrolyse (E), Methanisierung (M) und Verstromung (V). Analoges gilt für die Variablen d, A, a, B und b . Um die Optimierung für die Gesamtanlage durchführen zu können, müssen diese Komponentenvariablen zu Gesamtvariablen zusammengesetzt werden als

$$C = \begin{bmatrix} C_E & 0_{n_h, 1} & 0_{n_h, n_h} \\ 0_{n_h, n_h} & C_M & 0_{n_h, n_h} \\ 0_{n_h, n_h} & 0_{n_h, 1} & C_V \end{bmatrix}, d = \begin{bmatrix} d_E \\ d_M \\ d_V \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

$$A = \begin{bmatrix} A_E & 0_{n_{ZAE}, 1} & 0_{n_{ZAE}, n_{ZAE}} \\ 0_{n_{ZAM}, n_{ZAM}} & A_M & 0_{n_{ZAM}, n_{ZAM}} \\ 0_{n_{ZAV}, n_{ZAV}} & 0_{n_{ZAV}, 1} & A_V \end{bmatrix}, a = \begin{bmatrix} a_E \\ a_M \\ a_V \end{bmatrix}$$

wobei n_{AZE}, n_{AZM} und n_{AZV} die Anzahl an Zeilen in A_E, A_M und A_V bezeichnen. Es ist zu beachten, dass B und b hier nicht angeführt sind, da bis zu diesem Punkt keine Randbedingungen mit Gleichungen beschrieben wurden. Außerdem sind bisher noch keine

Ungleichungsbedingungen für die Methanisierung vorhanden (dies gilt in weiterer Folge für die Auslegung, in der Fahrplanoptimierung werden Randbedingungen definiert), daher gilt $A_M = 0_{1,1}$ und $a_M = 0$. Weiter ist $C_M = 0_{1,1}$ und $d_M = 0$.

Das Gesamtsystem aus C und d führt dazu, dass die Lösung x von der Dimension $2n_h+1 \times 1$ ist. Dabei repräsentieren die ersten n_h Elemente in x den Fahrplan der Elektrolyse (in kW im Zeitintervall 1 bis n_h), das Element n_h+1 die (konstante) Leistung der Methanisierung (in kg H_2 pro Zeitintervall) und die letzten n_h Elemente den Fahrplan der Verstromung (in kW im Zeitintervall 1 bis n_h) sodass

$$x = \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_{n_h} \\ x_{n_h+1} \\ x_{n_h+2} \\ \vdots \\ x_{2n_h+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{E,1} \\ \vdots \\ x_{E,n_h} \\ x_M \\ x_{V,1} \\ \vdots \\ x_{V,n_h} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Aus Gründen der einfacheren Übersichtlichkeit wird x ab diesem Punkt immer in Komponentenschreibweise x_E , x_M und x_V dargestellt.

Anschließend muss noch sichergestellt werden, dass die Zu- und Abflüsse der Speicher über eine Periode ausgeglichen sind. Dies wird im Gleichungssystem B, b ausgedrückt. Dazu ist es wichtig, dass bereits das vollständige System (also mit allen drei Komponenten) verwendet wird. Dies liegt daran, dass die Speicher die Schnittstelle zwischen den einzelnen Komponenten sind, eine isolierte Betrachtung ist nicht möglich. Die Veränderung des Speicherstandes $\Delta m_{Sp}(i)$ von einem beliebigen Ausgangswert bis zum Zeitintervall i ergibt sich als

$$\Delta m_{Sp}(i) = \sum_{j=1}^i \dot{m}_{Zu}(j) - \sum_{j=1}^i \dot{m}_{Ab}(j) \quad (4.15)$$

wobei $\dot{m}_{Zu}(i)$ und $\dot{m}_{Ab}(i)$ den zufließenden bzw. abfließenden Massenstrom zum bzw. vom

Speicher im Zeitintervall i bezeichnen. Im Falle des Wasserstoffspeichers ergeben sich die Massenströme als

$$\dot{m}_{Zu,H_2}(i) = UMF_{H_2-ES} \cdot x_{E,i} \quad (4.16a)$$

$$\dot{m}_{Ab,H_2}(i) = x_M \quad (4.16b)$$

wobei UMF_{H_2-ES} den Umrechnungsfaktor von einer kWh elektrischem Strom in ein kg Wasserstoff bezeichnet. Für den Fall, dass die vorgegebene Residuallast in Stunden aufgelöst ist, entsprechen die Leistungswerte in x_E und x_V gleichzeitig den Energiewerten (1 kW über den Zeitraum von einer Stunde ergibt eine Energie von 1 kWh). Damit berechnen wir die Summe aller Zu- bzw. Abflüsse zum bzw. vom Wasserstoffspeicher bis zu einem Zeitintervall i als

$$\sum_{j=1}^i \dot{m}_{Zu,H_2}(j) = UMF_{H_2-ES} \cdot x_{E,1} + \dots + UMF_{H_2-ES} \cdot x_{E,i} \quad (4.17a)$$

$$= [UMF_{H_2-ES}, \dots, UMF_{H_2-ES}] \cdot \begin{bmatrix} x_{E,1} \\ \vdots \\ x_{E,i} \end{bmatrix} \quad (4.17b)$$

$$= \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{H_2-ES} \cdot x_{E-i} \quad (4.17c)$$

$$\sum_{j=1}^i \dot{m}_{Ab,H_2}(j) = i \cdot x_M \quad (4.17d)$$

wobei x_{E-i} einen Vektor mit den ersten i Elementen aus x_E bezeichnet. Analog gilt für den Methanspeicher

$$\sum_{j=1}^i \dot{m}_{Zu,CH_4}(j) = i \cdot UMF_{CH_4-H_2} \cdot x_M \quad (4.18a)$$

$$\sum_{j=1}^i \dot{m}_{Ab,CH_4}(j) = UMF_{CH_4-ES} \cdot x_{V,1} + \dots + UMF_{CH_4-ES} \cdot x_{V,i} \quad (4.18b)$$

$$= [UMF_{CH_4-ES}, \dots, UMF_{CH_4-ES}] \cdot \begin{bmatrix} x_{V,1} \\ \vdots \\ x_{V,i} \end{bmatrix} \quad (4.18c)$$

$$= \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{CH_4-ES} \cdot x_{V-i} \quad (4.18d)$$

wobei x_{V-i} einen Vektor mit den ersten i Elementen aus x_V , $UMF_{CH_4-H_2}$ den Umrechnungsfaktor von einem kg Wasserstoff in ein kg Methan und UMF_{CH_4-ES} den Umrechnungsfaktor von einem kg Methan in eine kWh elektrische Energie bezeichnen.

Um einen Ausgleich eines Speichers über eine Periode zu garantieren, setzen wir $i = n_h$, wodurch $x_{E-n_h} = x_E$ und $x_{V-n_h} = x_V$ und fordern nun, dass $\Delta m_{Sp}(i = n_h) = 0$ gilt. Dazu setzen wir die eben abgeleiteten Größen zu einem Gesamtgleichungssystem zusammen als

$$\begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,n_h} \cdot UMF_{H_2-ES} & & -n_h & & 0_{1,n_h} \\ & 0_{1,n_h} & & n_h \cdot UMF_{CH_4-H_2} & -\mathbb{1}_{1,n_h} \cdot UMF_{CH_4-ES} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.19a)$$

$$B \cdot x = b \quad (4.19b)$$

Da die verwendeten Medien in der Anlage ausschließlich in geschlossenen Kreisläufen zirkulieren, ist die Forderung nach ausgeglichenen Wasserstoff- und Methanspeichern ausreichend, um ausgeglichene Speicher für alle fünf Medien sicherzustellen. Dies liegt daran, dass durch die Massenbilanzen der einzelnen Medien nach dieser Festsetzung kein Freiheitsgrad mehr übrig bleibt.

Letztendlich werden noch alle unteren Grenzen für die Lösung mit 0 festgelegt (da kein Betriebspunkt negativ sein kann), sodass $lb = 0_{2n_h+1,1}$ entspricht.

Grundsätzlich gilt es zu den Randbedingungen festzuhalten, dass beliebig viele Einschränkungen als lineares Gleichungs- bzw. Ungleichungssystem hinzugefügt werden können. Allerdings ist darauf zu achten, dass mit zunehmender Anzahl an Randbedingungen die Größen der Matrizen und damit der benötigte Speicherplatz sowie die Rechenzeit signifikant ansteigen können. Es wird an dieser Stelle dringend empfohlen, so weit als möglich C , A und B als *dünnbesetzte Matrizen* (engl.: *sparse matrices*) zu verwenden. Außerdem könnten Randbedingungen, welche die Lösung nach oben oder unten beschränken (Randbedingungen 1, 3 und 4) mithilfe der Grenzen lb und ub (vgl. (4.3c)) modelliert werden. Allerdings hat sich im Laufe der vorliegenden Arbeit herausgestellt, dass die Konvergenzgeschwindigkeit in diesem Fall beträchtlich sinken kann. Aus diesem Grund wurde die Modellierung der Beschränkungen mittels linearen Ungleichungen beibehalten. Lediglich negative Werte der Lösung wurden durch die Verwendung eines lb -Vektors als Nullvektor ausgeschlossen.

Sobald die Lösung ermittelt ist, werden die jeweiligen Teile extrahiert, sodass

$$FP_E = x_E, \quad FP_M = x_M, \quad FP_V = x_V \quad (4.20)$$

wobei FP_E , FP_M und FP_V die Fahrpläne von Elektrolyse ($n_h \times 1$ Vektor), Methanisierung (ein Wert) und Verstromung ($n_h \times 1$ Vektor) darstellen. Der Gesamtfahrplan ergibt sich dann als

$$FP_G = FP_V - FP_E \quad (4.21)$$

Die elektrische Leistung, welche von der Methanisierung an das Netz (MN) bzw. die Elektrolyse (ME) geliefert wird, ist

$$FP_{MN} = \min(R_i, P_{SM}) \quad (4.22a)$$

$$FP_{ME} = P_{SM} - FP_{MN} \quad (4.22b)$$

für alle i für die $R_i > 0$ gilt. Jene Leistungen die von der Anlage ins Netz gespeist (AN) bzw. vom Netz bezogen (NA) werden sind

$$FP_{AN} = FP_V + FP_{MN} \quad (4.23a)$$

$$FP_{NA} = FP_E - FP_{ME} \quad (4.23b)$$

und die Wechselwirkung der Anlage mit dem Netz ergibt sich als

$$FP_{WW} = FP_{AN} - FP_{NA} \quad (4.24)$$

4.4.2. Fahrplankorrektur

Wie im Abschnitt 4.3 dargelegt, hängen Wirkungsgrad bzw. Stoffströme der Verstromung zum Teil stark vom Betriebspunkt ab. In den obigen Ausführungen werden diese aber als konstant und damit unabhängig von der Leistung modelliert (was dem linearen Zusammenhang in Abbildung 4.5 entspricht). Die jeweiligen Umrechnungsfaktoren beziehen sich auf die Stoffströme bei Nennleistung.

Liefert die Optimierung nun einen Fahrplan der Verstromung, welcher viele Betriebspunkte in (niedrigen) Teillastbereichen aufweist, so weichen die Stoffströme, die in einer Simulation in Epsilon für das jeweilige Zeitintervall ermittelt werden von jenen ab, die sich aufgrund des Modells für den Optimierer ergeben. Dies führt zu einer Diskrepanz zwischen der vom Optimierer berechneten Speicherveränderung und jener des Epsilonmodells. Diese Diskrepanz wirkt sich noch beträchtlicher aus, wenn man bedenkt, dass ein Fahrplan über eine Periode von bis zu 8760 Zeitintervallen ermittelt wird.

Aus diesem Grund wird der von der Optimierung bestimmte Fahrplan entsprechend des realen Zusammenhangs zwischen Stoffströmen und Leistung angepasst. Dazu ist eine Parameterstudie notwendig, wie sie in Abbildung 4.5 dargestellt ist. Diese wird ermittelt, indem die Stoffströme in n_{PS} äquidistanten Betriebspunkten von 0 bis 100 % der Nennleistung bestimmt werden. An dieser Stelle sei nochmals angemerkt, dass aufgrund der ausgeglichenen Massenbilanzen von O_2 , CH_4 , CO_2 und H_2O die relativierten Stoffströme für alle Stoffe gleich sind. Folglich wird die Leistung eines jeden Zeitintervalls im Fahrplan so modifiziert, dass die berechnete Veränderung des Speicherstandes (der Verbrauch bzw. Ausstoß eines Stoffes über die Dauer des jeweiligen Zeitintervalls) mit jener welche vom Epsilonmodell ermittelt wird übereinstimmt. Dazu werden die gesuchten Betriebspunkte zwischen zwei Punkten aus der Parameterstudie linear interpoliert. Abbildung 4.7 zeigt eine solche Korrektur beispielhaft am CH_4 Verbrauch einer 500 MW Anlage. Dabei wird die Leistung in einem Zeitintervall eines optimierten Fahrplans von etwa 240 MW (P_1) auf etwa 190 MW (P_2) reduziert, sodass der berechnete Verbrauch an CH_4 von etwa 44 t/h dem tatsächlichen entspricht.

Diese Vorgehensweise weist allerdings einige Nachteile auf:

1. Die Optimierung liefert ein im Sinne der Zielfunktion optimales und allen Randbedingungen entsprechendes Ergebnis. Eine nachträgliche Änderung dieses Ergebnisses liefert nun einen Fahrplan, der vom optimalen (möglicherweise weit) abweicht und eventuell Randbedingungen verletzt. Diese Nachbearbeitung konterkariert die fundamentale Idee des Einsatzes eines Optimierungsalgorithmus und ist daher äußerst unbefriedigend.
2. Wenn der Übergang von einem Zeitintervall hoher Leistung (z.B. Vollast) zu einem Intervall sehr niedriger Leistung exakt der maximal möglichen Rampenrate entspricht, so wird diese bei weiterer Verringerung der Leistung verletzt.
3. Liegt der tatsächliche Wirkungsgrad (aus welchem Grund auch immer) in Teilen

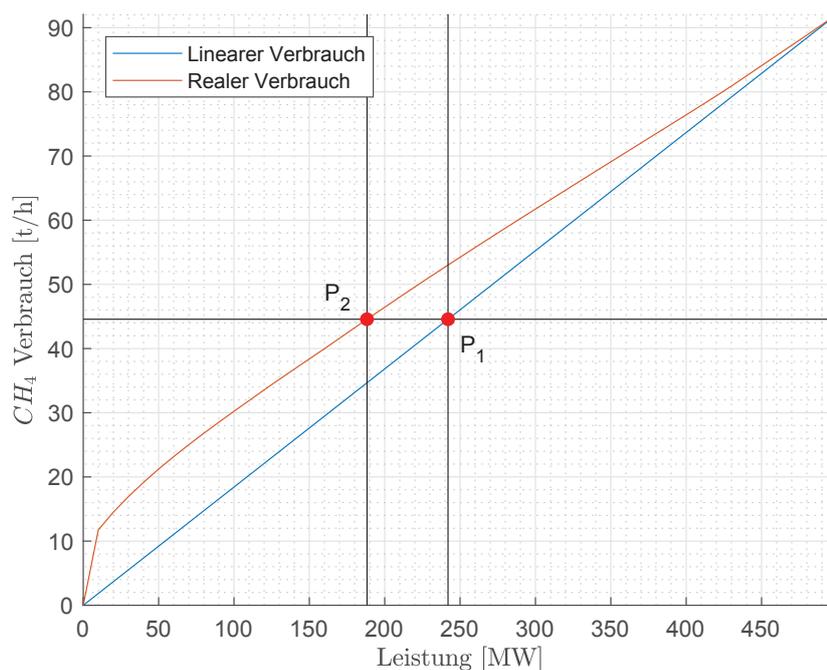


Abbildung 4.7.: Beispiel einer Fahrplankorrektur

des Leistungsbereiches über dem konstanten, so würde die Fahrplankorrektur die Leistung in einem solchen Zeitintervall erhöhen. Dies könnte Randbedingung 4 verletzen.

Aus diesen Gründen wird im nächsten Abschnitt eine Alternative zur Fahrplankorrektur präsentiert.

4.4.3. Optimierungsalgorithmus: Zielfunktionsminimierung

MATLAB bietet mit der Funktion *fmincon* [15] die Möglichkeit das Minimum einer eingeschränkten, nichtlinearen, multivariablen Funktion zu bestimmen. Die Minimierung erfolgt dabei als [15]

$$\min_x f(x) \quad (4.25)$$

unter den Randbedingungen bzw. innerhalb der Grenzen [15]

$$c(x) \leq 0 \quad (4.26a)$$

$$c_{eq}(x) = 0 \quad (4.26b)$$

$$Ax \leq a \quad (4.26c)$$

$$Bx = b \quad (4.26d)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.26e)$$

Dabei haben x , A , a , B , b , lb und ub die gleichen Bedeutungen wie in (4.3). Die zu minimierende Funktion $f(x)$ ist eine beliebig vorgegebene Funktion, welche auch nichtlinear sein kann. $c(x)$ und $c_{eq}(x)$ sind nichtlineare Funktionen, welche als Ergebnis Vektoren liefern, die nichtlineare Randbedingungen beschreiben. Die Kostenfunktion wird so gewählt, dass sie die gleiche Wirkung wie (4.2) entfaltet:

$$f(x) = \sum_{i=1}^{n_h} (z_A \circ x - d)^2 = (z_A \circ x - d) \cdot (z_A \circ x - d)^T \quad (4.27)$$

wobei z_A einen bool'schen Vektor darstellt, welcher 1 an allen Stellen von x enthält, die direkten Einfluss auf die Qualität der Lösung haben und 0 an allen anderen (x_M soll zwar im Zuge der Optimierung bestimmt werden, dafür liegt allerdings kein Optimalwert vor, wodurch x_M beliebige Werte annehmen kann, ohne die Lösungsqualität zu beeinflussen). Konkret ist z_A für alle x_E und alle x_V gleich eins. Zusätzlich wird *fmincon* noch der Gradient dieser Funktion

$$g(x) = \nabla f(x) = 2 \cdot (z_A \circ x - d) \circ z_A \quad (4.28)$$

übergeben, damit die Minimierung schneller konvergiert. Hierbei ist ∇ der Nablaoperator. Um die realen, nichtlinearen Stoffströme der Verstromung zu modellieren wird eine Funktion entwickelt, welche den relativen Verbrauch der Ströme über den gesamten Lastbereich abbildet. Hierfür wird die Abweichung der realen Werte von den linearen (vgl. Abbildung 4.5) durch zwei überlagerte Exponentialfunktionen angenähert, sodass

$$\dot{m}_{rel} = \left[d_{lim} \cdot \left(-e^{\frac{-P_V}{\tau_1}} + e^{\frac{-P_V}{\tau_2}} \right) + P_V \right] \cdot \frac{1}{P_{V,Nenn}} \quad (4.29)$$

Dabei ist \dot{m}_{rel} der relative Stoffstrom (bezogen auf den maximalen Strom bei Nennleistung), P_V die Leistung der Verstromung im jeweiligen Zeitintervall und $P_{V,Nenn}$ die Nennleistung der Verstromung. d_{lim} , τ_1 und τ_2 sind drei frei wählbare Parameter die dazu dienen, die Funktion (4.29) an die Daten der Parameterstudie anzupassen. Dazu werden die

Daten einer solchen Parameterstudie zu Beginn eines Optimierungsdurchlaufs geladen, eine Kurvenanpassung durchgeführt und so die drei Parameter ermittelt. Die Maximalwerte für die Ströme von O_2 , CH_4 , CO_2 und H_2O (in die sowie aus der Verstromung) werden mit $\dot{m}_{O_2,max}$, $\dot{m}_{CH_4,max}$, $\dot{m}_{CO_2,max}$ und $\dot{m}_{H_2O,max}$ bezeichnet und ergeben sich aus der Multiplikation der entsprechenden Umrechnungsfaktoren UMF_{ES-O_2} , UMF_{ES-CH_4} , UMF_{ES-CO_2} und UMF_{ES-H_2O} mit $P_{V,Nenn}$. \dot{m}_{rel} bewegt sich damit in dem Größenbereich $0 \leq \dot{m}_{rel} \leq 1$ und die tatsächlichen Stoffströme ergeben sich damit als $\dot{m}_{rel} \cdot \dot{m}_{max}$ mit \dot{m}_{max} des jeweiligen Mediums.

Abbildung 4.8 zeigt das Ergebnis einer solchen Kurvenanpassung zu den realen Daten einer Parameterstudie.

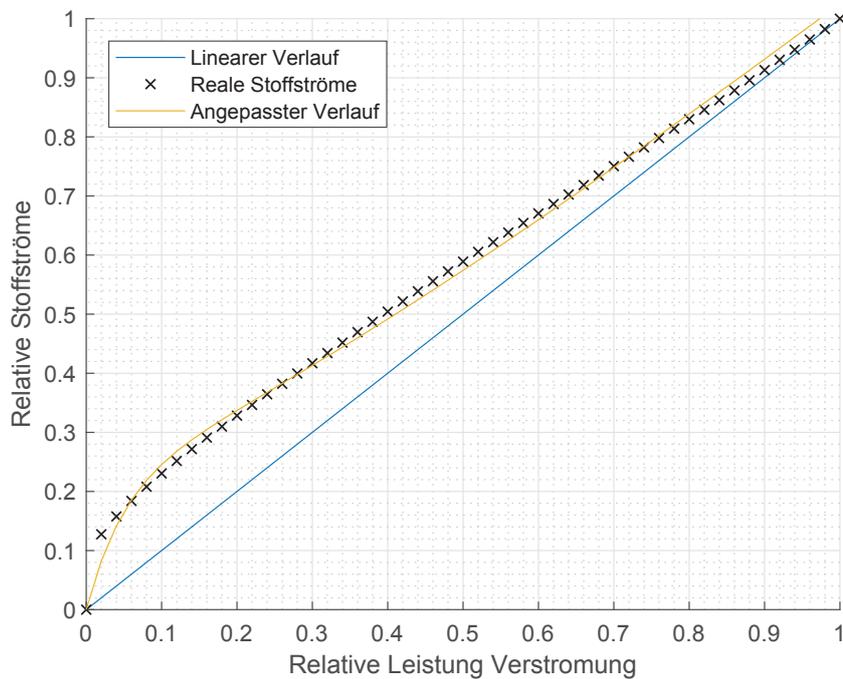


Abbildung 4.8.: Parameterstudie mit realen Stoffstromdaten zusammen mit dem angepassten (gefitteten) Verlauf

Mithilfe von Gleichung (4.29) können wir nun die nichtlineare Gleichung $c_{eq}(x)$ aufstellen:

$$c_{eq}(x) = \dot{m}_{rel} - x_S \quad (4.30a)$$

$$c_{eq}(x) = \left[d_{lim} \cdot \left(-e^{\frac{-x_V}{\tau_1}} + e^{\frac{-x_V}{\tau_2}} \right) + x_V \right] \cdot \frac{1}{P_{V,Nenn}} - x_S \quad (4.30b)$$

Dabei ist x_V die abgegebene elektrische Leistung der Verstromung in allen Zeitintervallen und x_S die zu x_V gehörenden relativen Stoffströme in allen Zeitintervallen. Da $fmincon$ x entsprechend (4.26b) optimiert, ist dieser Zusammenhang sichergestellt. Dies bedeutet, dass x um n_h Elemente erweitert wird, sodass x nun die Länge $3n_h + 1$ aufweist. Da keine nichtlinearen Ungleichungen als Randbedingungen vorhanden sind, wird $c(x)$ stets 0 gesetzt bzw. als Vektor ohne Elemente an $fmincon$ übergeben.

Um zum einen schnellere Konvergenz zu erreichen und zum anderen dünnbesetzte Matrizen verwenden zu können, wird der Gradient von $c_{eq}(x)$ berechnet und $fmincon$ übergeben:

$$g_{c_{eq}}(x) = \nabla c_{eq}(x) = \begin{bmatrix} 0_{n_h, n_h} \\ 0_{1, n_h} \\ I_{n_h, n_h} \circ \left[d_{lim} \cdot \left(-e^{\frac{-x_V}{\tau_1}} \cdot -\frac{1}{\tau_1} + e^{\frac{-x_V}{\tau_2}} \cdot -\frac{1}{\tau_2} \right) + 1 \right] \cdot \frac{1}{P_{V, N_{enn}}} \\ -I_{n_h, n_h} \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

Anmerkung: Die hier dargestellte Schreibweise ist im mathematischen Sinn nicht korrekt. Eigentlich handelt es sich bei (4.30) um insgesamt n_h Gleichungen. Der Nablaoperator wird daher auf jede einzelne dieser Gleichungen angewandt, was insgesamt n_h Vektoren ergibt, welche in (4.31) in einer Matrix zusammengefasst werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird diese Schreibweise im Folgenden fortgesetzt.

Der Gradient von c ist wiederum ein Vektor ohne Elemente.

Der Optimierer nutzt intern die Lagrange-Funktion $L(x, \lambda)$ um die Optimalität einer Lösung zu berechnen [16]. Diese ist definiert als [17]

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_i^{n_{ieqC}} \lambda_{g,i} g_i(x) + \sum_i^{n_{eqC}} \lambda_{h,i} h_i(x) \quad (4.32)$$

wobei $f(x)$ die Zielfunktion, n_{ieqC} die Anzahl an Randbedingungen mit Ungleichungen sowie n_{eqC} die Randbedingungen mit Gleichungen bezeichnen. $g(x)$ und $h(x)$ sind Vektorfunktionen welche alle Ungleichungen bzw. Gleichungen der Randbedingungen repräsentieren. λ_g und λ_h sind Vektoren mit den Lagrange-Multiplikatoren für alle Ungleichungen und Gleichungen. λ setzt sich aus λ_g und λ_h zusammen. Um die Konvergenzgeschwindigkeit weiter zu erhöhen kann dem Optimierer die Hessesche Matrix der Lagrange-Funktion übergeben werden, um die zweiten Ableitungen für die Lösungsfindung zu berücksichtigen. Die Hessesche Matrix einer Funktion $F(x)$ ist definiert als [8]

$$H_F(x) = \left(\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_i \partial x_j} \right)_{1 \leq i, j \leq n} \quad (4.33)$$

was auf die Lagrange-Funktion angewendet [17]

$$H = \nabla^2 L(x, \lambda) = \nabla^2 f(x) + \sum_i^{n_{ieqC}} \lambda_{g,i} \nabla^2 g_i(x) + \sum_i^{n_{eqC}} \lambda_{h,i} \nabla^2 h_i(x) \quad (4.34)$$

ergibt. Da alle linearen Randbedingungen durch die zweifache Ableitung verschwinden ist Gleichung (4.34) gleichbedeutend mit

$$H = \nabla^2 L(x, \lambda) = \nabla^2 f(x) + \sum_i^{n_{ieqC}} \lambda_{g,i} \nabla^2 c_i(x) + \sum_i^{n_{eqC}} \lambda_{h,i} \nabla^2 c_{eq,i}(x) \quad (4.35)$$

Da $c(x) = 0$ gilt, reduziert sich die Gleichung auf

$$H = \nabla^2 L(x, \lambda) = \nabla^2 f(x) + \sum_i^{n_{eqC}} \lambda_{h,i} \nabla^2 c_{eq,i}(x) \quad (4.36)$$

Dabei ersetzen wir

$$\nabla^2 f(x) = H_f(x) \quad (4.37)$$

$$\sum_i^{n_{eqC}} \lambda_{h,i} \nabla^2 c_{eq,i}(x) = \lambda_T \cdot H_{ceq} \quad (4.38)$$

wobei $H_f(x)$, λ_T und H_{ceq} im folgenden bestimmt werden.

Da der Gradient in (4.28) die erste Ableitung der Zielfunktion nach allen Variablen darstellt, müssen wir zur Berechnung von $H_f(x)$ lediglich nochmals eine solche Ableitung für alle Elemente von $g(x)$ durchführen. Dies entspricht der Jacobi-Matrix des Gradienten $g(x)$ und ergibt

$$H_f(x) = J_g(x) = I_{n,n} \circ (2 \cdot z_A^2) \quad (4.39)$$

wobei n die Anzahl an Elementen in x darstellt. Diese ist im konkreten Fall $n = 3n_h + 1$. Als nächstes berechnen wir die Hessesche Matrix der nichtlinearen Gleichungen der

Randbedingungen H_{ceq} . Die Hessesche Matrix dieser nichtlinearen Gleichungen ergibt sich als

$$H_{ceq}(x) = J_{gceq}(x) = I_{n,n} \circ \begin{bmatrix} 0_{n_h,1} \\ 0_{1,1} \\ \left[d_{lim} \cdot \left(-e^{\frac{-x_V}{\tau_1}} \cdot -\frac{1}{\tau_1} + e^{\frac{-x_V}{\tau_2}} \cdot -\frac{1}{\tau_2} \right) \right] \cdot \frac{1}{P_{V,Nenn}} \\ 0_{n_h,1} \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

Die Lagrange-Multiplikatoren werden von MATLAB aus der Problemstellung bestimmt und für die Berechnung der Hesseschen Matrix zur Verfügung gestellt. Da wir lediglich n_h nichtlineare Gleichungen als Randbedingungen verwenden, hat auch der Vektor dieser Lagrange-Multiplikatoren n_h Elemente. Diese erweitern wir, sodass

$$\lambda_T = I_{n,n} \circ \begin{bmatrix} 0_{n_h,1} \\ 0_{1,1} \\ \lambda_h \\ \lambda_h \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

und berechnen die Hessesche Matrix des Gesamtsystems als

$$H_g = H_f + \lambda_T \cdot H_{ceq} \quad (4.42)$$

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Erweiterungen muss der Algorithmus an einigen Stellen modifiziert werden:

1. Die Forderung nach ausgeglichenen Speichern über eine ganze Periode, wie sie in Gleichung (4.19a) formuliert ist, muss um x_S erweitert werden zu

$$\begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,n_h} \cdot UMF_{H_2-ES} & -n_h & 0_{1,n_h} & 0_{1,n_h} \\ 0_{1,n_h} & n_h \cdot UMF_{CH_4-H_2} & 0_{1,n_h} & -\mathbb{1}_{1,n_h} \cdot m_{CH_4,max} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.43a)$$

$$B \cdot x = b \quad (4.43b)$$

2. Die Größen d , A und lb müssen ebenfalls um x_S erweitert werden, sodass gilt

$$d_{erweitert} = \begin{bmatrix} d \\ 0_{n_h,1} \end{bmatrix}, A_{erweitert} = \begin{bmatrix} A, 0_{n_A, n_h} \end{bmatrix}, lb_{erweitert} = \begin{bmatrix} lb \\ 0_{n_h,1} \end{bmatrix}, \quad (4.44)$$

wobei n_A die Anzahl an Zeilen in A bezeichnet.

3. Die Variablen x_M und x_S der Lösung dürfen nicht zur Zielfunktion beitragen, aus diesem Grund müssen sie aus der Lösung mittels z_A eliminiert werden (vgl. (4.27)). z_A wird daher festgelegt als

$$z_A = \begin{bmatrix} \mathbb{1}_{n_h,1} \\ 0_{1,1} \\ \mathbb{1}_{n_h,1} \\ 0_{n_h,1} \end{bmatrix} \quad (4.45)$$

4. Der *fmincon* Optimierer benötigt einen Startpunkt (bzw. Startvektor der einen Startwert für alle Variablen enthält) von dem aus er ein Minimum sucht. Da die optimale Lösung möglichst nahe an der ursprünglichen Residuallast liegen sollte ist es naheliegend, als Startpunkt x_0 diese Residuallast für $x_{E,0}$ und $x_{V,0}$ zu wählen. $x_{M,0}$ wird anfangs auf 0 gesetzt (da es sich hierbei nur um einen einzigen Wert handelt, wird dieser die Konvergenzgeschwindigkeit kaum dramatisch beeinflussen), $x_{S,0}$ wird als lineare Abstufung von d_V als

$$x_{S,0} = \frac{d_V}{P_{V,Nenn}} \quad (4.46)$$

gesetzt. x_0 ergibt sich dann als

$$x_0 = \begin{bmatrix} x_{E,0} \\ x_{M,0} \\ x_{V,0} \\ x_{S,0} \end{bmatrix} \quad (4.47)$$

Tatsächlich haben Untersuchungen aber gezeigt, dass die Konvergenzgeschwindigkeit speziell bei der Verwendung von begrenzten Speichern beträchtlich sinkt oder die Optimierung sogar gegen einen „unmöglichen“ Punkt konvergiert, wenn dieser Startpunkt gewählt wird. In solchen Fällen ist es hilfreich $x_0 = 0_{3n_h+1,1}$ zu wählen.

Ferner bietet sich noch die Möglichkeit einen Startpunkt über die Eckdaten der Anlage zu „konstruieren“. Beispielsweise können die Flächen unter den Sollwerten von Elektrolyse und Verstromung über den Gesamtwirkungsgrad angenähert werden (eine Fläche entspricht der Sollvorgabe, die zweite ist um den Wirkungsgrad verringert bzw. das Profil entlang der y-Achse verschoben). Das Herunterfahren der Verstromung bei zu geringen Leistungen kann durch Einführen einer (empirisch definierten) Grenzleistung eingebaut werden.

Abschließend sind als Nachteile von *fmincon* gegenüber *lsqin* die höhere erforderliche Rechenkapazität (bzw. langsamere Konvergenzgeschwindigkeit), die Notwendigkeit eines „guten“ Startpunktes und die Gefahr der Konvergenz gegen lokale (statt globaler) Optima oder gar gegen unmögliche Punkte zu nennen.

4.4.4. Auslegung

In Abschnitt 4.4.1 wurde die Implementierung der Forderung nach ausgeglichenen Speichern vorgestellt. In diesem Abschnitt wird nun die Umsetzung der Forderung nach endlichen Speichern mit definierter Kapazität beschrieben.

Da die Verläufe der Speicherstände hauptsächlich von der Residuallast abhängen, sind diese und damit die Anfangsbestände zu Beginn einer Periode vor der Optimierung nicht bekannt. Der Optimierungsalgorithmus geht daher von einem Anfangsbestand von null aus und erreicht im Verlauf der Periode negative Speicherstände. Wird der negativste Wert in einem solchen Speicherverlauf als (positiver) Anfangsbestand gewählt, so wird der gesamte Verlauf um diesen konstanten Betrag nach oben verschoben, der Minimalwert wird null und das Ergebnis des Optimierers behält seine Gültigkeit.

Die Begrenzung der Speicherkapazitäten wird daher so umgesetzt, indem gefordert wird, dass die Differenz zwischen höchstem und niedrigstem (gegebenenfalls negativen) Speicherstand die Speicherkapazität nicht übersteigt. Da aber vor dem Start des Algorithmus nicht bekannt ist, in welchen Zeitintervallen der höchste und der niedrigste Speicherstand auftreten, müssen wir fordern, dass die Differenz zwischen dem Speicherstand eines jeden einzelnen Zeitintervalls und eines jeden von diesem unterschiedlichen Zeitintervalls die Speicherkapazität nicht übersteigt. Gleichung (4.15) gibt uns den Speicherstand (nach einem Anfangsbestand von null) im Zeitintervall i an. Unter Verwendung dieser Gleichung formulieren wir die oben genannte Forderung als

$$\Delta m_{Sp}(i) - \Delta m_{Sp}(j) \leq m_{Sp} \quad (4.48)$$

für alle $i \in \{1, \dots, n_h\}, j \in \{1, \dots, n_h\}, j \neq i$ wobei m_{Sp} die zulässige Speicherkapazität bezeichnet.

Unter Anwendung der Herleitung für Gleichung 4.19a erhalten wir für den Speicherstand der Medien im Zeitintervall i

$$\Delta m_{Sp-H_2}(i) = \begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{H_2-ES} & 0_{1,n_h-i} & -i & 0_{1,n_h} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.49a)$$

$$\Delta m_{Sp-O_2}(i) = \begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{O_2-ES} & 0_{1,n_h-i} & 0 & -\mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{ES-O_2} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.49b)$$

$$\Delta m_{Sp-CH_4}(i) = \begin{bmatrix} 0_{1,n_h} & i \cdot UMF_{CH_4-H_2} & -\mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{ES-CH_4} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.49c)$$

$$\Delta m_{Sp-CO_2}(i) = \begin{bmatrix} 0_{1,n_h} & -i \cdot UMF_{CO_2-H_2} & \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{ES-CO_2} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.49d)$$

$$\Delta m_{Sp-H_2O}(i) = \begin{bmatrix} -\mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{H_2O-ES} & 0_{1,n_h-i} & i \cdot UMF_{H_2O-H_2} \\ \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{ES-CO_2} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \end{bmatrix} \quad (4.49e)$$

im Falle der Verwendung des *Least Linear-Squares Problem Solver* Algorithmus (Abschnitt 4.4.1) und

$$\Delta m_{Sp-H_2}(i) = \begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{H_2-ES} & 0_{1,n_h-i} & -i & 0_{1,n_h} & 0_{1,n_h} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} \quad (4.50a)$$

$$\Delta m_{Sp-O_2}(i) = \begin{bmatrix} \mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{O_2-ES} & 0_{1,n_h-i} & 0 & 0_{1,n_h} & -\mathbb{1}_{1,i} \cdot m_{O_2,max} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} \quad (4.50b)$$

$$\Delta m_{Sp-CH_4}(i) = \begin{bmatrix} 0_{1,n_h} & i \cdot UMF_{CH_4-H_2} & 0_{1,n_h} & -\mathbb{1}_{1,i} \cdot m_{CH_4,max} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} \quad (4.50c)$$

$$\Delta m_{Sp-CO_2}(i) = \begin{bmatrix} 0_{1,n_h} & -i \cdot UMF_{CO_2-H_2} & 0_{1,n_h} & \mathbb{1}_{1,i} \cdot m_{CO_2,max} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} \quad (4.50d)$$

$$\Delta m_{Sp-H_2O}(i) = \begin{bmatrix} -\mathbb{1}_{1,i} \cdot UMF_{H_2O-ES} & 0_{1,n_h-i} & i \cdot UMF_{H_2O-H_2} \\ 0_{1,n_h} & \mathbb{1}_{1,i} \cdot m_{H_2O,max} & 0_{1,n_h-i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_E \\ x_M \\ x_V \\ x_S \end{bmatrix} \quad (4.50e)$$

im Falle der Verwendung des *fmincon* Algorithmus (Abschnitt 4.4.3). Alle weiteren Schritte sind für beide Algorithmen sowie für alle fünf Prozessmedien einheitlich. Daher wird die weiter Vorgehensweise beispielhaft anhand des H_2 Speichers beschrieben.

Die oben präsentierten Zusammenhänge lassen sich zusammenfassen zu

$$\Delta m_{Sp-H_2}(i) = A_{Sp-H_2,Z}(i) \cdot x \quad (4.51a)$$

wobei $A_{Sp-H_2,Z}(i)$ einen Zeilenvektor der Dimension $1 \times 3n_h + 1$ darstellt. Eingesetzt in Gleichung (4.48) ergibt dies

$$A_{Sp-H_2,Z}(i) \cdot x - A_{Sp-H_2,Z}(j) \cdot x \leq m_{Sp-H_2} \quad (4.52a)$$

$$(A_{Sp-H_2,Z}(i) - A_{Sp-H_2,Z}(j)) \cdot x \leq m_{Sp-H_2} \quad (4.52b)$$

$$A_{Sp-H_2,ZZ}(i, j) \cdot x \leq m_{Sp-H_2} \quad (4.52c)$$

für alle $i \in \{1, \dots, n_h\}, j \in \{1, \dots, n_h\}, j \neq i$. Zusammengesetzt zu einem Ungleichungssystem erhalten wir

$$\begin{bmatrix} A_{Sp-H_2,ZZ}(1, 2) \\ A_{Sp-H_2,ZZ}(1, 3) \\ \vdots \\ A_{Sp-H_2,ZZ}(1, n_h) \\ A_{Sp-H_2,ZZ}(2, 1) \\ \vdots \\ A_{Sp-H_2,ZZ}(n_h, n_h - 1) \end{bmatrix} \cdot x \leq \begin{bmatrix} m_{Sp-H_2} \\ m_{Sp-H_2} \\ \vdots \\ m_{Sp-H_2} \\ m_{Sp-H_2} \\ \vdots \\ m_{Sp-H_2} \end{bmatrix} \quad (4.53a)$$

$$A_{Sp-H_2} \cdot x \leq a_{Sp-H_2} \quad (4.53b)$$

Werden nun alle Speicherkapazitäten analog begrenzt, so erhalten wir eine Matrix A_{Sp} und einen Vektor a_{Sp} für jedes Medium. Diese werden zusammengesetzt zu

$$A_{Sp} = \begin{bmatrix} A_{Sp-H_2} \\ A_{Sp-O_2} \\ A_{Sp-CH_4} \\ A_{Sp-CO_2} \\ A_{Sp-H_2O} \end{bmatrix}, a_{Sp} = \begin{bmatrix} a_{Sp-H_2} \\ a_{Sp-O_2} \\ a_{Sp-CH_4} \\ a_{Sp-CO_2} \\ a_{Sp-H_2O} \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

und letzten Endes zu

$$A = \begin{bmatrix} A_{RB} \\ A_{Sp} \end{bmatrix}, a = \begin{bmatrix} a_{RB} \\ a_{Sp} \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

wobei A_{RB} und a_{RB} die Ungleichungssysteme der Randbedingungen aus Gleichung (4.11) darstellen.

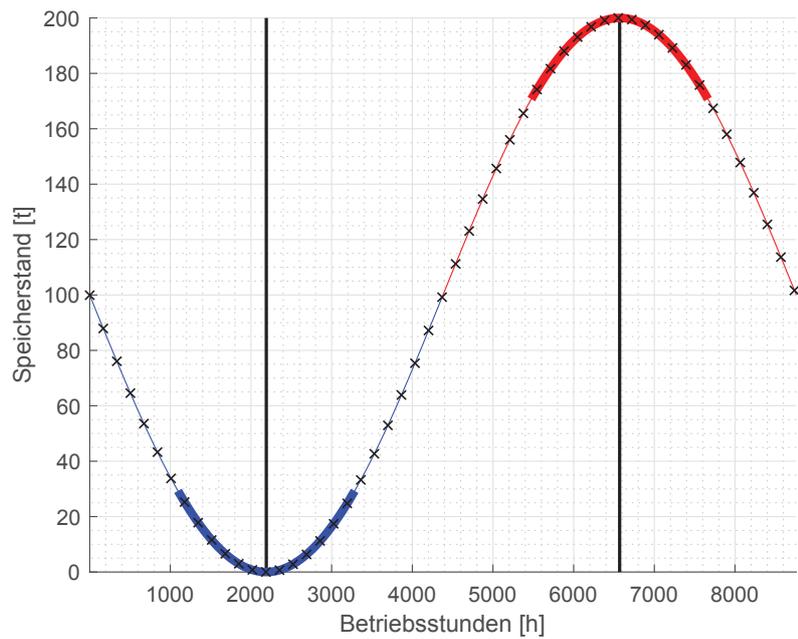
Gleichung (4.52c) stellt eine Zeile in der Gesamtmatrix eines Speichers dar. Entsprechend Gleichung (4.53a) sind $(n_h - 1)^2$ dieser Zeilen notwendig, um den Speicherstand eines jeden Zeitintervalls mit dem eines jeden von diesem unterschiedlichen Zeitintervalls zu vergleichen. Dies führt bei der Betrachtung eines gesamten Jahres in Stundenschritten zu

einem enormen Bedarf an Speicher- und Rechenkapazität. Um diese Berechnungen dennoch in annehmbarer Zeit auf verfügbaren Ressourcen durchführen zu können, wird das Ungleichungssystem, welches die Speicherbegrenzung festlegt, „ausgedünnt“. Die Vorstellung der einzelnen Schritte hierfür erfolgt nachstehend, wobei die Beschreibungen durch Abbildung 4.9 grafisch unterstützt werden. Diese zeigt einen Sinusverlauf mit 8760 Punkten über eine Periode, was den Speicherverlauf über ein Jahr annähern soll.

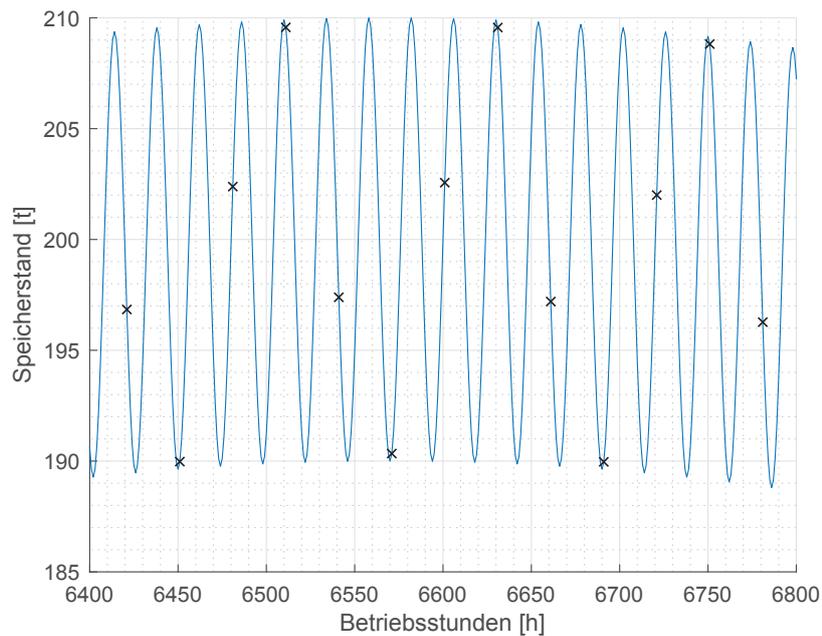
Zunächst wird davon ausgegangen, dass eine Periode immer zur Winterzeit (Jahresbeginn) startet. Vernünftigerweise kann angenommen werden, dass der Verbrauch im Winter höher ist als im Sommer und sich die Erzeugung (speziell Erneuerbare - PV) umgekehrt verhält. Dies hat zur Folge, dass die Speicher in einer Jahreshälfte gefüllt und in der anderen geleert werden. Aus diesem Grund werden nicht alle Zeitintervalle miteinander verglichen, sondern lediglich alle Zeitintervalle aus dem ersten Halbjahr mit allen Zeitintervallen aus dem zweiten Halbjahr. Dies reduziert die erforderlichen Zeilen in der Matrix bei sehr großen n_h auf etwa ein Viertel ($(\frac{n_h}{2})^2$ im Vergleich zu $(n_h - 1)^2$). Abbildung 4.9(a) zeigt hierzu die Zeitintervalle beider Jahreshälften in Blau und Rot.

Außerdem wird entsprechend der Definition für zwei beliebige Zeitintervalle i, j gefordert dass $\Delta m_{Sp}(i) - \Delta m_{Sp}(j) \leq m_{Sp}$ sowie $\Delta m_{Sp}(j) - \Delta m_{Sp}(i) \leq m_{Sp}$. Da aber durch den erhöhten Verbrauch und die reduzierte Erzeugung im Winter (im Sinne der obigen Annahme) die Speicherbestände von H_2 , O_2 und CH_4 in der ersten Jahreshälfte sinken (dies entspricht der Darstellung in Abbildung 4.9(a)) und jene von CO_2 und H_2O steigen werden, ist es ausreichend für die Speicher von H_2 , O_2 und CH_4 die Differenz von zweiten zu ersten Halbjahr und für jene von CO_2 und H_2O die Differenz von ersten zu zweiten Halbjahr zu beschränken. Dies reduziert die notwendigen Zeilen im Ungleichungssystem um den Faktor 2.

Mit den Überlegungen zur Reduktion der Vergleiche aller Zeitintervalle auf den Vergleich von allen Zeitintervallen aus der ersten Jahreshälfte mit allen aus der zweiten Jahreshälfte kann das Ungleichungssystem weiter reduziert werden. Dazu wird die Mitte jedes Halbjahrs bestimmt (schwarze Linien in Abbildung 4.9(a)) und ein Bereich der Länge n_{Red} symmetrisch um diese Mitte herum definiert (dicke blaue und rote Linienabschnitte in Abbildung 4.9(a) mit $n_{Red} = 2190$). Anschließend werden nur die Speicherstände der Zeitintervalle aus diesen beiden Bereichen verglichen. Dies kann damit begründet werden, dass das Maximum der Speicherstände nicht zu Beginn oder am Ende einer Jahreshälfte liegen wird, sondern irgendwo im Bereich der Mitte. Die Länge dieses mittleren Ausschnittes kann mit $1 \leq n_{Red} \leq \frac{n_h}{2}$ frei gewählt bzw. entsprechend reduziert werden, um den



(a) Beispielhafter Speicherverlauf über ein ganzes Jahr



(b) Detaillierte Betrachtung von Zeitpunkten zu unterschiedlichen Tageszeiten unter Verwendung von $n_{Inter} = 30$

Abbildung 4.9.: Darstellungen zur Reduktion der Ungleichungssysteme zur Beschreibung der Randbedingungen der begrenzten Speicher

Bedarf an Speicher- und Rechenkapazität zu verringern. Hierbei ist allerdings Vorsicht geboten: wird dieser Bereich zu klein gewählt, könnte das Maximum des Speicherstandes außerhalb liegen, falls der tatsächliche Speicherverlauf stark von einer Sinuskurve abweicht und das Ergebnis der Optimierung verliert seine Gültigkeit bzw. wird in einem gewissen Grad ungenau.

Um das Ungleichungssystem weiter zu reduzieren, besteht die Möglichkeit nicht alle aufeinanderfolgenden Zeitintervalle für die Vergleiche zu wählen, sondern immer n_{Inter} Intervalle zu überspringen. In Abbildung 4.9(a) stellen die schwarzen Kreuze die tatsächlich miteinander verglichenen Zeitintervalle mit $n_{Inter} = 168$ dar. Dies verringert die Anzahl an Ungleichungen direkt um den Faktor n_{Inter} . Allerdings muss festgehalten werden, dass dadurch die Forderung der Speicherbegrenzung mit hoher Wahrscheinlichkeit verletzt wird. Durch geschickte Wahl von n_{Inter} sollte die verursachte Abweichung allerdings gering gehalten werden können: Man kann davon ausgehen, dass in der Residuallast periodische Schwankungen mit der Periodendauer von einem Tag auftreten werden. Gleichzeitig stellt ein Tag nur den 365. Teil eines Jahres dar. Daraus folgt, dass die täglichen Schwankungen der Speicherstände im Vergleich zum gesamten Jahresverlauf eher gering sein werden. Alleine dies sollte auch die Überschreitung der Speicherbegrenzung verhältnismäßig niedrig halten. Wird aber zusätzlich n_{Inter} beispielsweise 20 oder 30 gesetzt, so werden unterschiedlichste Zeitpunkte vieler Tage miteinander verglichen. Die Wahrscheinlichkeit, dass auf diese Weise der Maximalstand im Tagesverlauf berücksichtigt wird liegt damit relativ hoch. Abbildung 4.9(b) zeigt einen kleinen Ausschnitt aus einem Jahresverlauf mit überlagerten Tagesschwankungen. Durch die Wahl von $n_{Inter} = 30$ werden Zeitintervalle zu unterschiedlichen Tageszeiten für die Vergleiche ausgewählt (schwarze Kreuze). Unter der Voraussetzung, dass sich die einzelnen Tagesverläufe sehr ähnlich verhalten, ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Spitzenwerte tatsächlich abgedeckt werden vergleichsweise hoch.

Diese Vereinfachungen gelten natürlich nur für Speicherverläufe welche einer Sinuskurve sehr ähnlich sind. Solche Verläufe können (wie oben argumentiert) zumindest für den mitteleuropäischen Raum erwartet werden.

Anmerkung: Da bei der Auslegung die optimalen Größen der einzelnen Komponenten bestimmt werden sollen, sind keine Maximalleistungen vorhanden. Daher wird Randbedingung 1 hierbei nicht implementiert (eine Überschreitung von Maximalleistungen ist nicht möglich)!

Damit die Auslegung einer Anlage nach der vorgestellten Vorgangsweise durchgeführt

werden kann, sind die Anlagenkennwerte der einzelnen Komponenten notwendig. Diese erhalten wir aus den Ergebnissen des Epsilonmodells. Tabelle 4.5 enthält alle Kennwerte, die für die Durchführung des Auslegungsalgorithmus notwendig sind.

Um die Anlagenkennwerte aus den Simulationen des Epsilonmodells zu erhalten, muss dieses Modell zuerst mit entsprechenden Nennleistungen der einzelnen Komponenten parametrisiert werden. Diese Nennleistungen sind aber eben jene, die vom Auslegungsalgorithmus bestimmt werden sollen. Es entsteht hierdurch eine Schleife, die iterativ gelöst werden muss. Dieser Prozess ist in Abbildung 4.10 grafisch dargestellt und wird im Folgenden beschrieben:

1. **Initialisierung:** Initialisierung des Epsilonmodells mit beliebigen Parametern. Stehen bereits Referenzwerte oder Ähnliches zur Verfügung, so ist es sinnvoll, das Modell mit diesen Werten zu initialisieren.
2. **Modellsimulation:** Ausführen von Simulationen in Epsilon mit den gegebenen Parametern: Ein Durchlauf im Design mit anschließender Parameterstudie im Off-Design.
3. **Anlagenkennwerte:** Aus den Simulationsergebnissen von Epsilon können die Anlagenkennwerte (siehe Tabelle 4.5) ermittelt werden.
4. **Optimierungsdurchlauf:** Start eines Durchlaufs des Optimierers. Eingangsdaten für diesen sind die Anlagenkennwerte, die Residuallast sowie alle weiteren Randbedingungen.
5. **Optimale Anlagengröße:** Ergebnis des Optimierers ist ein optimaler Fahrplan. Die Nennleistungen von Elektrolyse und Verstromung können als positive (Verstromung) bzw. negative (Elektrolyse) Maximalwerte dieses Fahrplans abgelesen werden. Der konstante Wasserstoffzufluss zur Methanisierung wird als einzelner Wert aus der Lösung (x_M) entnommen. Mittels Anlagenkennwerten und Fahrplan können außerdem die Verläufe aller Speicherstände und die damit notwendigen Speichergrößen sowie die notwendigen Anfangsbestände zu Beginn der Periode bestimmt werden.
6. **Ergebnisabgleich:** Die ermittelten Auslegungsdaten werden mit größter Wahrscheinlichkeit von den Initialisierungswerten abweichen. Diese Differenz wird ermittelt und mit einem zu definierenden Maximalwert verglichen. Übersteigt die Differenz diesen Maximalwert, so werden die ermittelten Werte für das Modell übernommen und mit Schritt zwei fortgesetzt. Liegt die Differenz unterhalb des

Tabelle 4.5.: Notwendige Anlagenkennwerte für die Durchführung des Auslegungsalgorithmus

Kennwert	Beschreibung
UMF_{H_2-ES}	Erzeugte Menge H_2 pro eingespeistem elektrischem Strom in die Elektrolyse [kg/kWh]
UMF_{O_2-ES}	Erzeugte Menge O_2 pro eingespeistem elektrischem Strom in die Elektrolyse [kg/kWh]
UMF_{H_2O-ES}	Verbrauchte Menge H_2O pro eingespeistem elektrischem Strom in die Elektrolyse [kg/kWh]
$UMF_{CH_4-H_2}$	Erzeugte Menge CH_4 pro eingespeister Menge H_2 in die Methanisierung [kg/kg]
$UMF_{H_2O-H_2}$	Erzeugte Menge H_2O pro eingespeister Menge H_2 in die Methanisierung [kg/kg]
$UMF_{CO_2-H_2}$	Erzeugte Menge CO_2 pro eingespeister Menge H_2 in die Methanisierung [kg/kg]
P_{SM}	Elektrische Leistung der Verstromung in der Methanisierung [kW]
UMF_{ES-CH_4}	Verbrauchte Menge CH_4 pro erzeugter Menge elektrischem Strom in der Verstromung unter Vollast [kg/kWh]
UMF_{ES-O_2}	Verbrauchte Menge O_2 pro erzeugter Menge elektrischem Strom in der Verstromung unter Vollast [kg/kWh]
UMF_{ES-CO_2}	Erzeugte Menge CO_2 pro erzeugter Menge elektrischem Strom in der Verstromung unter Vollast [kg/kWh]
UMF_{ES-H_2O}	Erzeugte Menge H_2O pro erzeugter Menge elektrischem Strom in der Verstromung unter Vollast [kg/kWh]
y_{NLS}	Werte der nichtlinearen Stoffströme (NLS) in Abhängigkeit des Betriebspunktes (der Leistung) der Verstromung. Gegeben als $n_{PS} \times 1$ Vektor, der die Stoffstromwerte (eines Mediums) zu den entsprechenden Betriebspunkten zwischen 0 und 100 % von $P_{V,Nenn}$ angibt, wobei n_{PS} die Anzahl an Betriebspunkten in der Parameterstudie bezeichnet. Wird für die Kurvenanpassung zur Bestimmung von τ_1, τ_2 und d_{lim} benötigt.

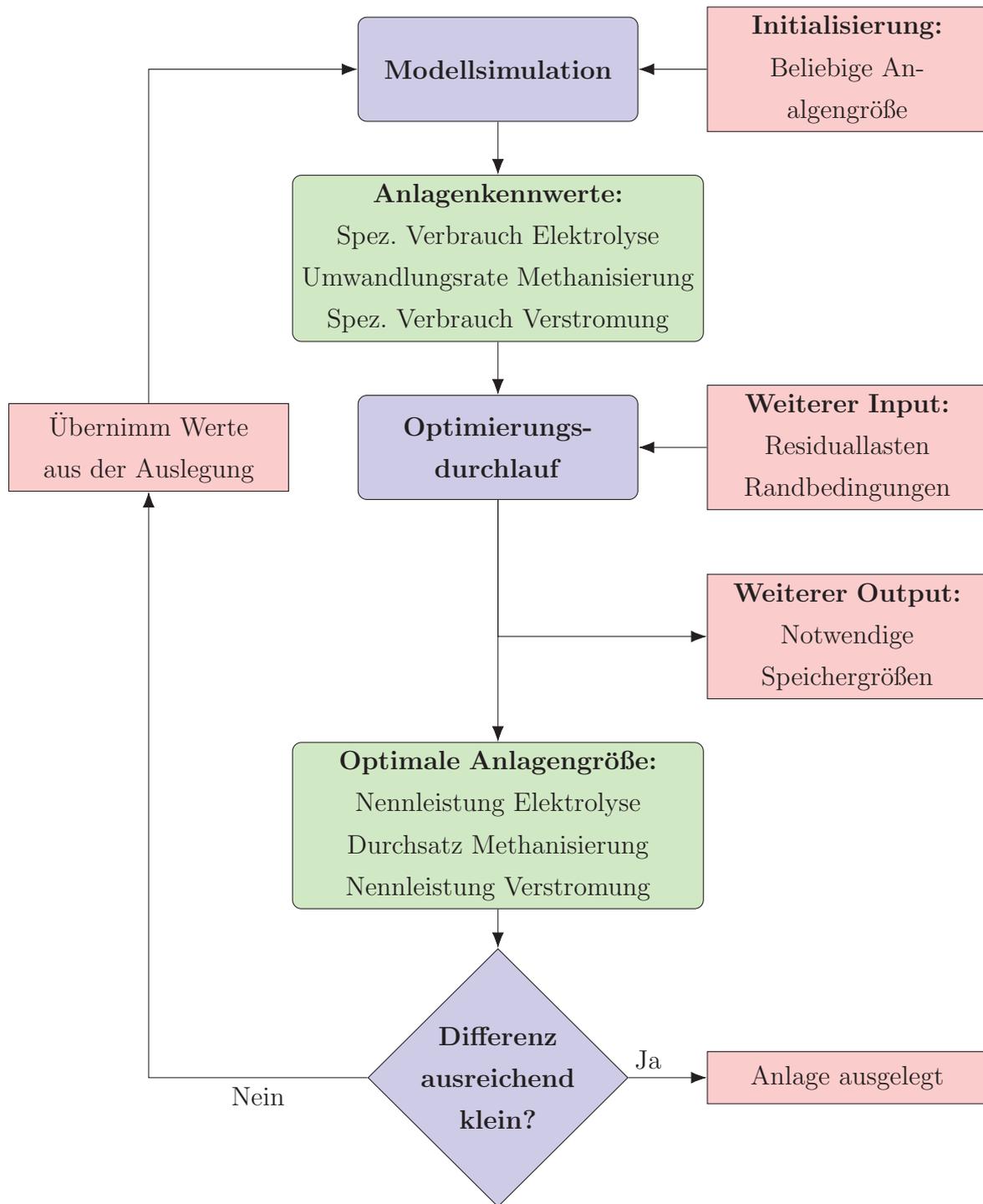


Abbildung 4.10.: Iterativer Vorgang zur Dimensionierung der Anlage

zulässigen Maximalwertes, so gilt die Auslegung als abgeschlossen.

Letztendlich stehen für die Auslegung einer Anlage drei verschiedene Szenarien zur Auswahl, welche in Tabelle 4.7 zusammengefasst sind.

Tabelle 4.7.: Mögliche Auslegungsszenarien für eine Anlage

Szenario	Gegeben	Berechnet
1	Residuallast	Notwendige Anlagengröße
		Notwendige Speichergröße
2	Residuallast	Notwendige Anlagengröße
	Notwendige Speichergröße	
3	Residuallast	Notwendige Speichergröße
	Notwendige Anlagengröße	

Für diese Szenarien gelten folgende Anmerkungen:

- **Szenario 1:** Dieses Szenario entspricht exakt jenem Vorgehen, welches oben erläutert wurde und in Abbildung 4.10 dargestellt ist.
- **Szenario 2:** Die gegebenen Speichergrößen fließen als Randbedingung in die Optimierung ein und werden für den Fahrplan berücksichtigt. Die Nennleistungen der Anlagenkomponenten sind damit die einzigen Ergebnisse.
- **Szenario 3:** Das Epsilon-Modell wird mit den gegebenen Anlagenennleistungen parametrisiert. Auch dem Optimierer werden diese Daten als Randbedingungen übergeben. Die Ergebnisse sind damit die notwendige Größe aller Speicher sowie die notwendigen Anfangsbestände zu Beginn der Periode. Durch die Auflösung der Schleife wird der iterative Vorgang zu einem linearen.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass noch vielerlei andere Methoden denkbar wären, um die Nennleistungen der drei Komponenten zu ermitteln. Beispielsweise wäre es naheliegend die positive sowie negative Spitze in der gegebenen Residuallast als Nennleistung für Elektrolyse und Verstromung zu wählen. Auf diese Weise wäre sichergestellt, dass beide Komponenten das gesamte Spektrum an erforderlichen Betriebspunkten abdecken können. Allerdings ist es möglich, dass aufgrund der Randbedingungen, wie z.B. Rampenraten oder begrenzte Speicher, einige (hohe) Betriebspunkte ohnehin nicht angefahren werden können. Würde die Anlage dennoch auf die Spitzenleistungen in der Residuallast hin ausgelegt, so wäre die Folge ein großer Teil des Betriebs in Teillast. Aus diesem Grund

und im Hinblick auf die folgende Fahrplanoptimierung, wird bereits für die Auslegung ein vollständiger Fahrplan erstellt und die Anlage anhand der Eckdaten dieses Fahrplans ausgelegt. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass die Optimierung der Auslegung sowie des Fahrplans bestmöglich aufeinander abgestimmt sind.

4.4.5. Fahrplanoptimierung

In Abschnitt 4.4.1 wurde die Implementierung der Forderung nach ausgeglichenen Speichern vorgestellt. Analog zu Abschnitt 4.4.4 wird in diesem Abschnitt nun die Umsetzung der Forderung nach endlichen Speichern mit definierter Kapazität beschrieben.

Bei der Fahrplanerstellung für eine gegebene Anlage (bekannte Nennleistungen und Speichergrößen) und eine gegebene Residuallast kann die Begrenzung der Speicherstände auf die vorhandenen Speicherkapazitäten wesentlich einfacher realisiert werden, als bei der Auslegung. Dies liegt daran, dass die Speicherstände zu Beginn der Periode bekannt sind. Aus diesem Grund müssen nicht die Speicherstände aller (bzw. eines großen Teils aller) Zeitintervalle miteinander verglichen werden, sondern lediglich sichergestellt, dass die Änderung des jeweiligen Speicherstandes mitsamt dessen Anfangsbestand die zulässige Kapazität nicht übersteigt und null nicht unterschreitet. Dazu nutzen wir wieder die Herleitung zu Gleichung (4.19a) und definieren die Speicherbegrenzung als

$$m_{Sp0} + \Delta m_{Sp}(i) \leq m_{Sp} \quad (4.56a)$$

$$m_{Sp0} + \Delta m_{Sp}(i) \geq 0 \quad (4.56b)$$

für alle $i \in \{1, \dots, n_h\}$ wobei m_{Sp0} den Anfangsbestand des jeweiligen Speichers bezeichnet. Unter Anwendung der Gleichungssysteme (4.49) bzw. (4.50) (je nach verwendetem Algorithmus) erhalten wir je eine Zeile des Ungleichungssystems, die wir zu einem Gesamtsystem (wie im Falle der Auslegung) zusammensetzen können. Dieses Gesamtsystem weist pro Speicher insgesamt n_h Zeilen auf, was im Vergleich zur Speicherbegrenzung der Auslegung eine signifikante Reduktion ist.

Dennoch gilt es zu beachten, dass nur Ungleichungen der Form „ \leq “ zulässig sind. Außerdem können wir die Periode unter den gleichen Annahmen wie bei der Auslegung in erste und zweite Jahreshälfte teilen. Wir formulieren dann die Gleichungen (4.56) um zu

$$-\Delta m_{Sp}(i) \leq m_{Sp0} \quad (4.57a)$$

$$\Delta m_{Sp}(j) \leq m_{Sp} - m_{Sp0} \quad (4.57b)$$

für alle $i \in \{1, \dots, \frac{n_h}{2}\}$, $j \in \{\frac{n_h}{2} + 1, \dots, n_h\}$ im Falle von H_2 , O_2 und CH_4 , sowie für alle $i \in \{\frac{n_h}{2} + 1, \dots, n_h\}$, $j \in \{1, \dots, \frac{n_h}{2}\}$ im Falle von CO_2 und H_2O . Diese Definition gilt allerdings nur dann, wenn die Periode, für die ein Fahrplan optimiert werden soll, im Winter beginnt bzw. mit dem Kalenderjahr übereinstimmt (und einen Residuallastverlauf aufweist, der zu Speicherstandsverläufen ähnlich jenen in Abbildung 4.9 führt). Andernfalls sind die oben getroffenen Vereinfachungen zur Reduktion der Ungleichungssysteme unzulässig. Weicht der Beginn der Periode ab, so muss sichergestellt werden, dass die Randbedingungen in den Gleichungen (4.57) um die gleiche Zeitdauer wie der Periodenbeginn verschoben werden. Dies wird dadurch erreicht, dass zwei weitere Laufvariablen $i_S \in \{1 + t_S, \dots, \frac{n_h}{2} + t_S\}$ und $j_S \in \{\frac{n_h}{2} + 1 + t_S, \dots, n_h + t_S\}$ eingeführt werden, wobei t_S die zeitliche Verschiebung des Periodenbeginns in Bezug auf den Jahresbeginn bezeichnet. i und j in den Gleichungen (4.57) werden dann zu $i = i_S \forall i_S \leq n_h$ bzw. $i = i_S - n_h \forall i_S > n_h$ sowie $j = j_S \forall j_S \leq n_h$ bzw. $j = j_S - n_h \forall j_S > n_h$.

Zur weiteren Reduktion des Ungleichungssystems können wie in der Auslegung Intervalle an Zeitschritten übersprungen werden. Dies verringert zwar die benötigte Speicher- bzw. Rechenkapazität, bringt aber die oben beschriebenen Probleme bzw. Ungenauigkeiten mit sich.

Um sicherzugehen, dass die Betriebspunkte im ersten Zeitintervall des erstellten Fahrplans zusammen mit den Betriebspunkten des letzten Zeitintervalls des vorangegangenen Fahrplans die Rampen nicht verletzen, müssen in den Ungleichungssystemen zwei weitere Zeilen

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0_{1, n_h - 1} \\ 1 & 0_{1, n_h - 1} \end{bmatrix} \quad (4.58a)$$

$$a = \begin{bmatrix} -x_{-1} + \Delta P_{ab} \\ x_{-1} + \Delta P_{auf} \end{bmatrix} \quad (4.58b)$$

je für Elektrolyse und Verstromung eingefügt werden, wobei x_{-1} den Betriebspunkt im letzten Zeitintervall des vorangegangenen Fahrplans darstellt.

Im Zuge der Auslegung wird die Nennleistung der Methanisierung bestimmt. Diese sollte die gesamte Periode über mit ebendieser Leistung betreiben werden. Tatsächlich ist dies aber in bestimmten Fällen nicht möglich, wenn sich im Zuge der Fahrplanoptimierung die verwendeten Residuallasten (bzw. die Prognosen über zukünftige Residuallasten) ändern. Dies sei an einem Beispiel demonstriert: Angenommen die Auslegung erfolgte so, dass die Elektrolyse den gesamten negativen Teil einer bestimmten Residuallast aufnimmt. Die Methanisierung wird dann auf diese Menge an erzeugtem H_2 hin ausgelegt. Weicht die Residuallast, mit der eine Fahrplanoptimierung durchgeführt werden soll, nun so von jener Residuallast, mit der die Anlage ausgelegt wurde, ab, dass der Betrag des gesamten negativen Teils kleiner ist, so kann die Elektrolyse über die gesamte Periode weniger H_2 erzeugen. Wird die Methanisierung aber auf der ausgelegten Leistung betrieben, so kann der Speicherstand an H_2 vom Beginn der Periode an deren Ende nicht erreicht werden. Die Leistung der Methanisierung müsste daher reduziert werden. Um dies zu erreichen, wird der optimale Betriebspunkt der Methanisierung bei jeder Fahrplanoptimierung (bzw. bei jedem einzelnen Durchlauf) für die gesamte Periode neu berechnet und konstant gehalten. Dabei müssen nun zwei zusätzliche Randbedingungen erfüllt werden:

1. Der im Zuge der Fahrplanoptimierung bestimmte Betriebspunkt der Methanisierung darf nicht über deren Nennleistung liegen.
2. Der „neue“ Betriebspunkt darf nur in bestimmtem (geringem) Maße vom Betriebspunkt aus dem vorangegangenen Fahrplan abweichen.

Diese beiden Randbedingungen werden gleich wie für Elektrolyse und Verstromung implementiert, vgl. Randbedingung 1 auf Seite 47 sowie Gleichungen (4.58).

Anmerkung: Da die Methanisierung in diesem Fall nicht auf der ursprünglich vorgesehenen Nennleistung betrieben wird, müsste gleich wie im Falle der Verstromung eine Parameterstudie durchgeführt und die tatsächlichen (nicht linearen) Stoffströme berücksichtigt werden. Dies würde allerdings die Berechnung nochmal wesentlich komplexer und aufwendiger gestalten (Rechenzeit) und den Rahmen dieser Arbeit vermutlich sprengen sowie aufgrund der geringen zu erwartenden Änderungen kaum Mehrwert generieren. Außerdem betreffen Änderungen der Residuallast die Methanisierung in wesentlich geringerem Maße als Elektrolyse und Verstromung, da diese nur auf Änderungen der gesamten über eine Periode aufgenommenen und abgegebenen Energiemengen, anstatt auf einzelne Tages- oder Stundenleistungen reagiert. Bei einer realen gegebenen Nachfrage, der ein reales Angebot gegenübersteht kann realistischerweise davon ausgegangen werden, dass diese Jahresverbräuche- und Jahreserzeugungen nicht in hohem Maße kurzfristig schwanken werden. Aus

diesen Gründen wird auf eine detailliertere Modellierung der Methanisierung verzichtet und mit rein linearen Stoffströmen gerechnet.

5. Empirischer Teil

In diesem Kapitel sollen zunächst die Ergebnisse der Optimierungsalgorithmen validiert, bzw. deren Aussagekraft dargestellt werden. Anschließend wird das Auslegungsverfahren zusammen mit dem Epsilonmodell verwendet um zu untersuchen, welche Anlagendimensionen notwendig wären, um die Residuallast des österreichischen Stromnetzes abzudecken. Schlussendlich werden mehrere Fahrplanoptimierungen mit verschiedenen Prognosen durchgeführt, um die Abhängigkeit der Ergebnisse von der Prognosequalität zu bestimmen.

5.1. Validierung der Optimierung

In diesem Abschnitt werden zuerst verschiedene Fallstudien präsentiert, die unterschiedliche Aspekte der Randbedingungen beleuchten sollen. Dabei werden die Ergebnisse der Optimierung im Hinblick auf die vorgegebenen Randbedingungen untersucht. Anschließend werden die beiden Optimierungsverfahren miteinander sowie mit Ergebnissen aus dem Epsilonmodell verglichen, um die Genauigkeit der Bestimmung von Speicherständen und deren Verläufen festzustellen.

5.1.1. Interpretation der Optimierungsergebnisse

Im Folgenden werden verschiedene Fallstudien vorgestellt und die Ergebnisse eines Auslegungslaufes präsentiert. Jede Fallstudie ist dabei so beschaffen, dass die Residuallast über eine Periode als simpler Verlauf einer *cos*-Funktion der Form

$$RL = Amp \cdot \cos\left(\frac{i}{n_h} \cdot 2\pi\right) + y_S \quad (5.1)$$

simuliert wird. Dabei bezeichnet i den Index der jeweiligen Betriebsstunde ($1 \leq i \leq n_h$). Amp und y_S sind frei wählbare Parameter, um die gewünschte Form des Verlaufes

zu erhalten. Diese Vorgehensweise soll eine idealisierte saisonale Residuallast für einen verkürzten Betrachtungszeitraum darstellen und die Ergebnisse der Optimierung für den Leser möglichst einfach nachvollziehbar machen. Für alle Fallstudien wird die *fmincon* Optimierung verwendet, um die Einflüsse der nichtlinearen Stoffströme der Verstromung berücksichtigen zu können. Da der Rechenaufwand dieses Optimierers allerdings vergleichsweise hoch ist (vgl. Abschnitt 4.4.3) wird eine Periode mit $n_h = 960$ Betriebsstunden (40 Tage à 24 Stunden) festgelegt, um die Rechenzeit in einem akzeptablen Rahmen zu halten.

In den nächsten Abschnitten wird jede Fallstudie einzeln vorgestellt und die Details mithilfe einiger unterstützender Grafiken diskutiert. Um alle Ergebnisse in ihrer Gesamtheit darzustellen ist in Anhang C zu jeder einzelnen Studie ein Set an Grafiken enthalten, welche das Ergebnis vollständig abbilden. Außerdem sind die Eingabeparameter für alle Fallstudien in Tabelle B.1 in Anhang B zusammengefasst.

Fallstudie 1: Unbeschränkte Anlage

In dieser Studie werden die Speichergrößen nicht begrenzt, außerdem liegen die Maximalwerte des erreichbaren Fahrplans unterhalb der Nennleistungen von Elektrolyse und Verstromung (Anlage wurde auf Residuallast RL_1 ausgelegt). Die Nennleistung der Methanisierung wird nicht vorgegeben. Die Fallstudie ist allerdings so beschaffen, dass die gesamte überschüssige Energie (Fläche unter der negativen Residuallast) nicht ausreicht, um die gesamte benötigte Energie (Fläche unter der positiven Residuallast) abzudecken, sodass der Algorithmus die Verstromung entsprechend optimieren muss. Abbildung 5.1 zeigt die erstellte Residuallast RL_1 zusammen mit der Wechselwirkung der Anlage mit dem Netz, also alle eingehenden und ausgehenden Ströme elektrischer Leistung.

Es ist zu erkennen, dass die negative Residuallast vollständig von der Elektrolyse aufgenommen wird, während der positive Teil nicht vollständig abgedeckt werden kann. Die Minimierung der gewählten Zielfunktion führt allerdings zu einem Betrieb der Verstromung, welcher die Residuallast im höchstem Maße minimieren und glätten kann. Dies ist daran zu erkennen, dass die Verstromung zu Beginn der Periode und an deren Ende der Residuallast „parallel“ folgt. Allerdings erfolgt ab einer bestimmten Leistung ein signifikanter Rückgang der Ausgangsleistung. Dies liegt an den nichtlinearen Stoffströmen der Verstromung. Der Betrieb mit verhältnismäßig geringen Leistungen führt zu hohen spezifischen Verbräuchen an O_2 und CH_4 . Aus diesem Grund ist es günstiger die Verstromung in

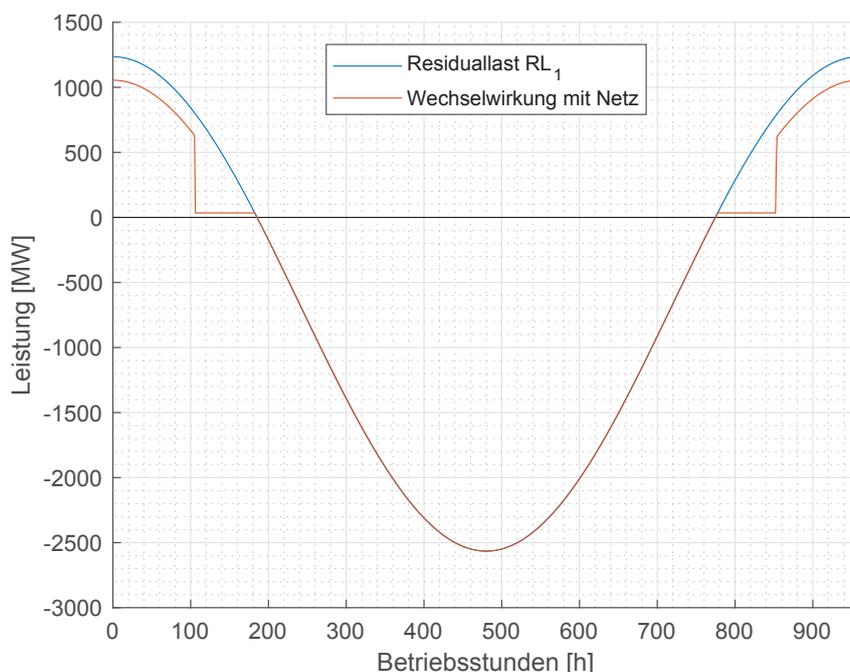


Abbildung 5.1.: Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 1)

Betriebspunkten solch niedriger Ausgangsleistung herunter zu fahren und das so gesparte O_2 und CH_4 in Betriebspunkten höherer Leistung und damit niedrigerem spezifischen Verbrauch zu betreiben, um die gesamte Fläche unter der Ausgangsleistungskurve zu erhöhen, auch wenn dadurch die „Glattheit“ der neu entstehenden Residuallast leidet. Nachdem die Verstromung herunter gefahren wurde liegt allerdings noch eine Ausgangsleistung zur Deckung der positiven Residuallast durch die Stromerzeugung der Methanisierung vor. Sobald der positive Teil der Residuallast diese Ausgangsleistung unterschreitet, wird der nicht benötigte Anteil der Elektrolyse zugeführt.

Fallstudie 2: Beschränkte Verstromung

Bei dieser Studie wird die Amplitude von RL_1 vergrößert und die gesamte Kurve auf der y-Achse etwas weiter ins Negative verschoben, was eine neue Residuallast RL_2 ergibt. Auf diese Weise kann die positive Residuallast vollständig gedeckt werden. Zusätzlich wird die Nennleistung der Verstromung so gewählt, dass diese unterhalb der positiven Spitzenleistung der Residuallast liegt. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass die Verstromung die Residuallast nur zum Teil decken kann, da ihr durch die niedrige Nennleistung entsprechende Grenzen gesetzt werden. Dies hat zur

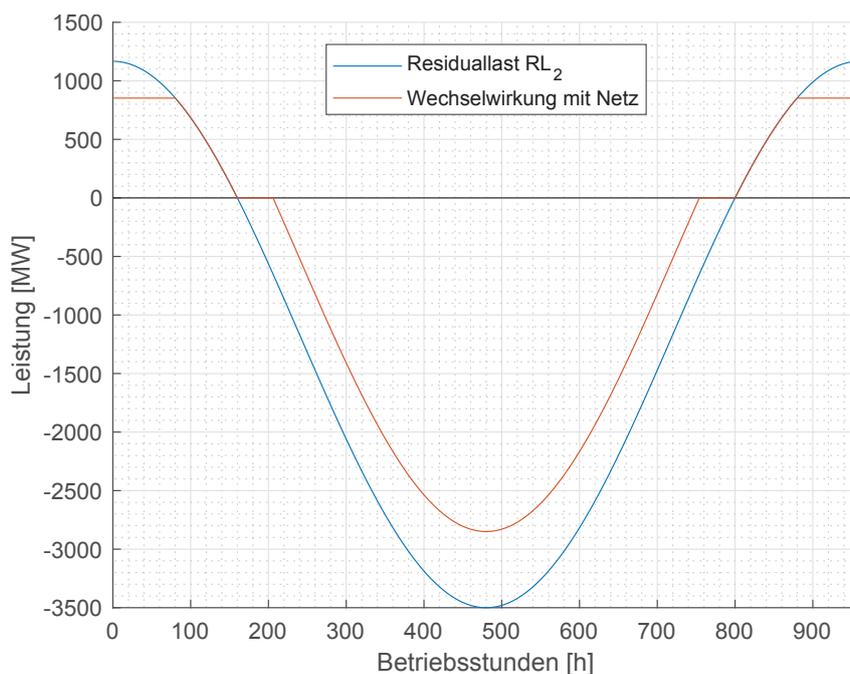


Abbildung 5.2.: Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 2)

Folge, dass die negative Residuallast von der Elektrolyse nicht vollständig aufgenommen werden kann, da ansonsten mehr H_2 oder CH_4 produziert werden würde, als die Verstromung in der gesamten Periode verbrauchen kann. Da der Speicherzulauf bzw. -ablauf über die Periode null sein muss, ist die Verstromung in dieser Studie der limitierende Faktor und der Fahrplan der Elektrolyse muss dementsprechend verringert werden. Interessant ist ebenfalls, dass im Vergleich zu Fallstudie 1 kein vorzeitiges Herunterfahren der Verstromung bei niedrigen Leistungen durchgeführt wird. Zwar ist die Effizienz der Verstromung bei solch niedrigen Leistungen sehr gering, allerdings steht über die gesamte Periode ohnehin zu viel negative Residualleistung zur Verfügung, sodass es zweckdienlicher ist die Verstromung in ungünstigen Betriebspunkten zu betreiben, um den positiven Teil der Residuallast so gut wie möglich zu decken.

Fallstudie 3: Beschränkte Elektrolyse

In dieser Studie wird die gleiche Residuallast wie in Fallstudie 2 (RL_2) verwendet. Die Nennleistung der Verstromung ist so gewählt, dass diese anders als in Fallstudie 2 nicht erreicht wird (und der Fahrplan dadurch nicht von der Nennleistung der Verstromung beschränkt wird). Stattdessen soll eine Beschränkung durch die Nennleistung der Elek-

trolyse, welche entsprechend gesetzt wird, simuliert werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

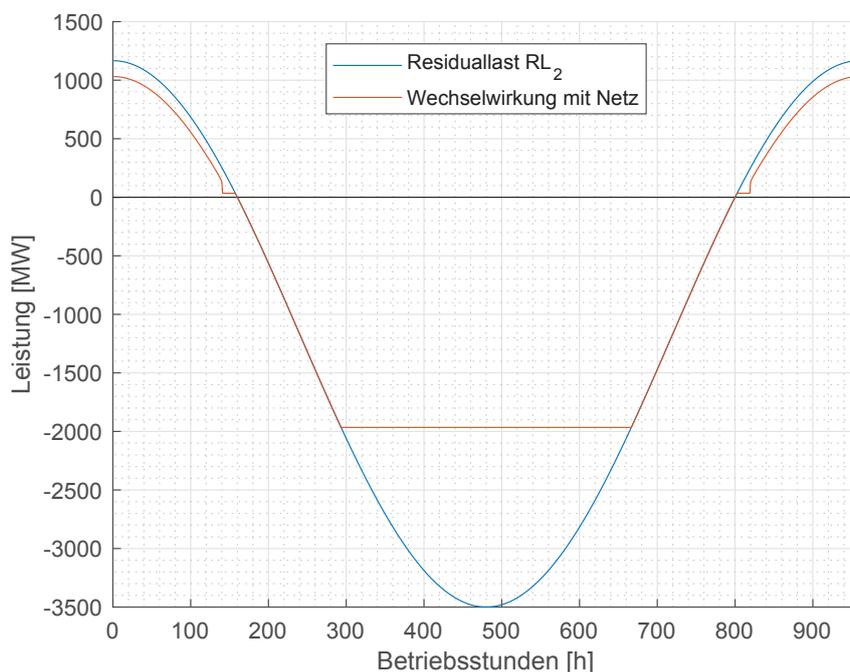


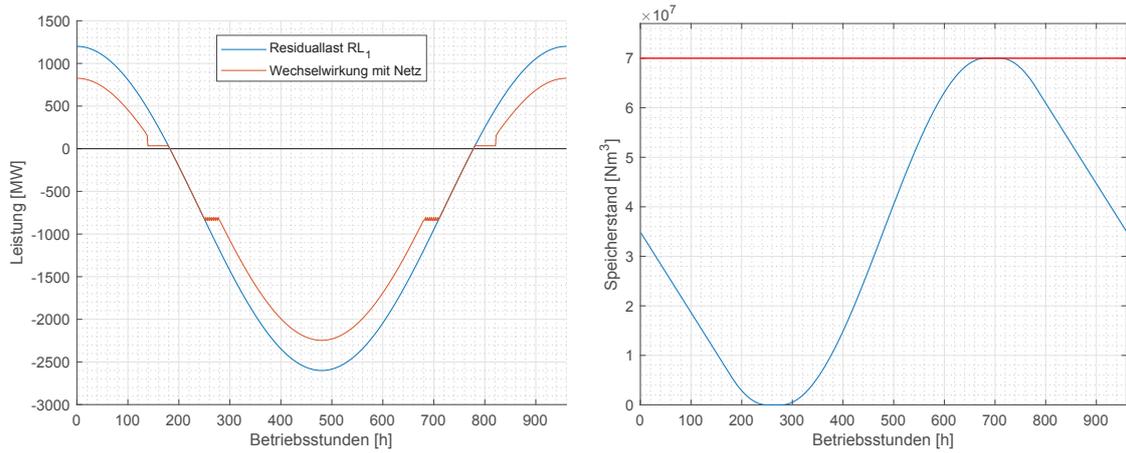
Abbildung 5.3.: Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie 3)

Dieses Ergebnis zeigt ein Verhalten analog zu Fallstudie 2. In diesem Fall erreicht allerdings die Elektrolyse ein Maximum bei ihrer Nennleistung und die Verstromung folgt der Residuallast größtenteils parallel. Anders als in Fallstudie 2 erfolgt hier eine Abschaltung der Verstromung bei niedrigen Lasten (ineffizienter Betrieb) ähnlich Studie 1. Dies liegt daran, dass hierbei nicht genug CH_4 bzw. H_2 zur Verfügung steht, um die gesamte positive Residuallast zu decken.

Fallstudie 4: Beschränkter H_2 Speicher

Die Residuallast in dieser Studie nutzt RL_1 . Die Nennleistungen von Elektrolyse und Verstromung werden ausreichend groß gewählt, sodass keine Einschränkungen vorliegen. Allerdings ist hierbei die H_2 Speichergröße beschränkt. Um Rechenzeit zu sparen, werden die linearen Ungleichungssysteme mit n_{Red} und n_{Inter} reduziert (vgl. Abschnitt 4.4.4). Das Resultat ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

Das Ergebnis zeigt in diesem Fall ein bisher nicht aufgetretenes Verhalten der Anlage: Zu Beginn der Phase negativer Residuallast folgt die Elektrolyse dem Netzverlauf, um später



(a) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit (b) H_2 Speicherstandsverlauf, Maximalkapazität der Anlage als rote Linie

Abbildung 5.4.: Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 4

unabhängig von diesem „konstant“ (Anmerkung dazu folgt am Ende der Fallstudie) zu bleiben. Danach folgt sie wieder in konstantem Abstand der Vorgabe des Netzes. Hierbei stellt sich die Frage, warum die Elektrolyse nicht genauso wie in Fallstudie 2 dem Netzverlauf über den gesamten negativen Residuallastbereich in konstantem Abstand folgt, um die Residuallast bestmöglich zu glätten. Würde dafür die Leistung in den Zeitintervallen bis zu dem konstanten Plateau reduziert und jene danach erhöht, so könnte der gleiche Flächeninhalt bei höherer Glättung erreicht werden. Außerdem ist in Abbildung 5.4(a) zu sehen, dass die Verstromung ihr volles Potential nicht ausschöpfen kann, obwohl die Elektrolyse mehr Leistung aufnehmen könnte.

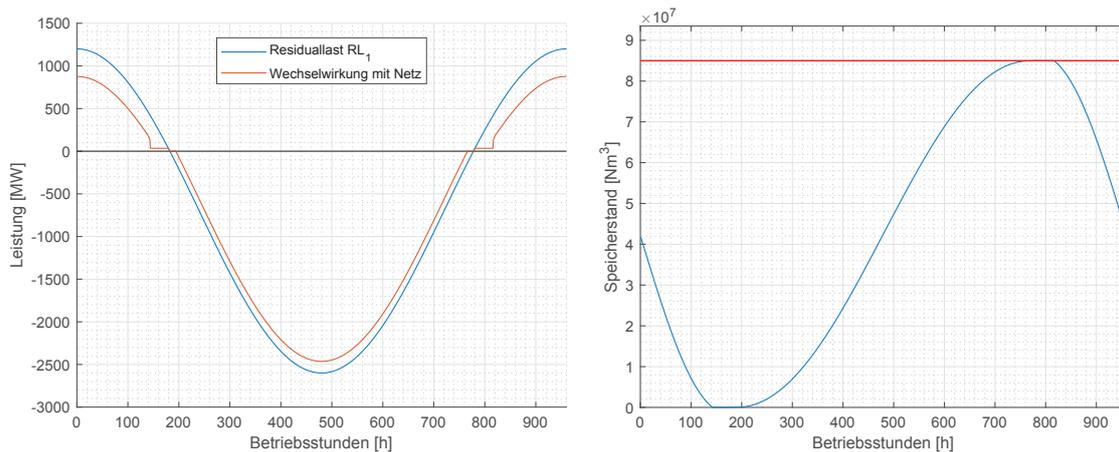
Die Erklärung für diese beiden Umstände liefert die Beschränkung des H_2 Speichers. Dass beschränkte Kapazitäten dazu führen, dass sowohl weniger Energie aufgenommen als auch in weiterer Folge abgegeben werden kann, wird dem Leser unmittelbar ersichtlich sein. Der Grund für das Auftreten des Plateaus liegt im Ausgleich zwischen Erzeugung der Elektrolyse und Verbrauch der Methanisierung. Angenommen die Elektrolyse würde die gesamte Menge an produziertem H_2 in nur einer einzigen Periode ausstoßen. Da die Methanisierung dieses H_2 kontinuierlich verbraucht, wäre der notwendige Speicher maximal. Würde der Wasserstoff von der Elektrolyse aber in konstanten Raten produziert, so könnte die Methanisierung diesen sofort aufnehmen und es wäre überhaupt kein Speicher notwendig. Da nun die Speicherkapazität des H_2 begrenzt ist, stellt eine möglichst konstante Wasserstoffproduktion die Grundlage für die Minimierung und Glättung der Residuallast dar. Die positive sowie die negative Anfahrtrampe der Elektrolyse in Abbildung 5.4(a), zu-

sammen mit den beiden Plateaus und der Nulllinie bilden ein Trapez. Dieses stellt unter allen Randbedingungen die beste Annäherung an eine konstante Wasserstoffproduktion (welche ein Rechteck wäre) dar.

Anmerkung: Die beiden Plateaus stellen in Abbildung 5.4(a) keine gerade Linie, sondern einen „gezackten“ Verlauf dar. Dies liegt an dem verwendeten $n_{Inter} > 1$. Wird $n_{Inter} = 1$ gesetzt, so stellt sich tatsächlich eine gerade Linie ein. Allerdings erfordert dies wesentlich mehr Rechenzeit.

Fallstudie 5: Beschränkter O_2 Speicher

In dieser Studie wird die gleiche Residuallast wie in Fallstudie 1 (RL_1) verwendet. Die Nennleistungen sind wie in Fallstudie 4 gewählt. In diesem Fall sind der O_2 Speicher begrenzt sowie zur Verringerung der Rechenzeit die linearen Ungleichungssysteme reduziert. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.5 dargestellt.



(a) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Wechselwirkung der Anlage mit dem Netz (b) O_2 Speicherstandsverlauf, Maximalkapazität als rote Linie

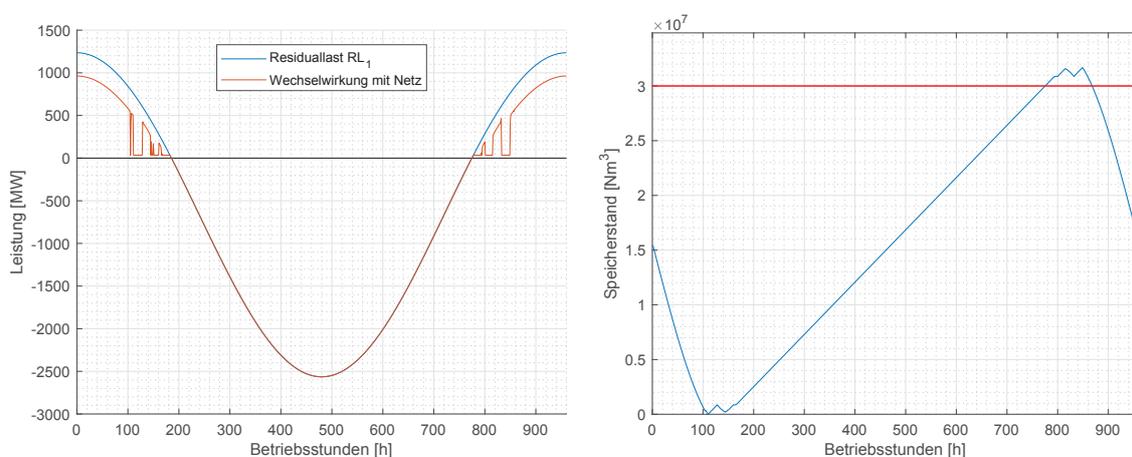
Abbildung 5.5.: Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 5

Dieses Ergebnis zeigt keine neuen Verhaltensmuster der Anlage. Die Verstromung folgt der Residuallast bis zu einer Untergrenze der Leistung, danach wird die elektrische Ausgangsleistung lediglich von der Methanisierung getragen. Aufgrund der Speicherbegrenzung wird weder der positive noch der negative Teil der Residuallast vollständig gedeckt. Im Vergleich zu Fallstudie 4 zeigt sich allerdings, dass die Elektrolyse der Residuallast nun mit konstantem Abstand folgt, um diese bestmöglich zu glätten. Der Unterschied zu Studie 4 ergibt sich daraus, dass das O_2 von der Verstromung und nicht von der Metha-

nisierung verbraucht wird. Die Verstromung nutzt dieses Medium nicht stetig, sondern erst nachdem die Elektrolyse die gesamte Menge erzeugt hat. Eine konstante Erzeugung (Rechteck) hätte keine vorteilhafte Wirkung auf den O_2 Speicherstand.

Fallstudie 6: Beschränkter CH_4 Speicher

Wie auch in den vorangegangenen Studien wird die gleiche Residuallast wie in Fallstudie 1 (RL_1) verwendet. Dieser Fall geht von einer Begrenzung des CH_4 Speichers aus. Die Ungleichungssysteme sind wie in den vorherigen Studien reduziert. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.6 dargestellt.



(a) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit der Netz-Wechselwirkung der Anlage (b) CH_4 Speicherstandsverlauf, Maximalkapazität als rote Linie

Abbildung 5.6.: Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 6

Der Verlauf der Verstromung zeigt in diesem Fall unerwartete Eigenschaften. Die Bereiche niedriger Leistung weisen Schwankungen hohen Ausmaßes auf. Dies kann auf die mehrdimensionale Natur der Problemstellung zurückgeführt werden: Ähnlich wie in Fallstudie 4 erzeugt die Methanisierung CH_4 in einem konstanten Strom. Da dieser Speicher aber begrenzt ist, wäre es vorteilhaft, das erzeugte CH_4 auch direkt zu verbrauchen. Bei niedrigen Leistungen führt dies allerdings zu einem Konflikt, da zwar im Betrieb CH_4 verbraucht, aber nur sehr wenig Strom produziert würde. Aus diesem Grund scheint das Optimierungsergebnis zwischen Stillstand (null Verbrauch) und möglichst hohen Leistungen (hohe Effizienz) hin und her zu springen um das konstant erzeugte CH_4 möglichst effizient zu verstromen. Ein Vergleich mit dem Speicherstandsverlauf des CH_4 (Abbildung 5.6(b)) zeigt, dass diese Schwankungen exakt dann auftreten, wenn sich der Speicherstand

sehr nahe an der unteren bzw. oberen Grenze befindet. Hinzu kommt, dass die Zielfunktion nicht nur die abgegebene Energiemenge zu maximieren, sondern die entstehende Residuallast möglichst zu glätten versucht. Ein stark „gezackter“ Verlauf läuft dem zuwider, was die gleichmäßigeren Abschnitte zwischen den Schwankungen erklärt. Die Verwendung von $n_{Inter} > 1$ trägt ebenfalls in geringen Maße zu den Schwankungen bei, da der Speicherlauf zwischen den fixierten Zeitintervallen frei ist.

Anmerkung I: Abbildung 5.6(b) zeigt, dass der Speicherstand die Kapazität des Speichers abschnittsweise übersteigt. Dies liegt daran, dass für n_{Inter} ein vergleichsweise hoher Wert gewählt wurde, um die Rechenzeit zu reduzieren (n_{Red} musste aufgrund der Lage der Extrema nah am Randbereich hoch gewählt werden, was die Rechenzeit signifikant erhöht). Der Grund für den „gezackten“ Verlauf ist, dass sich aufgrund von n_{Inter} sowohl in Maximal- als auch Minimalstand Täler bilden, welche miteinander verglichen werden (vgl. Abschnitt 4.4.4). Der Abstand zwischen diesen Tälern entspricht also der Speicherkapazität, während die Spitzen dazwischen über diesen Wert liegen. Wird $n_{Inter} = 1$ gewählt, so verschmelzen diese Spitzen und Täler zu einem Plateau. Der Abstand zwischen dem maximalen und dem minimalen Plateau entspricht dann dem Maximalspeicherstand.

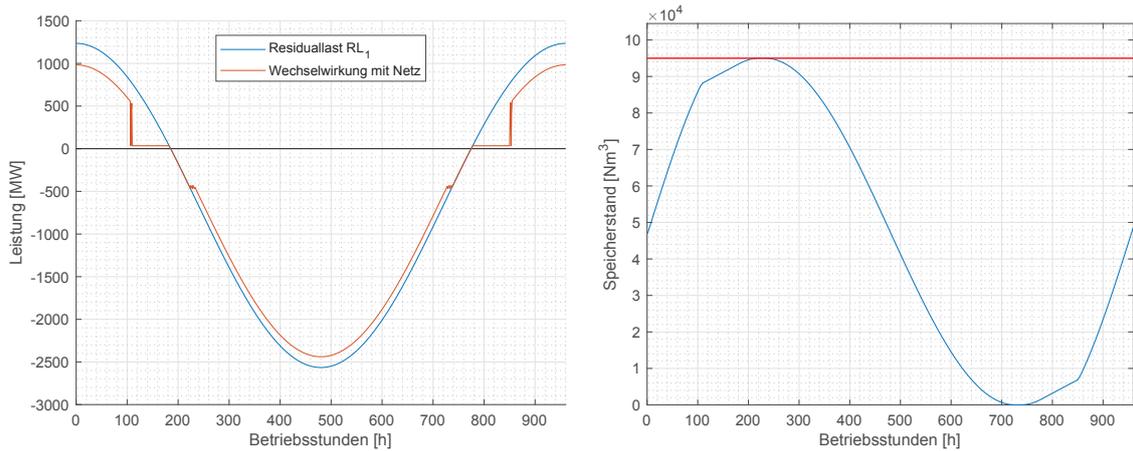
Anmerkung II: Im realen Betrieb würde die Verstromung wohl kaum auf diese Weise betrieben werden. Allerdings sollten die genannten Phänomene im Falle einer realen, wesentlich stärker fluktuierenden Residuallast in den Hintergrund treten, da in solchen Fällen kaum lange Perioden mit solch vergleichsweise niedrigen Solleistungen vorhanden sein werden.

Fallstudie 7: Beschränkter CO_2 Speicher

In dieser Studie wird wieder die gleiche Residuallast wie in Fallstudie 1 (RL_1) gewählt, die Ungleichungssysteme mittels n_{Red} und n_{Inter} reduziert und der CO_2 Speicher begrenzt. Das Ergebnis gleicht qualitativ jenem aus Studie 6, daher wird an dieser Stelle auf die detaillierten Ergebnisse im Anhang verwiesen und nicht weiter auf diese Studie eingegangen.

Fallstudie 8: Beschränkter H_2O Speicher

Auch bei dieser Studie wird die Residuallast der ersten Fallstudie (RL_1) verwendet. In diesem Fall ist der H_2O Speicher begrenzt. Eine Reduktion des linearen Ungleichungssystems wird ebenfalls durchgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.7 dargestellt.



(a) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit (b) H_2O Speicherstandsverlauf, Maximalkapazität als rote Linie der Netz-Wechselwirkung der Anlage

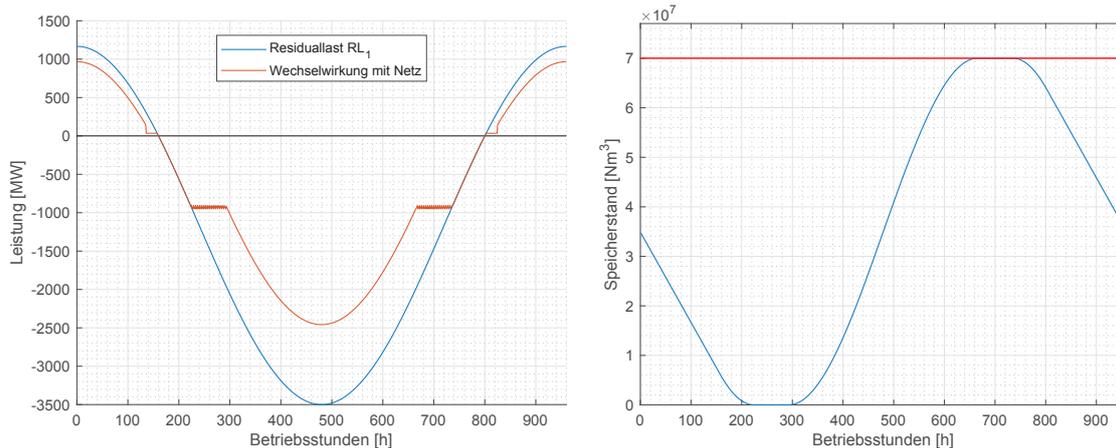
Abbildung 5.7.: Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 8

Dieses Ergebnis ähnelt in qualitativer Hinsicht sehr stark jenem von Studie 4. Als Gründe können wieder die gleichen ausgemacht werden. Der „gezackte“ Verlauf des Plateaus ist wieder ein Resultat von $n_{Inter} > 1$, welcher zu einem konstanten Plateau konvergiert für den Fall von $n_{Inter} = 1$. Im Gegensatz zu den Fallstudien 6 und 7 wird die maximale Speicherkapazität aber sehr gut eingehalten.

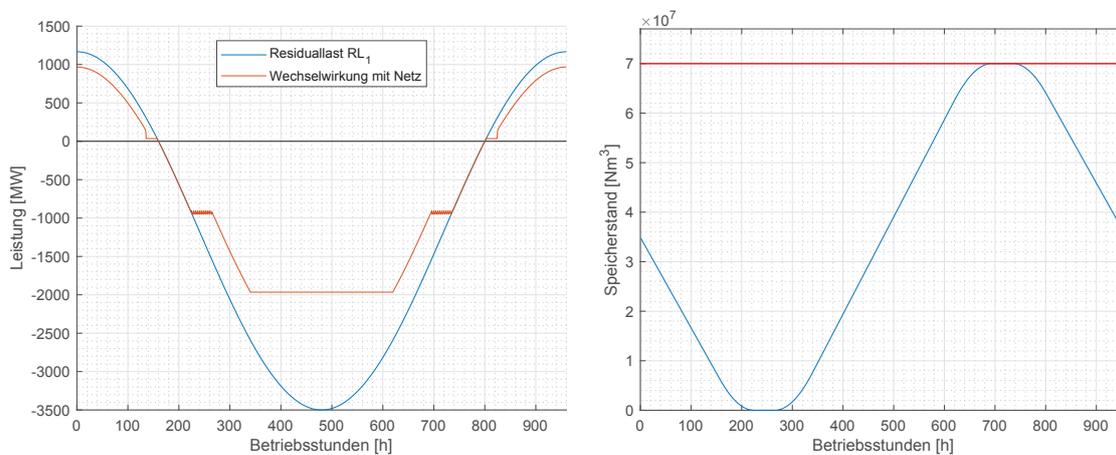
Fallstudie 9: Kombinierte Einschränkungen

In dieser Studie wird die Residuallast RL_1 verwendet. Außerdem werden sowohl die Nennleistung der Elektrolyse, als auch der H_2 Speicher beschränkt. Um detailliert zu zeigen, wie der Optimierungsalgorithmus mit der beschränkten Elektrolyse umgeht werden zwei Durchläufe mit unterschiedlichen $P_{E,Nenn}$ durchgeführt. Diese werden je mit „A“ und „B“ bezeichnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.8 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Fällen sowohl die Maximalleistung der Elektrolyse als auch die Kapazität des H_2 Speichers vom Optimierer eingehalten werden. Die auftretenden Effekte sind alle bereits aus den vorangegangenen Fallstudien bekannt. Beim Vergleich der beiden Ergebnisse zeigt sich allerdings, dass trotz der niedrigeren Nennleistung der Elektrolyse in Fall B in beiden Fällen gleich viel Wasserstoff erzeugt wird. Dies führt in weiterer Folge zu der gleichen Durchsatzleistung der Methanisierung und zu identischen Fahrplänen für die Verstromung. Dies ist dadurch möglich, dass das Zeitintervall ab dem die Elektrolyse der Residuallast parallel folgt in Fall B früher auftritt als



(a) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit (b) H_2 Speicherstandsverlauf (Fallstudie 9A), der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie Maximalkapazität als rote Linie 9A)



(c) Vergleich der ursprünglichen Residuallast mit (d) H_2 Speicherstandsverlauf (Fallstudie 9B), der Netz-Wechselwirkung der Anlage (Fallstudie Maximalkapazität als rote Linie 9B)

Abbildung 5.8.: Ausgewählte Ergebnisse aus Fallstudie 9A und 9B

in A (Intervall 265 in Abbildung 5.8(c) anstatt Intervall 293 in Abbildung 5.8(a)). Dieser Unterschied zeigt sich auch in einem früheren Anstieg des H_2 Speicherstandes in Fall B. Dies zeigt wieder den notwendigen Kompromiss zwischen Minimierung und Glättung der verbleibenden Residuallast.

5.1.2. Vergleich von Optimierungs- und Simulationsergebnissen

Wie in Kapitel 4 beschrieben sind die beiden Optimieralgorithmen unterschiedlich gut geeignet den Betrieb der Anlage optimal an eine gegebene Residuallast anzupassen. Außerdem sind beide nur begrenzt dazu in der Lage die Speicherstände aufgrund des ermittelten Fahrplans richtig zu bestimmen (wobei „richtig“ das Simulationsergebnis von Epsilon bezeichnet). Aus diesen Gründen werden im folgenden die Ergebnisse beider Optimierer miteinander sowie deren ermittelte Speicherverläufe mit dem Ergebnis von Epsilon verglichen.

Für diese Betrachtungen wird ähnlich dem vorangegangenen Abschnitt eine „künstliche“ Residuallast erzeugt. Diese soll einen Jahrestrend, sowie Tagesschwankungen inklusive zufälliger Verschiebungen, welche die Einspeisung erneuerbarer Energieerzeuger abbilden sollen, enthalten. Dazu wird eine Jahreslänge mit $n_h = 1920$ Stunden angesetzt (da die Rechenzeit des *fmincon* Optimierers für noch mehr Variablen exorbitant ansteigt). Die erzeugte Residuallast

$$RL = RL_J + TV + TE_{PV} + JE_{PV} + TE_{WK} \quad (5.2)$$

ergibt sich als Überlagerung eines Jahreslastgangs RL_J , eines Tagesverbrauchs TV , einer solaren Tageserzeugung TE_{PV} , eines solaren Jahreseinflusses JE_{PV} sowie einer Tageserzeugung aus Windkraft TE_{WK} . Die einzelnen Komponenten berechnen sich als

$$RL_J = P_a \cos \left(2\pi\omega_J \frac{i}{n_h} \right) \quad (5.3a)$$

$$TV = P_d \left| \sin \left(2\pi\omega_T \frac{i}{n_h} \right) \right| \quad (5.3b)$$

$$TE_{PV} = -c_1 P_d \sin \left(2\pi\omega_T \frac{i}{n_h} \right) \quad (5.3c)$$

$$JE_{PV} = -c_2 P_a \cos \left(2\pi\omega_J \frac{i}{n_h} \right) \quad (5.3d)$$

$$TE_{WK} = -\frac{P_d}{2} \cdot Z(i) \quad (5.3e)$$

wobei i den Index des jeweiligen Zeitintervalls im gesamten Jahr darstellt. $P_a = 500$ und $P_d = 2P_a = 1000$ repräsentieren die Amplituden der Jahres- bzw. Tagesverläufe (in MW). Die Frequenzen von Jahres- und Tagesverläufen werden durch $\omega_J = 1$ und $\omega_T = \frac{n_h}{24} = 80$ abgebildet (in 1/Jahr). Z stellt einen Vektor mit n_h Elementen dar, welcher Zufallszahlen zwischen 0 und 1 enthält. $Z(i)$ entspricht demnach dem Zufallswert im Zeitintervall i . c_1 und c_2 stellen konstante Faktoren dar, welche so gewählt wurden, dass die positive und negative Fläche des Verlaufs annähernd gleich sind (vollkommene Gleichheit ist aufgrund des Einflusses der Zufallszahlen in Z nicht erreichbar). Dies bedeutet also, dass ein solch „künstliches Jahr“ über 80 Tage verfügt, wobei ein Tageszyklus dennoch 24 Stunden ausmacht. Eine solche Residuallast ist beispielhaft in Abbildung 5.9 dargestellt.

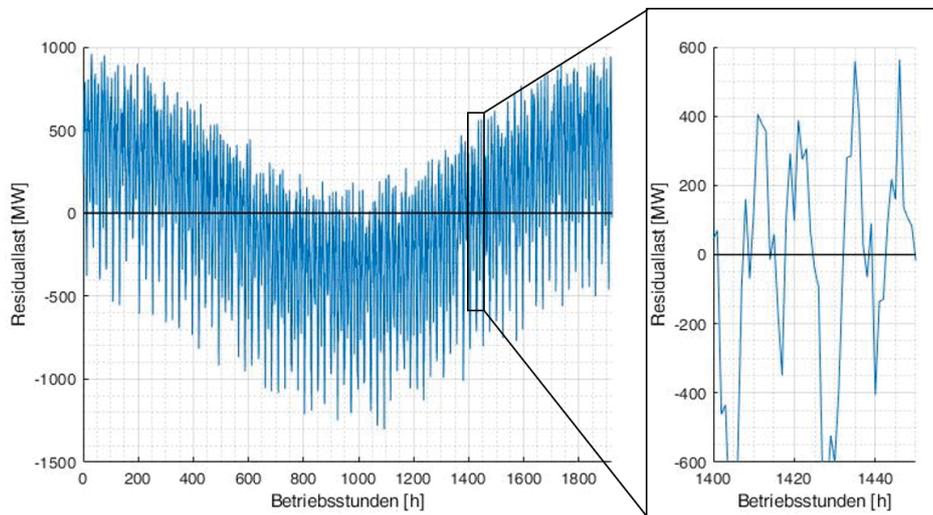


Abbildung 5.9.: Beispielhafte künstliche Residuallast für Optimierervergleiche

Beide Optimierungsalgorithmen wurden im Auslegungsverfahren durchlaufen und die erstellten Fahrpläne in Epsilon simuliert. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst und in Anhang D detailliert dargestellt.

Als Vergleich zwischen den Ergebnissen der Optimierer untereinander dienen die ermittelte notwendige Nennleistung der Verstromung, die Summe aller Abweichungen zur vorgegebenen Residuallast (1-Norm) Q_{1N} sowie die Summe aller Quadrate der Abweichungen zur vorgegebenen Residuallast (2-Norm) Q_{2N} . Als Vergleich zwischen den Ergebnissen der Optimierer und den mit diesen Ergebnissen durchgeführten Simulationen in Epsilon dienen die Speicherzuflüsse in jedem Zeitintervall. Die relativen Abweichungen sind dabei

immer auf den jeweiligen maximal auftretenden Zu- bzw. Abfluss der Epsilon-Simulation als Basis bezogen. Dazu wird eine weitere Qualitätskennzahl

$$q_{D,med} = \frac{\sum_{i=1}^{n_h} |\Delta m_{Sp,Opt,med,i} - \Delta m_{Sp,Ebs,med,i}|}{n_h} \quad (5.4)$$

definiert, wobei *med* das jeweilige Medium (H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 , H_2O), *Opt* die Ergebnisse des jeweiligen Optimierers und *Ebs* die Ergebnisse aus dem Epsilon-Modell bezeichnen. Die relativen Abweichungen beziehen sich dabei auf die Simulationsergebnisse als Basis. Tabelle 5.1 zeigt die Ergebnisse der Vergleiche zwischen den beiden Optimierungsalgorithmen.

Tabelle 5.1.: Ergebnisse der Vergleiche von Optimierung und Simulation

	<i>lsqlin</i>		<i>fmincon</i>	
	Absolut	Relative Abw. [%]	Absolut	Relative Abw. [%]
$P_{V,Nenn}$ [MW]	567	-	526	-
Q_{1N} [MWh]	138	-	136	-
Q_{2N} [(MWh) ²]	$5,13 \cdot 10^7$	-	$5,01 \cdot 10^7$	-
q_{D,H_2} [t/h]	$2,53e \cdot 10^{-4}$	1,30	$3,08e \cdot 10^{-6}$	$1,58e \cdot 10^{-5}$
q_{D,O_2} [t/h]	0,342	0,189	0,198	0,110
q_{D,CH_4} [t/h]	0,0907	1,38	0,0560	0,853
q_{D,CO_2} [t/h]	0,348	0,135	0,0922	0,0395
q_{D,H_2O} [t/h]	0,266	0,112	0,199	0,0911

Wie zu erwarten ermittelt die *fmincon*-Optimierung eine niedrigere notwendige Nennleistung für die Verstromung, da sie die nichtlinearen Stoffströme bereits in die Optimierung miteinbezieht. Aus diesem Grund (es ist keine nachträgliche Fahrplankorrektur notwendig) sind auch beide Qualitätskennzahlen Q_{1N} und Q_{2N} niedriger (besser) als bei der *lsqlin*-Optimierung. Überraschend ist, dass auch die Differenzen in den Speicherzuflüssen im Falle des *fmincon*-Optimierers kleiner sind. Diese Optimierung passt eine Funktion an die Daten der Parameterstudie an und kann daher die realen Stoffströme niemals exakt abbilden. Dahingegen passt die *lsqlin*-Optimierung die Betriebspunkte in allen Zeitintervallen an die realen Daten an. Dies legt den Schluss nahe, dass die berechneten Speicherzuflüsse bei diesem Optimierer besser mit der Simulation übereinstimmen, als dies bei der *fmincon*-Optimierung der Fall ist. Der Grund für diese höhere Abweichung liegt in der linearen Interpolation zwischen den Betriebspunkten der Parameterstudie. Diese liefert für hohe

Teillasten eine sehr gute Übereinstimmung, allerdings weicht sie für niedrige Teillasten deutlich ab. Das Problem dabei ist der niedrigste Interpolationsbereich zwischen 0 % und 2 % der Nennleistung. Diese Problematik soll an Abbildung 5.10 veranschaulicht werden.

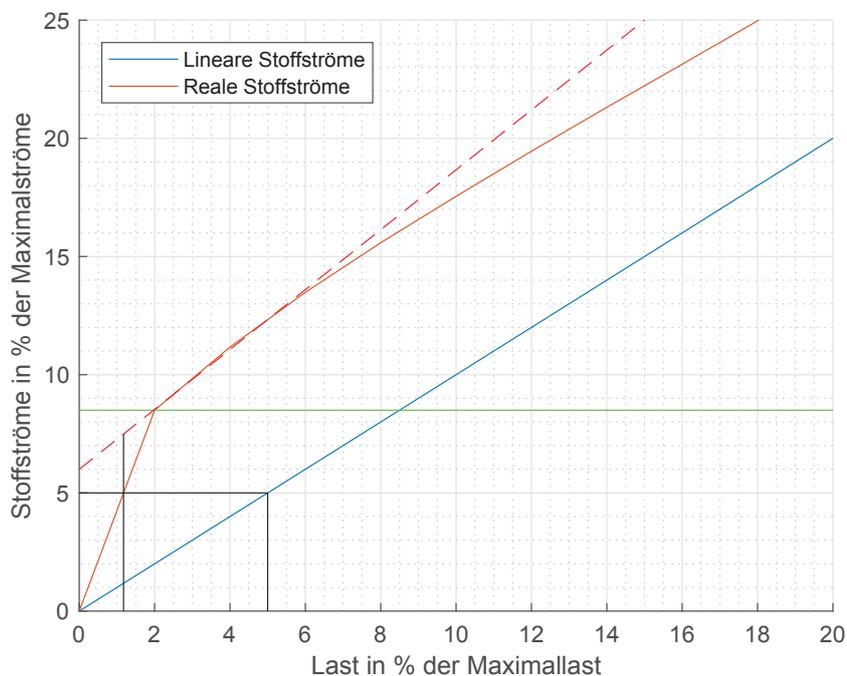


Abbildung 5.10.: Problematik der linearen Interpolation in der Fahrplankorrektur

Diese Grafik zeigt die normierte Parameterstudie („Reale Stoffströme“) zusammen mit einem normierten linearen Verlauf („Lineare Stoffströme“). Die Stoffströme bei zwei Prozent Nennleistung sind durch eine grüne horizontale Linie markiert. Da dies der letzte Punkt der Parameterstudie ist, wird jeder Betriebspunkt im Bereich zwischen 0 % und 2 % der Nennleistung entsprechend dem Verlauf „Reale Stoffströme“ linear interpoliert. Ermittelt der Optimierer einen Betriebspunkt von 5 % der Nennleistung, so wird dieser im Zuge der Fahrplankorrektur auf etwa 1,2 % gesetzt (schwarze Linien, vgl. auch Abschnitt 4.4.2 sowie Abbildung 4.7), was Stoffströmen von 5 % der Maximalströme entspricht. Legen wir nun eine Gerade durch die letzten Punkte der Parameterstudie (etwa 2 bis 6 % der Nennleistung, rot strichlierte Linie) und verlängern diese bis zur y-Achse, so entsprechen die Stoffströme bei 1,2 % der Nennleistung auf dieser Geraden etwa 7,5 % der Maximalströme (Schnittpunkt rot strichlierte Linie mit vertikaler schwarzen Linie). Verglichen mit dem Ergebnis der linearen Interpolation (5 % der Maximalströme, Schnittpunkt der beiden schwarzen Linien) ergibt dies eine Abweichung um 50 %. Die Differenz zwischen der linearen Verlängerung und der linearen Interpolation unterhalb von 2 % der Nennleistung

führen also zu übermäßig sinkenden Stoffströmen der Fahrplankorrektur im Vergleich zur Simulation. Entsprechend der grünen Linie kommt es zu dieser Interpolation für alle Betriebspunkte unterhalb von etwa 8,5 % der Nennleistung (Schnittpunkt zwischen grüner Linie und „Lineare Stoffströme“). Es wurden daher Untersuchungen durchgeführt, die die Parameterstudie um Datenpunkte bei 1 % und 0,5 % der Nennleistung erweitern. Dies verringert zwar die Abweichungen, allerdings liegen diese immer noch weit über dem Niveau der *fmincon*-Optimierung. Das ist verständlich wenn angenommen wird, dass die Stoffströme tatsächlich entsprechend der rot strichlierten Linie sinken. Da diese Linie die y-Achse bei etwa 6 % der Maximalströme schneidet, sind alle Betriebspunkte von weniger als 6 % der Nennleistung (6 % der Maximalströme entsprechen auf dem Verlauf „Reale Stoffströme“ 6 % der Nennleistung) von dieser übermäßig sinkenden Interpolation betroffen. Abgesehen davon neigt das Epsilon-Modell bei solch niedrigen Leistungen (bei denen ein realer Dampfprozess ohnehin niemals betrieben würde) zur Instabilität.

5.2. Implikationen auf das österreichische Stromnetz

In diesem Abschnitt sollen die Implikationen einer bzw. mehrerer „Closed-Loop“ PtG Anlagen untersucht bzw. die Auswirkung solcher Anlagen auf das österreichische Stromnetz dargestellt werden.

Dazu wird angenommen, dass bestimmte Anteile des österreichischen Bedarfs an elektrischem Strom durch erneuerbare Energieerzeuger gedeckt werden sollen. Als erneuerbare Energieerzeuger gelten in diesem Zusammenhang Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik. Es sollen damit (virtuelle) österreichweite Erzeugungsprofile erstellt werden, welche in der Lage sind den jeweiligen Anteil an der Last abzudecken. Zu diesem Zweck werden die Daten zu Stromerzeugung und -verbrauch der Austrian Power Grid (APG) aus dem Jahr 2016 verwendet. Diese Daten geben folgende Auskunft über die Erzeugungs- und Verbrauchssituation:

Tabelle 5.2.: Daten zu Stromerzeugung und -verbrauch Österreichs im Jahr 2016 [1, 2]

Jahresverbrauch	62,8	TWh
Erzeugung Laufwasser	28,2	TWh
Erzeugung Windkraft	5,32	TWh
Erzeugung Photovoltaik	0,939	TWh
Zulauf Pumpspeicher	2,95	TWh

Um virtuelle, erneuerbare Erzeugungsprofile zu generieren, müssen die vorhandenen Erzeugungskapazitäten erhöht werden. Dazu werden die jeweiligen Erzeugungsprofile aus dem Jahr 2016 linear hochskaliert. Die Pumpspeicher werden mit ihrem Erzeugungs-/Verbrauchsprofil von 2016 in die Berechnungen miteinbezogen.

Um die einzelnen erneuerbaren Erzeuger in geeigneter Art und Weise skalieren zu können, werden zunächst die ungenutzten Potentiale aller drei Komponenten (Laufwasser, Windkraft, Photovoltaik) ermittelt. Diese Werte werden aus [10] entnommen. Anschließend soll jener Faktor bestimmt werden, um den die Erzeugungsprofile aus dem Jahr 2016 linear erhöht werden müssen, sodass der von der Last aus dem Jahr 2016 zu deckende Anteil bedient werden kann. Dabei wird dieser Faktor wiederum auf die drei Erzeuger entsprechend ihrer Potentiale aufgeteilt. Da Erzeugung und Last zu gleichen Zeitpunkten unterschiedliche Werte aufweisen, müssen die beiden Profile durch den Speicher - die „Closed-Loop“ PtG Anlage - so ausgeglichen werden, dass die Last zu jedem Zeitpunkt gedeckt ist und die Summe aus Erzeugung und Last über das gesamte Jahr null ergibt.

Aus der Verwendung der oben genannten Profile ergibt sich eine neue Residuallast als

$$RL_{EE} = L_{16} \cdot r_{EE} - PS_{16} - F_{EE} \cdot (r_{LW} \cdot LW_{16} + r_{WK} \cdot WK_{16} + r_{PV} \cdot PV_{16}) \quad (5.5)$$

wobei L_{16} die Last im Jahr 2016, r_{EE} den Anteil der Last, der von erneuerbaren Energieerzeugern gedeckt werden soll ($L_{16} \cdot (1 - r_{EE})$ wird dabei von konventionellen Erzeugern bedient), PS_{16} die Pumpspeicherprofile im Jahr 2016, F_{EE} den Steigerungsfaktor für die erneuerbaren Erzeuger, r_{LW}, r_{WK}, r_{PV} die Verhältnisse mittels derer die Steigerung auf Laufwasserkraft (LW), Windkraft (WK) und PV aufgeteilt wird und $LW_{16}, WK_{16}, PV_{16}$ die Erzeugung aus der erneuerbaren Erzeugung (EE) im Jahr 2016 darstellen. r_{EE} wird in weiterer Folge zwischen 60% und 100% variiert, die Verhältnisse zur Aufteilung der Steigerung ergeben sich aufgrund von Potentialen aus [10] und der Erzeugung im Jahr 2016 (Tabelle 5.2) als $r_{LW} = 0.0413, r_{WK} = 0.0417, r_{PV} = 0.9169$. Dies liegt daran, dass Laufwasserkraft und Windkraft in Österreich bereits sehr gut ausgebaut sind und die Potentiale für PV im Vergleich zur installierten Leistung am höchsten sind.

Da der Betrieb der Anlage verlustbehaftet ist, reicht es nicht aus F_{EE} so zu wählen, dass $pRL_{EE}/nRL_{EE} = 1$, wobei pRL_{EE} die Summe der positiven und nRL_{EE} die Summe der negativen Anteile von RL_{EE} darstellen. Stattdessen muss

$$\frac{pRL_{EE}}{nRL_{EE}} = \eta_{Anlage} \quad (5.6)$$

gelten, wobei η_{Anlage} den Gesamtwirkungsgrad der Anlage darstellt. Dies bedeutet nichts anderes, als dass die überschüssige Erzeugung des gesamten Jahres um den Kehrwert des Anlagenwirkungsgrades größer sein muss als die Unterdeckung der Last des gesamten Jahres.

Wird nun F_{EE} auf der rechten Seite von Gleichung (5.5) so gewählt, dass die linke Seite die Bedingung aus Gleichung (5.6) erfüllt, so kann ein Anteil r_{EE} der Last mithilfe der PtG Anlage ausschließlich durch erneuerbare Energieerzeuger gedeckt werden. Die sich durch diese Vorgehensweise ergebenden Daten zur virtuellen Stromerzeugung Österreichs sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

Tabelle 5.3.: Daten zur virtuellen Stromerzeugung Österreichs

	$r_{EE} = 1$	$r_{EE} = 0.9$	$r_{EE} = 0.8$	$r_{EE} = 0.7$	Potential[10]
Erzeugung gesteigerte LW [TWh]	44,6	40,0	35,5	30,9	42
Erzeugung gesteigerte WK [TWh]	8,50	7,63	6,75	5,88	8
Erzeugung gesteigerte PV [TWh]	33	29,6	26,2	22,8	31
Leistung gesteigerte LW [TWh]	8,76	7,85	6,95	6,06	-
Leistung gesteigerte WK [TWh]	4,07	3,65	3,23	2,82	6
Leistung gesteigerte PV [TWh]	21,4	19,2	17,0	14,8	23

Der Vergleich der berechneten Werte mit den Potentialen zeigt, dass im Falle der vollen Ausschöpfung der Potentiale beinahe die gesamte Last durch ausschließlich erneuerbare Energieerzeuger gedeckt werden kann. Es seien aber folgende Anmerkungen beigefügt:

Anmerkung I: Bei den berechneten Leistungen handelt es sich um Spitzenleistungen der Erzeugung, während die Potentiale installierte Leistungen darstellen. Aus diesem Grund müssen die Potentiale für den Vergleich mit den Spitzenleistungen als etwas niedriger angenommen werden.

Anmerkung II: Die Autoren von [10] verwenden für die Berechnung der Potentiale für WK und PV die dafür genutzten Flächen, welche abgeschätzt werden. Sie geben an, dass die Ergebnisse daher mit Unsicherheiten behaftet sind.

Für die weiteren Untersuchungen wird jene Residuallast RL_{EE} , welche sich mittels $r_{EE} = 1$ ergibt, genutzt. Diese Residuallast wird nun als Eingangsparameter für die Auslegung einer PtG Anlage verwendet. Dadurch erhalten wir jene Anlagengrößen die notwendig wären, um die gesamte Residuallast Österreichs, unter Annahme einer ausschließlich erneuerbaren Stromerzeugung, mit nur einer einzigen Anlage vollständig zu decken. Diese erste (nicht realisierbare) Betrachtung soll einen Eindruck über die erforderlichen Größenordnungen von Eingangs- und Ausgangsleistung, sowie Speichergrößen für einen österreichweiten Einsatz dieses Konzepts geben. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst.

Tabelle 5.4.: Dimensionen einer Anlage zur Aufnahme der gesamten, ausschließlich erneuerbaren, virtuellen Residuallast Österreichs

Eingangsleistung (Elektrolyse)	22,5	[GW]
Durchsatzleistung Methanisierung	66,7	[tH ₂ /h]
Ausgangsleistung (Verstromung)	6,64	[GW]
H₂ Speichergröße	2.169,5	[Mio.Nm ³]
O₂ Speichergröße	2.553,2	[Mio.Nm ³]
CH₄ Speichergröße	767,9	[Mio.Nm ³]
CO₂ Speichergröße	800,4	[Mio.Nm ³]
H₂O Speichergröße	2,87	[Mio.m ³]

Würde dieses Konzept tatsächlich realisiert, so wären mehrere kleine Anlagen an verschiedenen neuralgischen Netzpunkten wesentlich realistischer als eine große Gesamtanlage. Aus diesem Grund wird eine Referenzanlage mit einer Eingangsleistung von 100 MW definiert und alle weiteren Größen äquivalent umgelegt. Außerdem wird angenommen, dass die Speicherung der Gase in Kavernen untertage erfolgt. Die Speicherdrücke werden mit üblichen Werten von 100 bar [30] und die Temperatur in der Kaverne mit 40 °C festgelegt. Zur Vereinfachung entspricht das Modell einer Kaverne einem Zylinder mit einem Verhältnis von Höhe zu Durchmesser von 15. Jedes Gas wird dabei in einer separaten Kaverne gespeichert. Anmerkung: Die notwendige Kompressionsenergie für die Speicherung der Gase wurde an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Die sich durch die festgelegten Annahmen ergeben Daten für eine Referenzanlage sind in Tabelle 5.5 zusammengefasst.

Eine solche Referenzanlage müsste etwa 225 Mal vorhanden sein, um die gesamte, ausschließlich erneuerbare, virtuelle Residuallast Österreichs abzudecken. An dieser Stelle ist festzuhalten, dass es kaum möglich sein wird, mehrere Anlagen mit exakt diesen Dimen-

Tabelle 5.5.: Dimensionen einer Referenzanlage

Elektrolyse	100	$[MW]$		
Methanisierung	296,3	$[kgH_2/h]$		
Verstromung	29,5	$[MW]$		
H_2 Speichergröße	111.989	$[m^3]$	$d = 48.2m$	$h = 723.0m$
O_2 Speichergröße	131.797	$[m^3]$	$d = 50.9m$	$h = 763.4m$
CH_4 Speichergröße	39.641	$[m^3]$	$d = 34.1m$	$h = 511.5m$
CO_2 Speichergröße	41.315	$[m^3]$	$d = 34.6m$	$h = 518.6m$
H_2O Speichergröße	12.732	$[m^3]$	$d = 23.4m$	$h = 350.3m$

sionen in der Realität zu verwenden. Stattdessen müssen die Größen vor allem an die verfügbaren Speichergrößen, die maximal übertragbaren elektrischen Ein- und Ausspeicherleistungen sowie die Residuallast, die an dem jeweiligen Netzknoten auftritt, angepasst werden. Diese Betrachtung soll wiederum nur die Größenordnungen, welche dieses Konzept impliziert, verdeutlichen.

Die oben beschriebenen Untersuchungen gehen davon aus, dass die gesamte virtuelle Residuallast von einer oder mehreren Anlagen abgedeckt würde. Tatsächlich würde eine solche Anlage aber vermutlich eher dazu genutzt, saisonale Schwankungen auszugleichen, anstatt den Tagesverlauf nachzubilden. Dies würde nämlich bedeuten, dass jede einzelne Lastspitze im Netz von der Anlage aufgenommen bzw. gedeckt werden müsste. Speziell im Falle von großen, zentralen Anlagen ist dies äußerst unwahrscheinlich bzw. aufgrund von Einschränkungen durch die Übertragungsleistung des Netzes sogar unmöglich. Man denke an eine PV Anlage eines Einfamilienhauses im einstelligen kW-Bereich, welche sich beispielsweise in Tirol befindet. Eine Erzeugungsspitze während der Woche um die Mittagszeit, die von der Familie nicht genutzt wird, müsste dann über das Netz nach Oberösterreich oder Niederösterreich (je nachdem, wo Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen) übertragen und anschließend in einer Anlage mit einer Leistung von mehreren hundert MW oder sogar mehr gespeichert werden. Da dies ein unrealistisches Szenario darstellt, soll der saisonale Anteil der ausschließlich erneuerbaren, virtuellen Residuallast bestimmt werden. Dazu wurden zwei Analysen durchgeführt:

- Mittels Fourier-Transformation der Residuallast wurde die Grundschiwingung mit einer Periodendauer eines ganzen Jahres bestimmt.
- Mithilfe eines Tiefpassfilters mit einer Grenzfrequenz von $2/365$ (Periodendauer ei-

nes halben Jahres) wurden alle Schwingungen mit einer Frequenz von mehr als der Grenzfrequenz aus dem Spektrum gefiltert.

Abbildung 5.11 zeigt die ausschließlich erneuerbare, virtuelle Residuallast zusammen mit den saisonalen Trends aus den beiden Analysen.

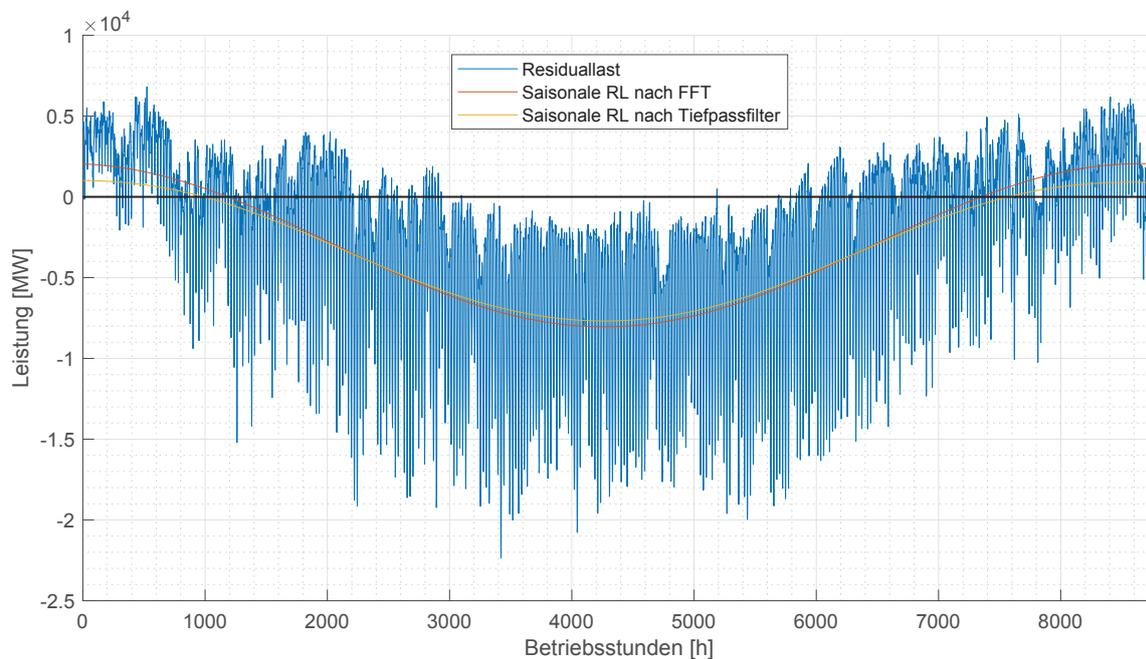


Abbildung 5.11.: Saisonaler Trend in der ausschließlich erneuerbaren, virtuellen Residuallast

Der saisonale Trend aus der Fourier-Transformation soll nun als neue *saisonale Residuallast* weiterverwendet werden. Diese wird nun als neuer Eingangsparameter für eine Anlagenauslegung verwendet, um die Dimensionen zur Deckung der virtuellen, saisonalen Residuallast zu bestimmen. Dabei handelt es sich, wie schon bei den oben beschriebenen Betrachtungen, wiederum um eine österreichweite Analyse einer einzigen (theoretischen) Anlage. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.6 dargestellt und können wie schon oben beschrieben äquivalent auf kleinere Anlagen umgelegt werden.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die erzeugte saisonale Residuallast im Gegensatz zur ursprünglichen Residuallast nicht über den Anlagenwirkungsgrad ausgeglichen ist. Das bedeutet, dass das Verhältnis von positiver zu negativer Residualenergie im Falle der ursprünglichen Residuallast 1 : 4,61 beträgt, während die saisonale Residuallast ein Verhältnis von 1 : 8,43 aufweist.

Die durchgeführten Untersuchungen stellen Extreme dar, welche ein Feld an möglichen

Tabelle 5.6.: Dimensionen einer Anlage zur Deckung der saisonalen Last

Eingangsleistung (Elektrolyse)	5,67	[GW]
Durchsatzleistung Methanisierung	33,1	[tH ₂ /h]
Ausgangsleistung (Verstromung)	1,99	[GW]
H ₂ Speichergröße	1.667,3	[Mio.Nm ³]
O ₂ Speichergröße	1.615,0	[Mio.Nm ³]
CH ₄ Speichergröße	591,1	[Mio.Nm ³]
CO ₂ Speichergröße	607,0	[Mio.Nm ³]
H ₂ O Speichergröße	1,89	[Mio.m ³]

Konfigurationen aufspannen, wie es in Abbildung 5.12 dargestellt ist.

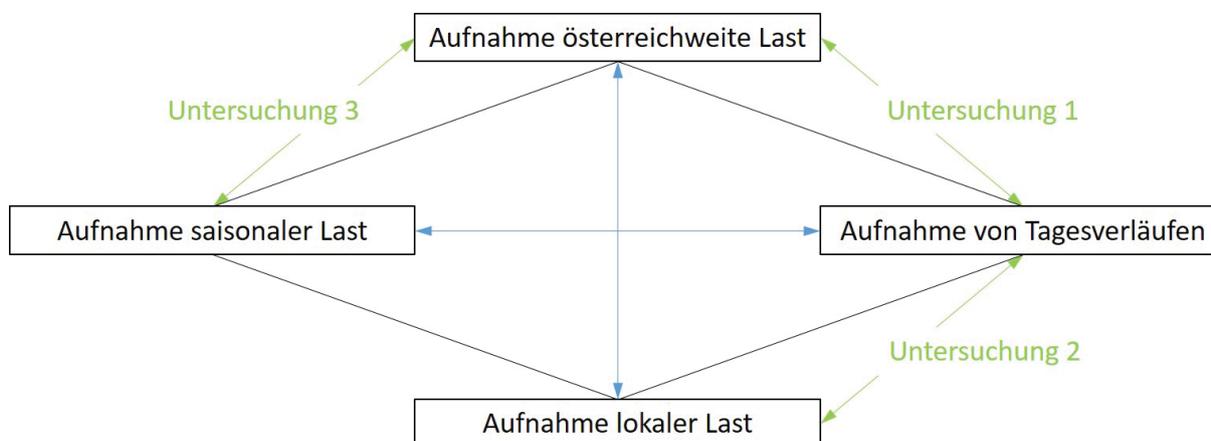


Abbildung 5.12.: Konfigurationsbereich einer Anlage entsprechend den durchgeführten Untersuchungen

Würde eine solche Anlage tatsächlich realisiert, so würde sie in dieser Abbildung einem Punkt innerhalb des aufgespannten Feldes entsprechen. Selbstverständlich wäre die Lage dieses Punktes von den örtlichen Randbedingungen, wie maximal abrufbare bzw. einspeisbare Leistung, verfügbare Speichergrößen und vor allem die anfallende Residuallast am jeweiligen Netzanschluss abhängig.

5.3. Fortlaufende Fahrplanoptimierung

Für die Untersuchungen zur Fahrplanoptimierung wird die gesamte, ausschließlich erneuerbare, virtuelle Residuallast aus Abschnitt 5.2 verwendet. Mit dieser Residuallast wird

eine Anlage zuerst optimal ausgelegt, danach wird ein optimaler Fahrplan mit den fixierten Anlagendaten erstellt. An dieser Stelle soll ein realistischer Betrieb mit unsicheren Prognosen über die zukünftige Residuallast simuliert werden. Dazu wird eine Fourier-Transformation auf die Residuallast angewendet und mithilfe deren Ergebnissen ein Ersatzverlauf entsprechend

$$EV = y_{DC} + M_J \cos\left(2\pi \frac{i}{n_h} + \phi_J\right) + M_T \cos\left(2\pi \frac{i}{24} + \phi_T\right) \quad (5.7)$$

für alle $1 \leq i \leq n_h$ erzeugt, wobei y_{DC} der Konstantanteil, M_J die Amplitude und ϕ_J die Phasenverschiebung der Periodendauer von n_h Stunden sowie M_T die Amplitude und ϕ_T die Phasenverschiebung der Periodendauer von 24 Stunden bezeichnen. Die Größen y_{DC} , M_J , M_T , ϕ_J und ϕ_T werden in einer Fourieranalyse bestimmt. Ein solcher Ersatzverlauf ist zusammen mit dessen ursprünglicher Residuallast in Abbildung 5.13 dargestellt.

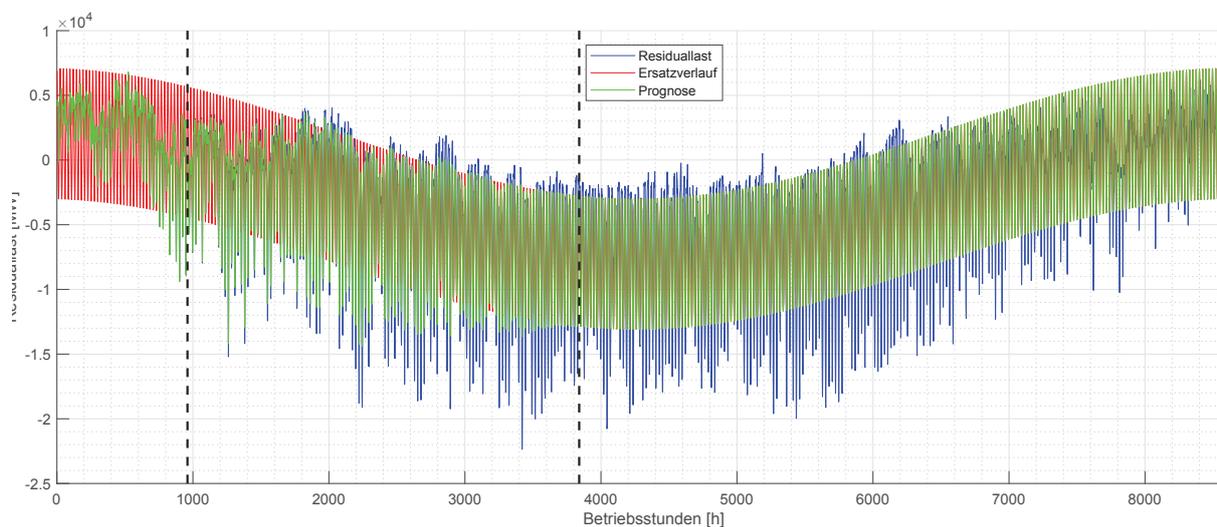


Abbildung 5.13.: Darstellung der ursprünglichen Residuallast mit abgeleitetem Ersatzverlauf und damit erstellter Prognose

Das Verhältnis zwischen negativer und positiver Residualenergie beträgt 1:4,61 im Falle der ursprünglichen Residuallast und 1:4,25 im Falle des Ersatzverlaufes. Dies zeigt eine erheblich bessere Übereinstimmung als der Vergleich zwischen Residuallast und saisonaler Residuallast in Abschnitt 5.2.

Die Prognose $Prog$, welche ebenfalls in dieser Abbildung dargestellt ist, ergibt sich aus einer Verschneidung von virtueller Residuallast R und Ersatzverlauf. Dazu übernimmt die Prognose die ersten l_G Werte aus der Residuallast, sodass $Prog(i) = R(i) \forall 1 \leq i \leq l_G$ gilt

(Verlauf bis zu erster horizontaler Markierung in Abbildung 5.13). Die folgenden l_U Werte werden als gewichtetes Mittel zwischen Residuallast und Ersatzverlauf übernommen, wobei sich die Gewichtung über die Zeitintervalle hinweg von Residuallast zu Ersatzverlauf verlagert, sodass $Prog(i) = EV(i) \cdot \frac{i-l_G}{l_U} + R(i) \cdot \left(1 - \frac{i-l_G}{l_U}\right) \forall l_G+1 \leq i \leq l_G+l_U$ gilt (Verlauf zwischen erster und zweiter horizontaler Markierung in Abbildung 5.13). Alle weiteren Elemente von $Prog$ entsprechen dem Ersatzverlauf, sodass $Prog(i) = EV(i) \forall l_G+l_U+1 \leq i \leq n_h$ gilt (Verlauf nach zweiter horizontaler Markierung in Abbildung 5.13).

Die Fahrplanoptimierung wird mit der so erstellten Prognose durchgeführt. Anschließend wird davon ausgegangen, dass die tatsächlich auftretende Residuallast über l_G Zeitintervalle hinweg der Prognose entspricht. Um den Betrieb der Anlage zu simulieren, werden die Speicherverläufe für diese l_G Zeitintervalle entsprechend des generierten Fahrplans (bzw. der tatsächlichen Residuallast, was in diesem Fall das Gleiche ist) berechnet. Danach wird die Residuallast entlang der Zeitachse um l_G verschoben, sodass eine versetzte Residuallast $R_v(i) = R(i+l_G) \forall 1 \leq i \leq n_h-l_G$ bzw. $R_v(i) = R(i-n_h+l_G) \forall n_h-l_G+1 \leq i \leq n_h$ entsteht. Mit dieser neuen Residuallast wird eine neue Prognose erstellt und diese für eine weitere Fahrplanoptimierung genutzt. Dieser Prozess wird so lange wiederholt bis mindestens $n_{FP} = \frac{n_h}{l_G}$ aufeinander folgende Fahrpläne erstellt wurden. Tritt dieser Fall ein, so wurde eine komplette Periode in einem der Realität angenäherten Prozess simuliert.

Mit dem Parametern l_G kann festgelegt werden, wie lange im Voraus die Prognose zutrifft, bzw. wie oft diese an neue Vorhersagen angepasst werden muss (im Extremfall gilt $l_G = 1$ für die Neuerstellung einer Prognose nach jedem einzelnen Zeitintervall). l_U hingegen drückt aus, über welche Zeitlänge die Prognose die tatsächlich eintretenden Realität annähern kann. Über l_G+l_U Zeitintervalle hinaus wird keine Prognose für die Fahrplanerstellung verwendet, sondern nur noch die allgemein ermittelten Jahres- und Tageszyklen betrachtet. Anmerkung: In Abbildung 5.13 wurde $l_G = 960$ (40 Tage) und $l_U = 2880$ (120 Tage) gewählt. Dies stellt unzulässige Annahmen dar, da eine Prognose niemals so weit im Voraus zuverlässige Werte für die tatsächlich auftretende Residuallast liefern kann. Diese Zahlen wurden lediglich im Hinblick auf optimale Darstellbarkeit in der Abbildung gewählt. Für die folgenden Untersuchungen wurden wesentlich kleinere Werte verwendet, welche zusammen mit den Ergebnissen in Tabelle 5.7 dargestellt sind.

Hierbei folgen Q_{1N} und Q_{2N} den gleichen Definitionen wie in Abschnitt 5.1.2. D_R bezeichnet den Anteil der Residuallast, welche vom ermittelten Fahrplan gedeckt werden kann.

Die Ergebnisse zeigen erwartbare Trends: mit steigender Übereinstimmung zwischen Pro-

Tabelle 5.7.: Daten der Untersuchungen zur fortlaufenden Fahrplanoptimierung

$l_G[h]$	$l_U[h]$	$Q_{1N}[MWh]$	$Q_{2N}[(MWh)^2]$	$D_R[\%]$
24	24	$5,78 \cdot 10^9$	$4,33 \cdot 10^{15}$	86,7
24	48	$5,76 \cdot 10^9$	$4,29 \cdot 10^{15}$	86,8
24	120	$5,66 \cdot 10^9$	$4,13 \cdot 10^{15}$	87,0
24	240	$5,47 \cdot 10^9$	$3,83 \cdot 10^{15}$	87,5
24	480	$5,04 \cdot 10^9$	$3,25 \cdot 10^{15}$	88,5
48	48	$5,74 \cdot 10^9$	$4,25 \cdot 10^{15}$	86,8
48	120	$5,64 \cdot 10^9$	$4,08 \cdot 10^{15}$	87,0
48	240	$5,44 \cdot 10^9$	$3,79 \cdot 10^{15}$	87,5
48	480	$5,02 \cdot 10^9$	$3,21 \cdot 10^{15}$	88,6
120	120	$5,60 \cdot 10^9$	$3,98 \cdot 10^{15}$	87,2
120	240	$5,40 \cdot 10^9$	$3,68 \cdot 10^{15}$	87,7
120	480	$4,99 \cdot 10^9$	$3,15 \cdot 10^{15}$	88,7

gnose und tatsächlicher Residuallast (steigendes l_U) verbessern sich sowohl beide Qualitätskennzahlen als auch die Deckung der Residuallast durch den ermittelten Fahrplan. Steigende Werte in l_G (bei konstantem l_U) hingegen beeinflussen diese Ergebnisse offenbar weniger als dies für l_U der Fall zu sein scheint. Die Schrittweite der Prognoseerstellung scheint damit weniger relevant als die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Residuallast. Abschließend sind in den Abbildungen 5.14 bis 5.16 die Vergleiche zwischen Residuallast und Fahrplan, ursprünglicher Residuallast und jener nach dem Ausgleich sowie der Fahrplan der Methanisierung beispielhaft für $l_G = 24$ und $l_U = 24$ dargestellt. Weitere Ergebnisse sind im Anhang nicht angefügt, da sich diese optisch kaum voneinander unterscheiden.

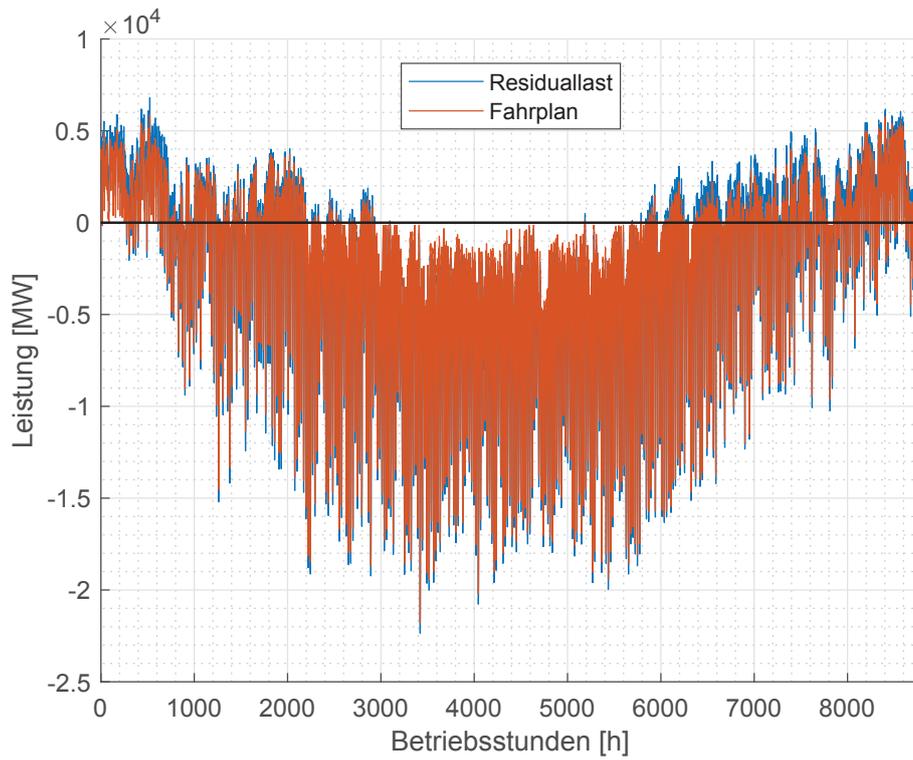


Abbildung 5.14.: Vergleich zwischen Residuallast und Fahrplan

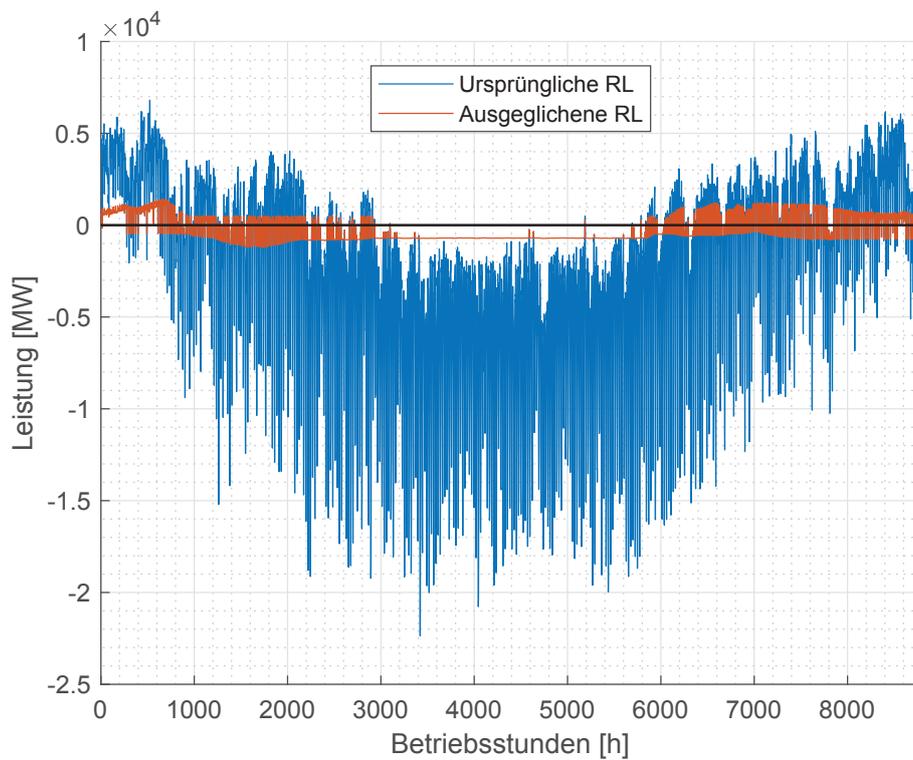


Abbildung 5.15.: Vergleich zwischen ursprünglicher und ausgeglichener Residuallast

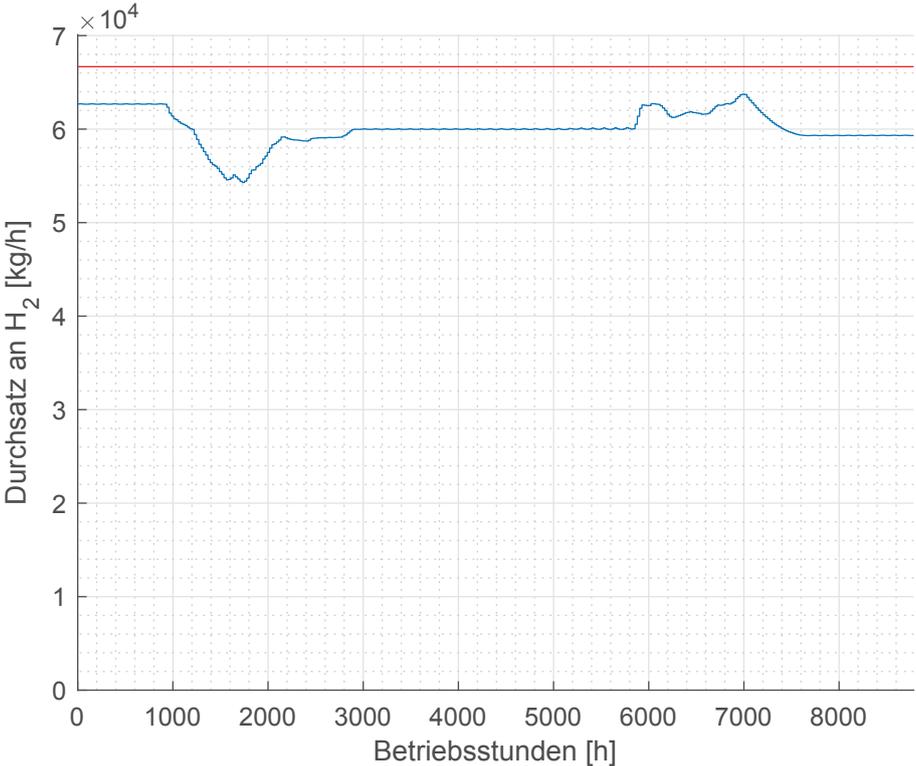


Abbildung 5.16.: Fahrplan der Methanisierung, Nennleistung als rote Linie

6. Diskussion

Die entwickelte Anlage erfordert eine Elektrolyse sehr großen Ausmaßes. Dies gilt speziell dann, wenn saisonale Lastschwankungen bedient werden sollen. Da eine solche Anlage im kleinen Maßstab aufgrund der Verstromung als auch wegen des Aufwandes für die Bereitstellung der Speicherkapazitäten wenig sinnvoll wäre, stellt eine Anpassung der Dimensionen an gegebene Elektrolysen keine Alternative dar. Nachdem eine Elektrolyse in solchen Ausmaßen allerdings nicht verfügbar ist, kommt diese Arbeit derzeit über das Stadium eines Konzepts nicht hinaus.

Der niedrige Wirkungsgrad stellt eines der größten Probleme dieses Konzepts dar. Es wäre durchaus vorteilhaft eine Wärmeauskopplung vorzusehen, falls entsprechende Abnahmekapazitäten vorhanden sind, um den Gesamtwirkungsgrad zu erhöhen. Da die Verstromung den niedrigsten Wirkungsgrad in der gesamten Umwandlungskette aufweist, wäre eine Verbesserung gerade an dieser Stelle wünschenswert. Dies könnte zum Beispiel durch die Verwendung eines GuD-Prozesses, statt lediglich eines Clausius-Rankine Kreislaufs erreicht werden, vgl. Abschnitt 4.2, worauf allerdings aus den genannten Gründen (Abschnitt 4.1.3) verzichtet wurde.

Ähnliches gilt für die Verwendung von CH_4 statt H_2 in der Verstromung. Dieser Schritt würde durch den Entfall der Methanisierung den Wirkungsgrad nochmals steigern. Da der Betrieb eines GuD-Prozesses mit H_2 allerdings noch problematischer ist als jener im Oxy-Fuel-Prozess mit CH_4 (hohe Temperaturen in der Gasturbine) und außerdem die Speicherung des H_2 einige Herausforderungen darstellt, wurde dies in der vorliegenden Arbeit ebenfalls nicht implementiert.

Die *fmincon*-Optimierung reagiert sehr sensibel auf Änderungen in der Ausgangslösung und kann bei ungünstigen Startlösungen instabil werden. Wird dieser Optimierungsprozess praktisch genutzt, so muss durch entsprechende vorhergehende Untersuchungen die Stabilität des Algorithmus an realen Daten überprüft und die Ausgangslösung gegebenenfalls modifiziert werden.

Die Funktion zur Abbildung der nichtlinearen Stoffströme in Gleichung (4.29) kann die realen Werte nur bedingt annähern. Abweichungen in niedrigen Lastbereichen fallen hierbei weniger ins Gewicht, da der Optimierer ohnehin versucht, den Betrieb in diesen Lastbereichen zu vermeiden. Dennoch zeigt Abbildung 4.8 Abweichungen zwischen realen und modellierten Stoffströmen im Nennleistungsbereich, welche unter Umständen signifikanten Einfluss auf die Qualität der Lösung haben können.

In der derzeitigen Implementierung der Fahrplanerstellung kann die Verstromung in einem Zeitintervall auf null gesetzt werden, während sie in den Intervallen davor und danach aktiv ist. In diesem inaktiven Zeitintervall ist der ermittelte Verbrauch, sowohl von Optimierer als auch von Epsilon, ebenfalls null. Tatsächlich würde sich ein solcher Dampfprozess in der Realität anders verhalten. Dies könnte beispielsweise durch einen „Stand-by“-Verbrauch für aufeinanderfolgende inaktive Zeitintervalle definierter Länge implementiert werden.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge dieser Arbeit konnte eine PtG-Anlage, welche einzig durch den Bezug und die Einspeisung von elektrischem Strom von dem bzw. in das Netz mit ihrer Umwelt wechselwirkt, konzeptioniert, entwickelt und modelliert werden. Im Vergleich zu konventionellen Konzepten zur Speicherung von elektrischer Energie bzw. zum Ausgleich von Residuallasten weist die erstellte Anlage sehr niedrige Wirkungsgrade auf. Demgegenüber verfügt sie über vergleichsweise große Speicherkapazitäten. Die so gewonnene potentielle Möglichkeit der Verschiebung von Lasten über den Zeitraum eines Jahres in den beschriebenen Ausmaßen könnte den niedrigen Wirkungsgrad wieder wett machen, da Speicher mit solchen Kapazitäten derzeit kaum verfügbar sind und daher überschüssige Leistungen aus dem Sommer im Winter nicht genutzt werden können. Obwohl die Anlage daher für den Ausgleich saisonaler Residuallasten gedacht ist, kann sie durch die hohe Flexibilität der Elektrolyse eingangsseitig auch kurzfristige Schwankungen aufnehmen. Durch Anwendung einer Gasturbine in der Verstromung könnte eine wesentlich höhere Flexibilität auch auf der Ausgangsseite erreicht werden.

Die entwickelten Optimierungsalgorithmen mit ihren Optimierern im Kern liefern brauchbare Ergebnisse, um die Anlage zu dimensionieren und sie anschließend in Abhängigkeit der Residuallast optimal zu betreiben. Die Ergebnisse der Beispiele weisen hierbei eine Komplexität auf, wie sie auf den ersten Blick nicht direkt ersichtlich ist. Ein Betrieb nach vorgegebenen Mustern oder gar eine manuelle Fahrweise könnte das jeweilige Optimum (im Sinne der definierten Zielfunktion) in der gleichen oder einer ähnlichen Qualität vermutlich nicht erreichen.

Die Speicherung der Energie in Form von CH_4 erhöht die Komplexität der Anlage signifikant und senkt überdies den Wirkungsgrad. Auch wenn H_2 ein größeres Volumen zur Speicherung der gleichen Menge an Energie benötigt, so wären im Falle einer Speicherung der Energie in H_2 doch nur drei statt fünf Medien (H_2 , O_2 und H_2O) zu speichern, wobei nur zwei davon gasförmig vorliegen. Diese Option - eventuell in Kombination mit einer Brennstoffzelle statt einem Dampfprozess - weitergehend zu untersuchen scheint

vielversprechend.

Die Methanisierung wirkt durch ihre konstante Leistung über die gesamte betrachtete Periode sehr starr auf die Fahrplanerstellung. Eine Flexibilisierung der Methanisierung könnte die Flexibilität des Gesamtprozess erheblich steigern. Beispielsweise wäre eine zulässige Änderung des Betriebspunktes alle 24 Stunden um maximal 5 % oder Ähnliches denkbar.

Um die notwendige Rechenzeit zu verringern, könnten die Algorithmen dahingehend geändert werden, dass der Fahrplan nur für die unmittelbar bevorstehenden Zeitintervalle für jedes Zeitintervall separat bestimmt wird. Weiter in der Zukunft liegende Zeitintervalle (alle einzelnen Stunden im Januar, wenn der aktuelle Zeitpunkt im Juli liegt) könnten in den Gleichungs- bzw. Ungleichungssystemen zusammengefasst werden, um die Anzahl an Gleichungen zu verringern. Es kann davon ausgegangen werden, dass Tagesschwankungen im Verbrauch in einem halben Jahr in der Zukunft (welche beispielsweise zu einem Tag oder einer Woche zusammengefasst würden) keine Auswirkungen auf den optimalen Fahrplan in den nächsten paar Stunden haben.

Da die *fmincon*-Optimierung extrem empfindlich auf Unterschiede in der Ausgangslösung x_0 reagiert (sowohl Konvergenzgeschwindigkeit als auch die Konvergenzfähigkeit ändern sich zum Teil beträchtlich mit unterschiedlichen Ausgangslösungen) scheint es lohnend einen Algorithmus auf Basis von empirischen Werten zu entwickeln, welcher aufgrund aller Randbedingungen eine Lösung findet bzw. abschätzt, welche bereits möglichst nahe an dem tatsächlichen Optimum liegt.

Bei allen Nachteilen, welche die *fmincon*-Optimierung aufweist, bietet sie neben der nicht-linearen Modellierung der Verbräuche auch die Möglichkeit, eine beliebige Zielfunktion zu nutzen. Dies könnte in Zukunft dazu verwendet werden, ökonomische Betrachtungen in die Optimierung mit einfließen zu lassen.

Literatur

- [1] AUSTRIAN POWER GRID AG. *Stromerzeugung Österreich*. URL: https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung_pro_Typ (besucht am 21.02.2018).
- [2] AUSTRIAN POWER GRID AG. *Stromverbrauch Österreich*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/last/Ist-Last> (besucht am 21.02.2018).
- [3] BAJOHR, Siegfried u. a. “Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur”. In: *GWF, Gas - Erdgas* 152.4 (2011), S. 200–209. ISSN: 00164909.
- [4] CARMO, Marcelo u. a. “A comprehensive review on PEM water electrolysis”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 38.12 (2013), S. 4901–4934. ISSN: 03603199.
- [5] DEUTSCHER BUNDESTAG. *Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. 2012.
- [6] E-CONTROL. *Erdgasspeicher in Österreich*. URL: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher> (besucht am 07.02.2018).
- [7] EVANS, Harrison. *Development of a Simulation Model for Electrolysis Processes in Epsilon Professional*. Techn. Ber. Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, 2017.
- [8] FORSTER, Otto. *Analysis 2*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2008.
- [9] GRANDL, Thomas u. a. “Betrieb und Speicherbewirtschaftung einer ‘Closed-Loop’-Power-to-Gas Anlage”. In: *EnInnov*. Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, 2018, S. 410–411.
- [10] GROISS, Christoph und BOXLEITNER, Martin. “100% Regeneratives Österreich - Energie & Leistung”. In: *12. Symposium Energieinnovation*. 2012, S. 1–12.

- [11] HANSEN, Anca D. u. a. “Analysis of the short-term overproduction capability of variable speed wind turbines”. In: *Renewable Energy* 68 (2014), S. 326–336. ISSN: 09601481.
- [12] HOLLADAY, J. D. u. a. “An overview of hydrogen production technologies”. In: *Catalysis Today* 139.4 (2009), S. 244–260. ISSN: 09205861.
- [13] KAIL, C und RUKES, B. “Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken”. In: *VDI-Berichte* 1182 (1995), S. 71–87.
- [14] MATHWORKS. *Solve constrained linear least-squares problems - MATLAB lsqlin - MathWorks*. URL: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/lsqlin.html> (besucht am 11.04.2018).
- [15] MATHWORKS. *Find minimum of constrained nonlinear multivariable function - MATLAB fmincon - MathWorks Deutschland*. URL: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html> (besucht am 07.05.2018).
- [16] MATHWORKS. *First-Order Optimality Measure - MATLAB & Simulink - MathWorks Deutschland*. URL: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/first-order-optimality-measure.html> (besucht am 07.05.2018).
- [17] MATHWORKS. *Writing Scalar Objective Functions - MATLAB & Simulink - MathWorks Deutschland*. URL: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/writing-scalar-objective-functions.html#bu2xbye-1> (besucht am 07.05.2018).
- [18] MÜLLER, Benjamin u. a. “Energiespeicherung mittels Methan und energietragenden Stoffen - ein thermodynamischer Vergleich”. In: *Chemie-Ingenieur-Technik* 83.11 (2011), S. 2002–2013. ISSN: 0009286X.
- [19] NACHT, Thomas. *Erforderliche Speicherkapazitäten zur Erhöhung des Wertes erneuerbarer Energien*. Graz: Technische Universität Graz, 2014.
- [20] NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY. *Thermophysical Properties of Fluid Systems*. URL: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/> (besucht am 08.05.2018).
- [21] NI, Meng, LEUNG, Michael K.H. und LEUNG, Dennis Y.C. “Technological development of hydrogen production by solid oxide electrolyzer cell (SOEC)”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 33.9 (2008), S. 2337–2354. ISSN: 03603199.

- [22] ÖSTERREICHISCHER NATIONALRAT. *Verbot der geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid sowie Änderung des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes 2000, des Bundes-Umwelthaftungsgesetzes, der Gewerbeordnung 1994 sowie des Mineralrohstoffgesetzes*. 2011.
- [23] RAG ROHÖL-AUFSUCHUNGS AKTIENGESELLSCHAFT. *Underground Sun Storage - Den Sonnenschein speichern*. Techn. Ber. 2016. URL: https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/tx_templavoila/rag_sunstorage_folder_dt_FINAL_01.pdf.
- [24] RÖNSCH, Stefan und ORTWEIN, Andreas. “Methanisierung von Synthesegasen - Grundlagen und Verfahrensentwicklungen”. In: *Chemie-Ingenieur-Technik* 83.8 (2011), S. 1200–1208. ISSN: 0009286X.
- [25] SCHEFFKNECHT, Günter u. a. “Oxy-fuel coal combustion - A review of the current state-of-the-art”. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 5 (2011), S. 16–35. ISSN: 17505836.
- [26] SCHILDHAUER, Tilman J. und BIOLLAZ, Serge M A. *Synthetic Natural Gas from Coal, Dry Biomass and Power-to-Gas Applications*. John Wiley & Sons, Inc., 2016, S. 1–313. ISBN: 9781118541814.
- [27] SMOLINKA, Tom, GÜNTHER, Martin und GARCHE, Jürgen. “Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien”. In: *NOW-Studie* (2011).
- [28] STATISTIK AUSTRIA. *Gasbilanz 1970 bis 2016 (Überblick)*. Techn. Ber. 2017.
- [29] STEINMÜLLER, Horst u. a. *Power to Gas – eine Systemanalyse*. Techn. Ber. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2014, S. 390.
- [30] STERNER, Michael und STADLER, Ingo. *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin Heidelberg: Springer, 2014. ISBN: 9783642373794.
- [31] STERNER, Michael u. a. *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung*. 2015.
- [32] STRAUSS, Karl. *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. ISBN: 978-3-662-53029-0.
- [33] WEISS, Max-Michael und SCHWINGHAMMER, Stephan. “Lurgi advanced Mk PlusTM coal gasifier technology applied for SNG production”. In: *Gasification Technologies Convergence*. 2012.

Anhang

A. Detailansichten des Modells

In Kapitel 4 werden die Modelle mit ihren grafischen Darstellungen beschrieben. Da es sich bei diesen Darstellungen um Vereinfachungen handelt um die grundsätzliche Funktionalität besser zu veranschaulichen, sind die Modelle in ihrer tatsächlichen Implementierung hier nochmals angeführt. Diese inkludieren alle Regler, Pumpen, Stromleitungen, Ventile, usw., sowie alle Elemente, welche notwendig sind, um die numerische Berechenbarkeit zu gewährleisten. Einige wichtige Teile des Modells, welche in den vereinfachten Darstellungen nicht enthalten sind, werden im Folgenden beschrieben:

1. In der **Methanisierung** wird häufig eine Kombination aus Separatoren und Wertefolger verwendet. Dabei überträgt der Wertefolger jene Größe, die vom Separator an beiden Leitungsenden separiert wird, dies allerdings mit einer Dämpfung. Dadurch stellt sich eine gedämpfte Änderung der Werte dieser Größe über die Iterationen hinweg ein, sodass Schwingungen in den Ergebnissen reduziert und die Konvergenz stabilisiert wird.
2. Die Regelung der Leistung der **Verstromung** erfolgt über einen Referenzwert, der von außerhalb der Verstromungskomponente vorgegeben wird. Ein Regler variiert anschließend den CH_4 Zufluss derart, dass die tatsächlich abgegebene elektrische Leistung mit dem Referenzwert übereinstimmt.
3. Die Abgasrückführung in der **Verstromung** wird ebenfalls mittels Regler gesteuert, sodass die Temperatur des Abgasstroms nach der Brennkammer 1400°C beträgt.
4. Um das überschüssige O_2 aus dem Abgasstrom (CO_2 Strom) in der **Verstromung** zu entfernen, extrahiert ein Trenner diesen Sauerstoff und führt ihn dem eingeleiteten O_2 Strom zu.
5. Der CO_2 Ausgangsstrom aus der **Verstromung** wird zu Beginn der Iterationen mit reinem CO_2 initialisiert, um zu verhindern, dass durch etwaige andere Initialisierungen Stickstoff (N_2) im System vorhanden ist.

6. Ströme und Leitungen verfügen in Epsilon über definierte Ein- und Ausgänge. Dadurch ist es nicht möglich einen einzelnen Anschluss für den Austausch von elektrischer Energie mit dem Stromnetz zu modellieren. Aus diesem Grund verfügt die **Gesamtanlage** über eine Ein- und eine Ausgangsleitung für elektrischen Strom. Je nach Lastsituation (positive oder negative Residuallast) werden die Ströme zwischen Elektrolyse, Methanisierung und Verstromung über interne Verbindungen so gesteuert, dass die vorgegebene Leistungsaufnahme bzw. -abgabe entsprechend erreicht wird.

A.1. Elektrolyse

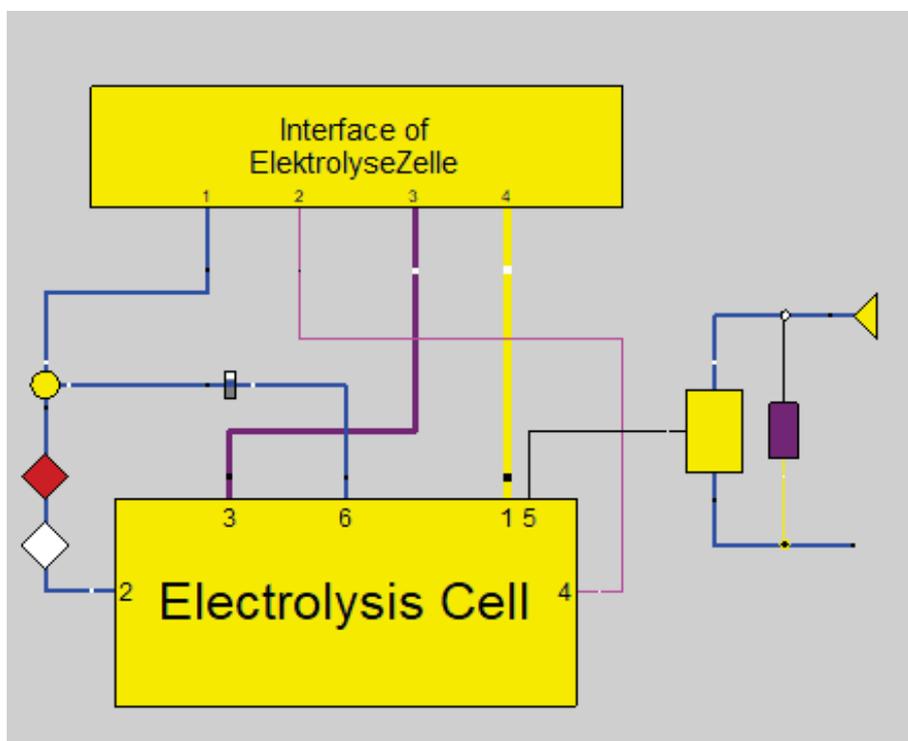


Abbildung A.1.: Detaillierte Ansicht des Elektrolysemodells

A.2. Methanisierung

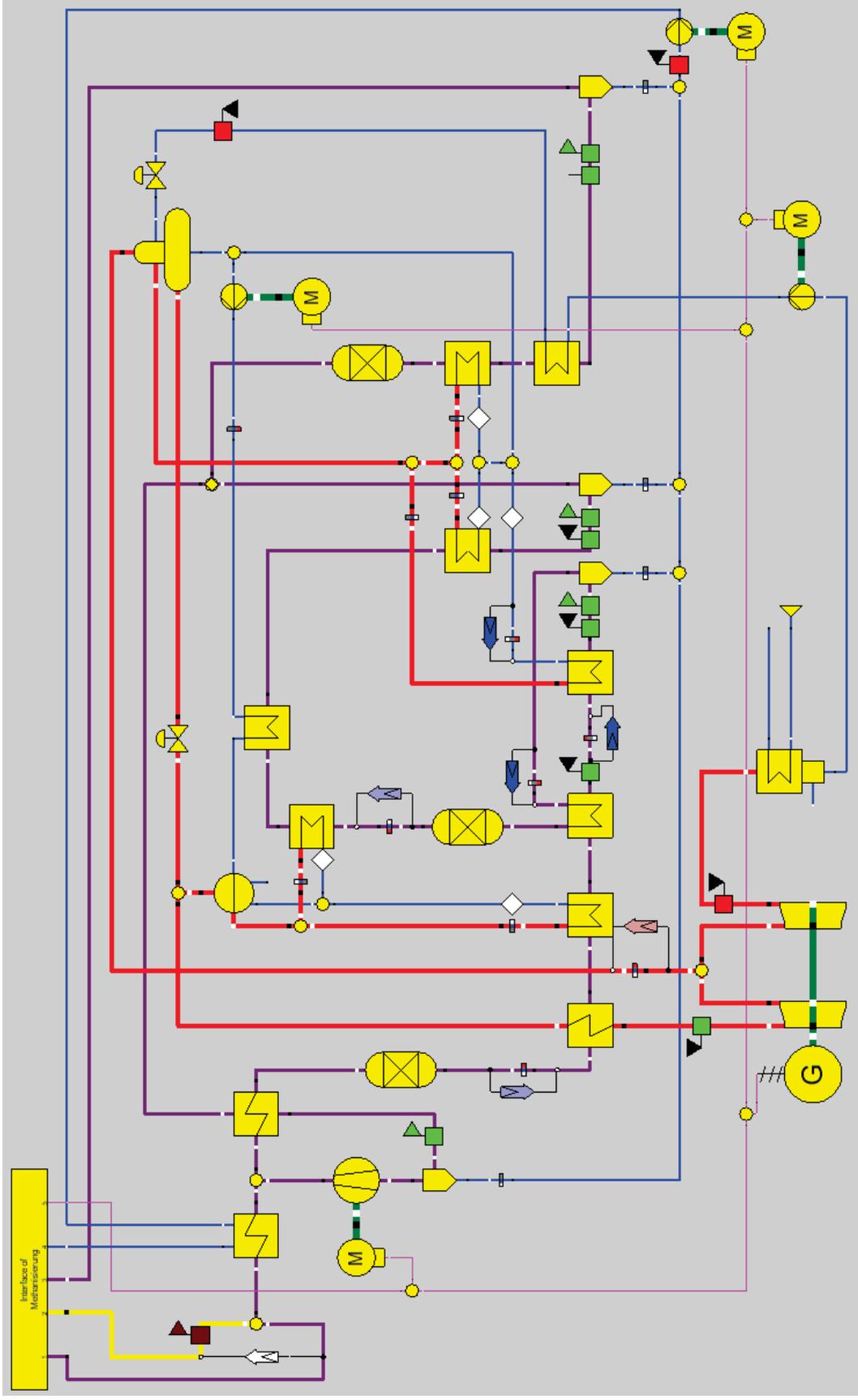


Abbildung A.2.: Detaillierte Ansicht des Methanisierungsmodells

A.3. Verstromung

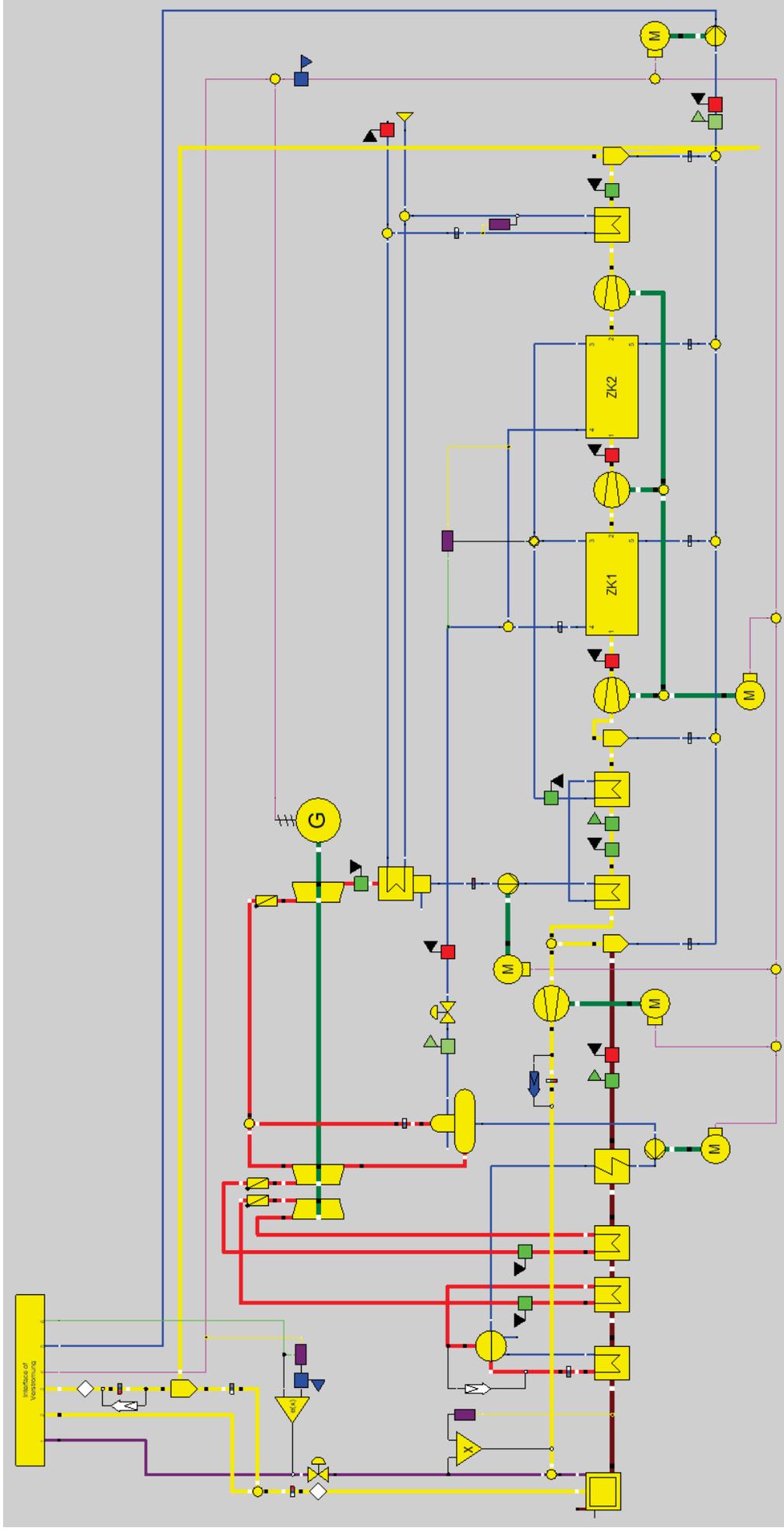


Abbildung A.3.: Detaillierte Ansicht des Verstromungsmodells

A.4. Gesamtmodell

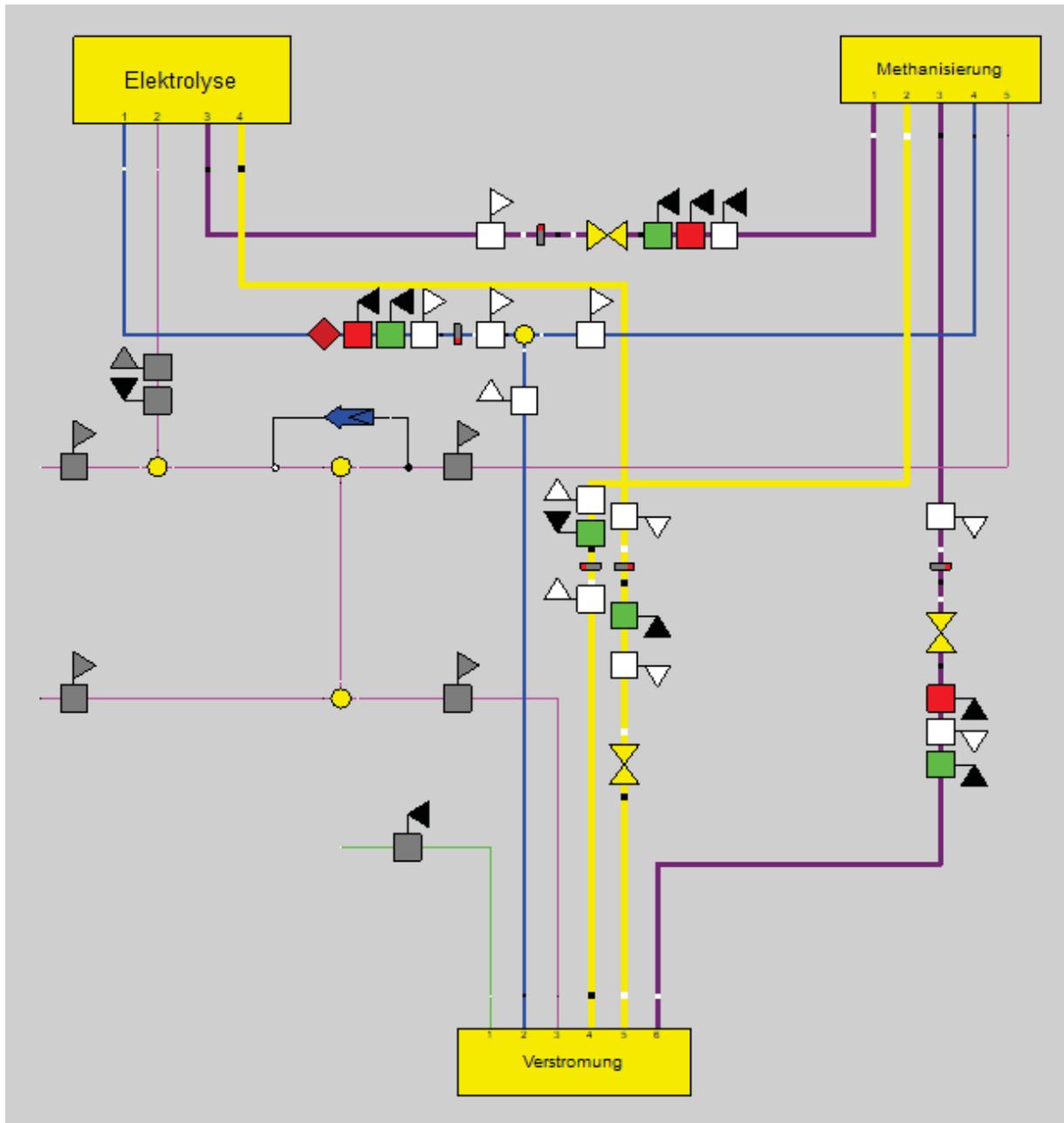


Abbildung A.4.: Detaillierte Ansicht des Gesamtmodells

B. Eingabeparameter untersuchter Fallstudien

Tabelle B.1.: Eingabeparameter untersuchter Fallstudien

Fallstudie Nr.:	1	2	3	4	5	6	7	8	9A	9B
Amp [GW]	1,90	2,33	2,33	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
y_S [GW]	-0,67	-1,17	-1,17	-0,67	-0,67	-0,67	-0,67	-0,67	-0,67	-0,67
$P_{E,Nenn}$ [GW]	3,00	4,00	2,00	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	2,50	2,00
$P_{V,Nenn}$ [GW]	1,00	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
n_{Red} [h]	-	-	-	240	240	480	480	240	240	240
n_{Inter} [h]	-	-	-	4	4	32	32	4	4	4
H_2 Kapazität [Mio. Nm^3]	-	-	-	70	-	-	-	-	70	70
O_2 Kapazität [Mio. Nm^3]	-	-	-	-	85	-	-	-	-	-
CH_4 Kapazität [Mio. Nm^3]	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-
CO_2 Kapazität [Mio. Nm^3]	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-
H_2O Kapazität [Tsd. m^3]	-	-	-	-	-	-	-	95	-	-

C. Detaillierte Ergebnisse der Fallstudien

Im Folgenden sind die Ergebnisse aus den Untersuchungen in Kapitel 5.1.1 im Detail grafisch dargestellt. Dabei wird für jedes Ergebnis das gleiche Set an Grafiken verwendet:

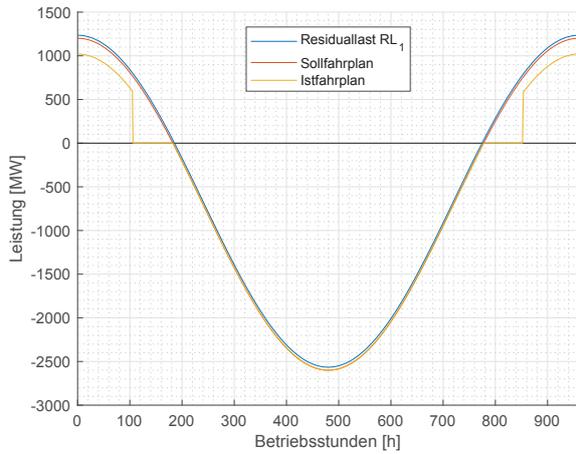
1. Betriebsweise und -verhalten der Anlage:

- a) **Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans** stellt die Residuallast dem Sollfahrplan (Fahrplan unter Einbeziehung der elektrischen Ausgangsleistung der Methanisierung) und dem Istfahrplan (Fahrplan als Ergebnis der Optimierung), welcher möglichst nahe am Sollfahrplan liegen sollte, gegenüber
- b) **Wechselwirkung mit Netz** zeigt die Residuallast zusammen mit der gesamten Wechselwirkung der Anlage mit dem Netz (Elektrolyse, Stromerzeugung in der Methanisierung und Verstromung)
- c) **Wechselwirkung mit Netz** illustriert die ursprüngliche Residuallast, zusammen mit der neuen Residuallast, welche sich als Differenz zwischen ursprünglicher Residuallast und Wechselwirkung der Anlage mit dem Netz ergibt
- d) **CH_4 Verbrauch** soll die nichtlinearen Stoffströme der Verstromung anhand des Beispiels des CH_4 Verbrauchs verdeutlichen. Dazu wird der rein lineare Verbrauch, zusammen mit dem tatsächlichen Verlauf (aus der Parameterstudie), dem modellierten Verlauf nach der Kurvenanpassung, sowie die Lage aller Betriebspunkte die im Fahrplan der Verstromung auftreten dargestellt.

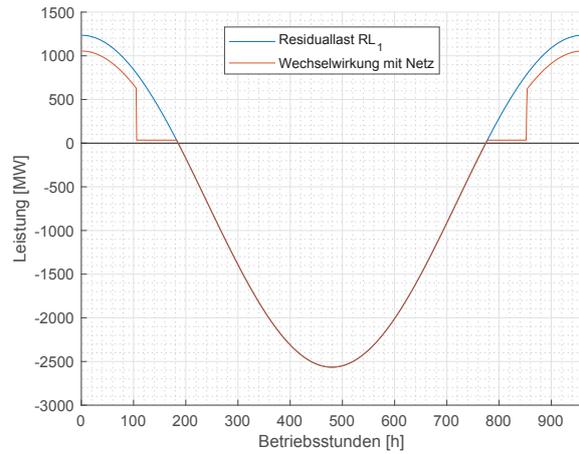
2. Speicherverläufe aller Prozessmedien:

Speicherverläufe aller Prozessmedien H_2 , O_2 , CH_4 , CO_2 und H_2O . Rote, horizontale Referenzlinien stellen gegebenenfalls die Speicherkapazität dar (falls in der Auslegung gesetzt).

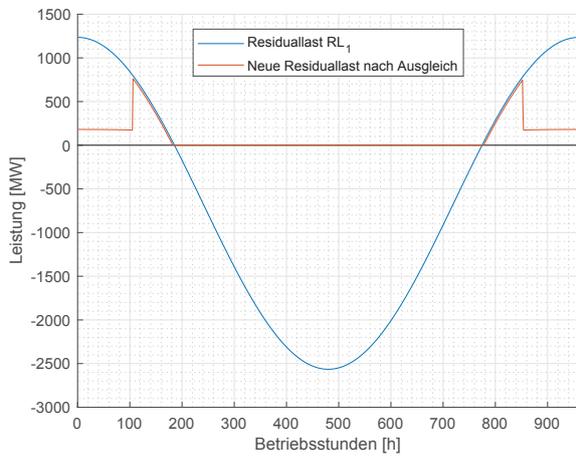
C.1. Fallstudie 1: Unbeschränkte Anlage



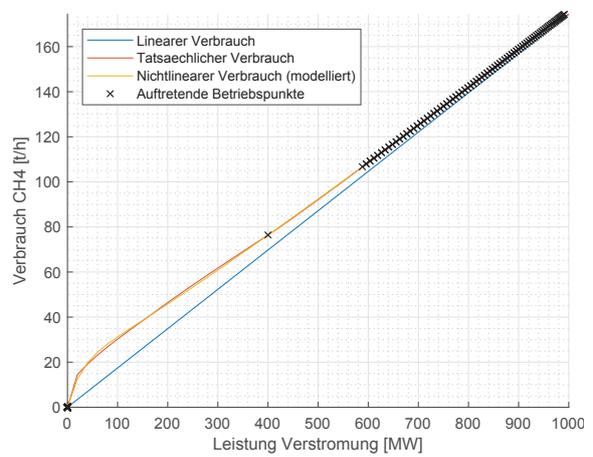
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

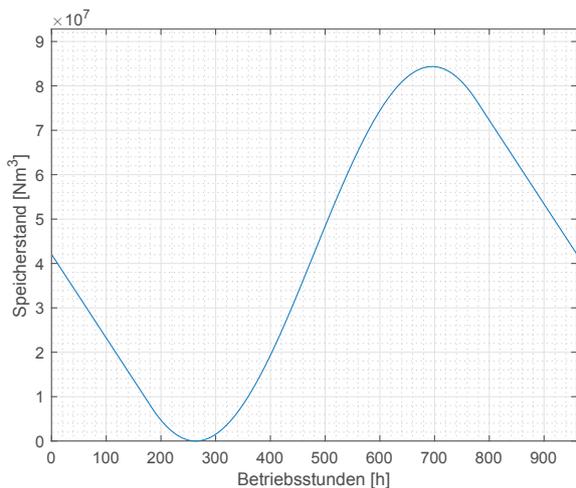


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

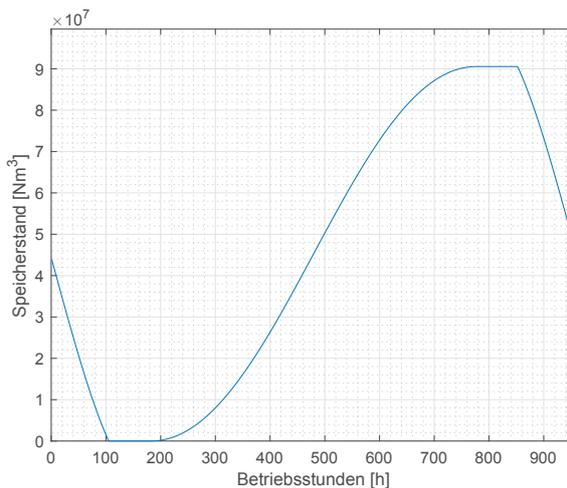


(d) CH₄ Verbrauch

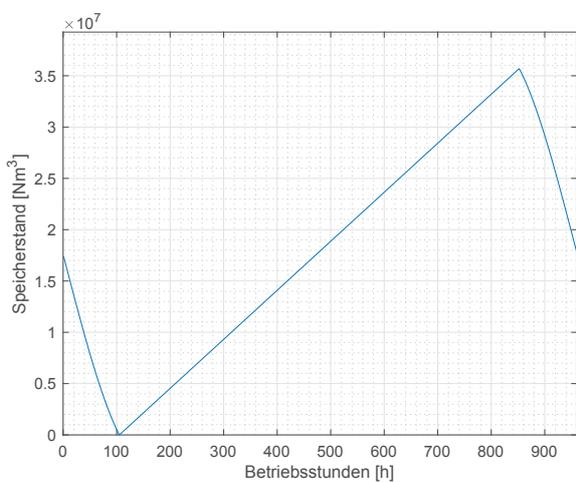
Abbildung C.1.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



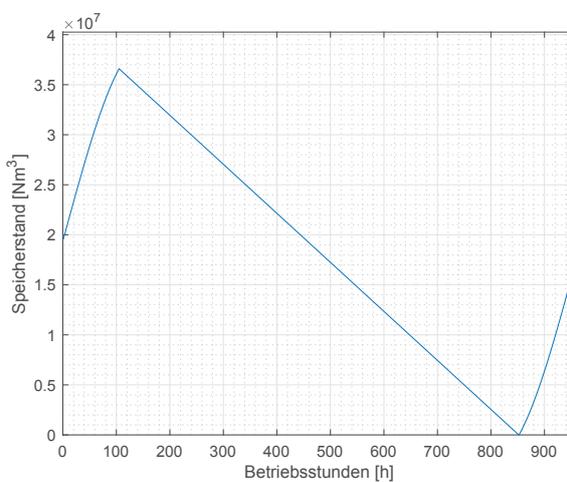
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



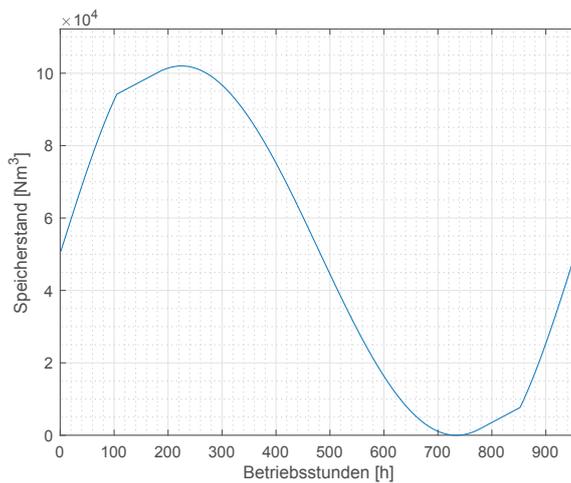
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



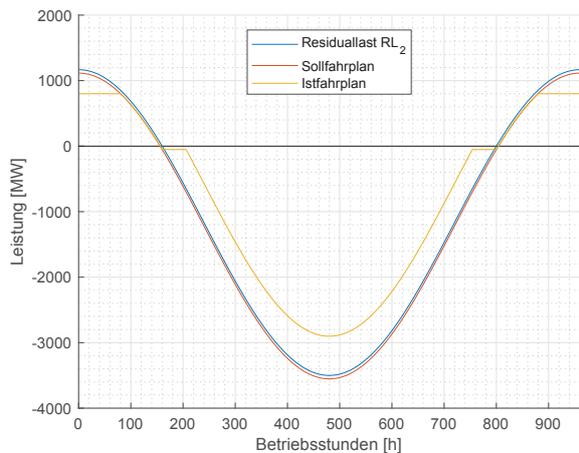
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



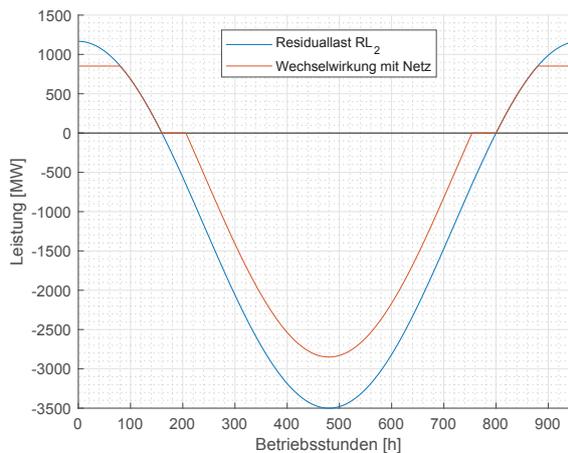
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.2.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

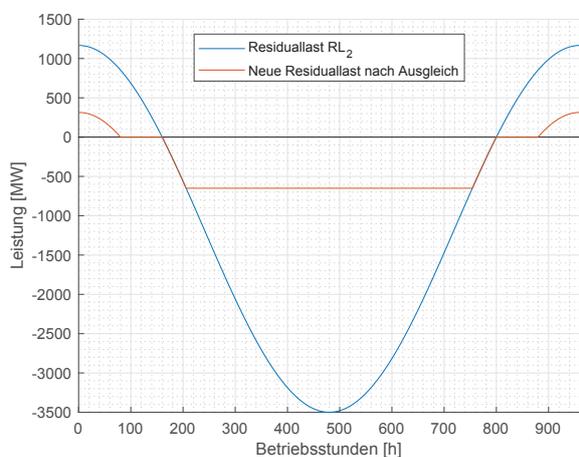
C.2. Fallstudie 2: Beschränkte Verstromung



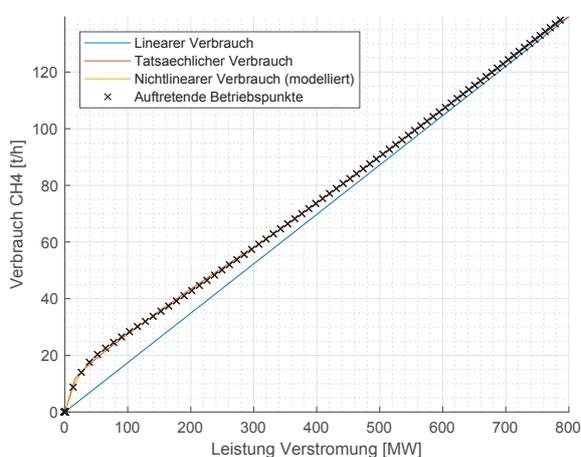
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

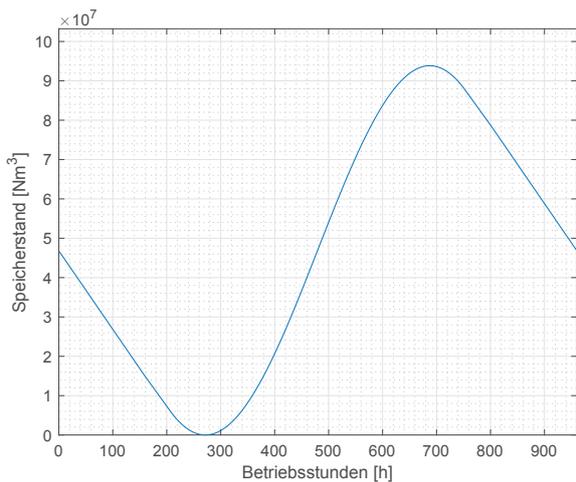


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

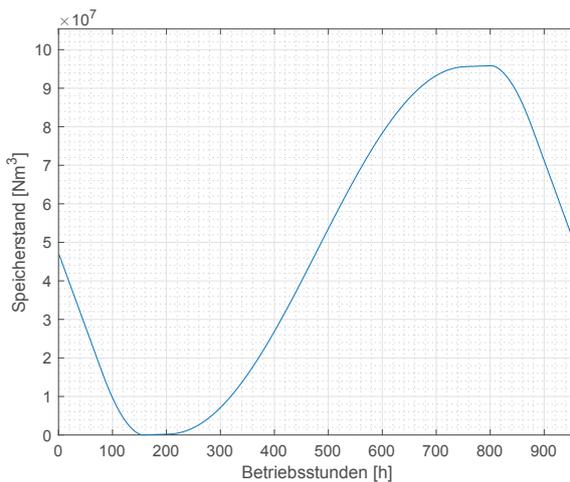


(d) CH₄ Verbrauch

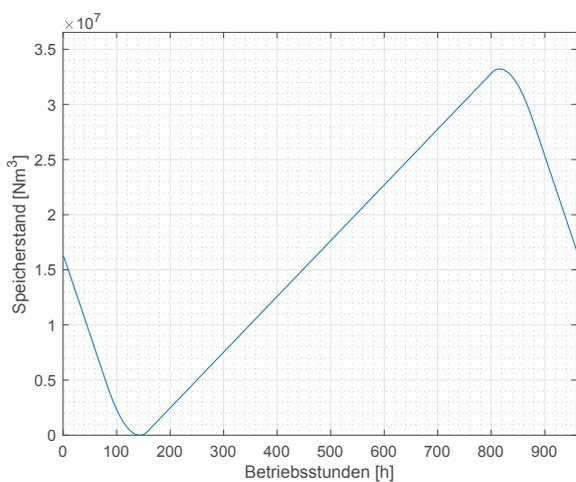
Abbildung C.3.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



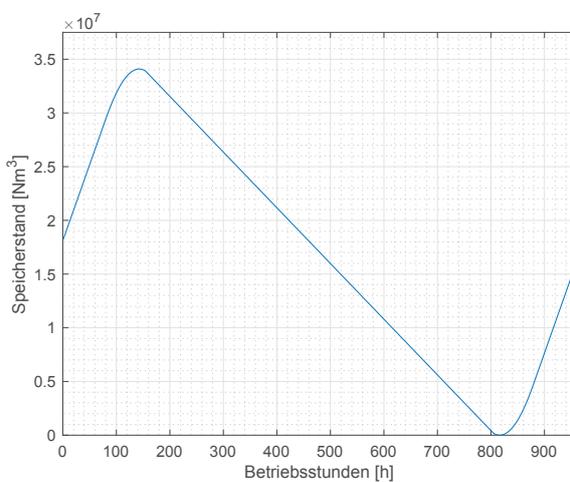
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



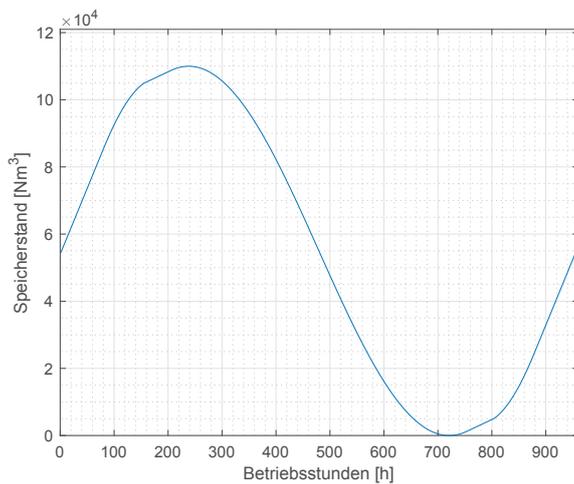
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



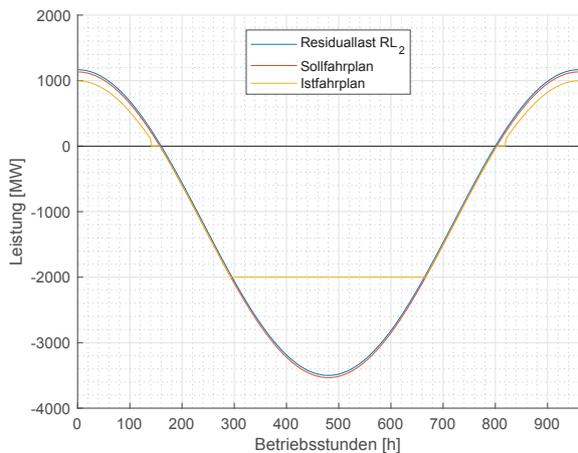
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



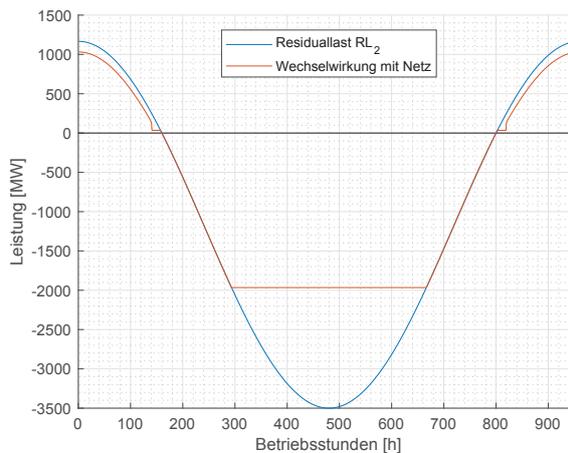
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.4.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

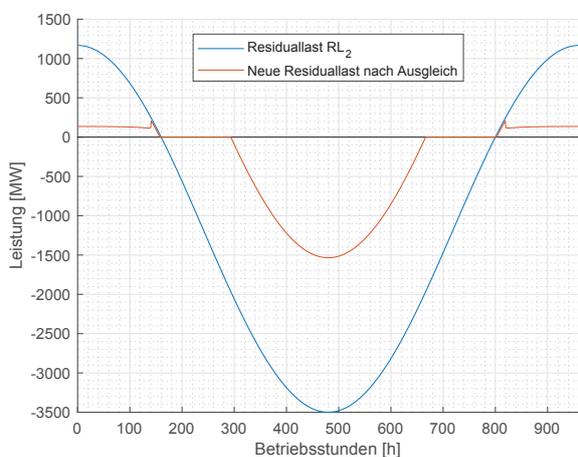
C.3. Fallstudie 3: Beschränkte Elektrolyse



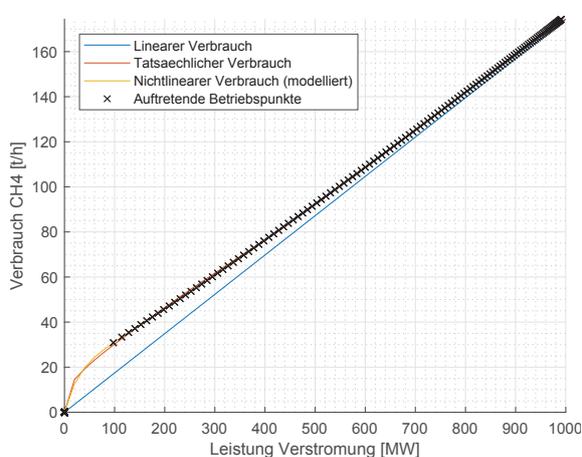
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

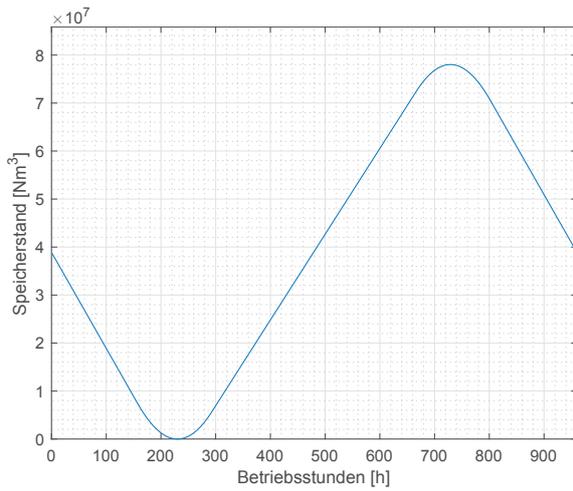


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

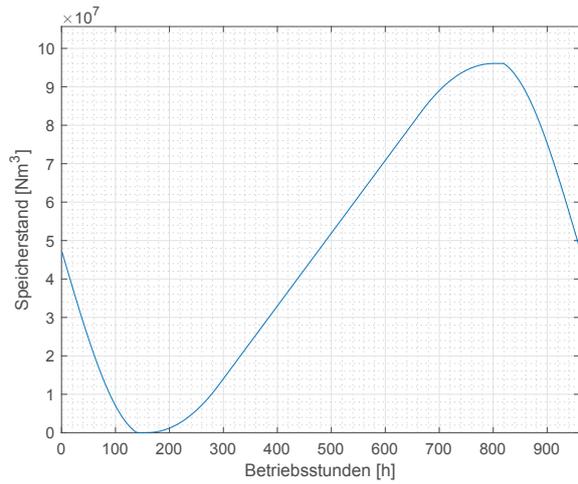


(d) CH_4 Verbrauch

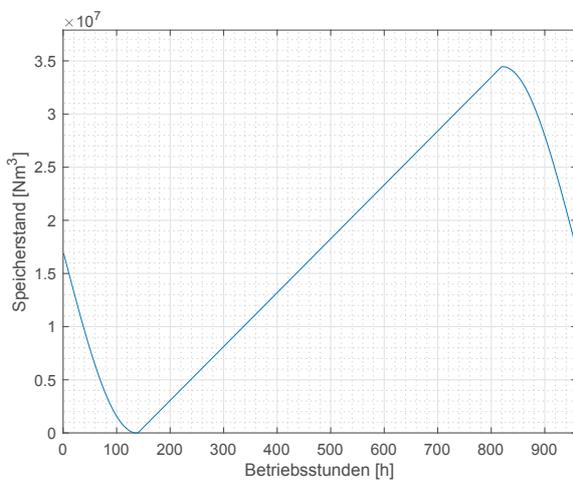
Abbildung C.5.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



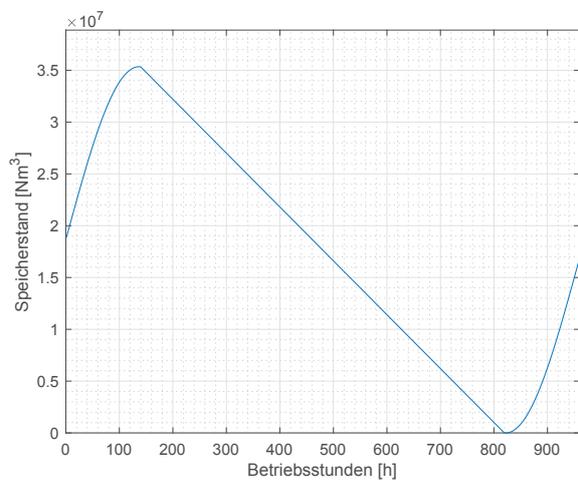
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



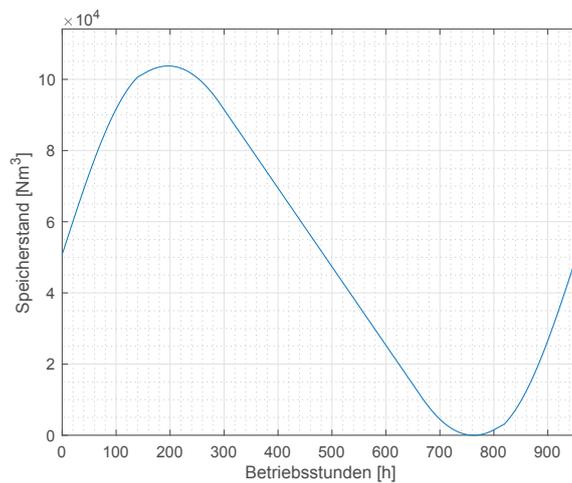
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



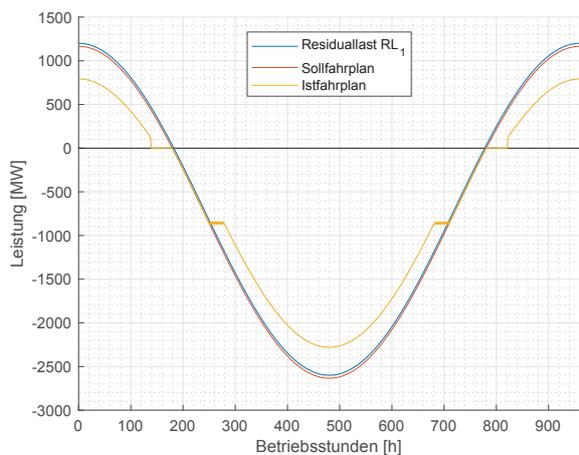
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



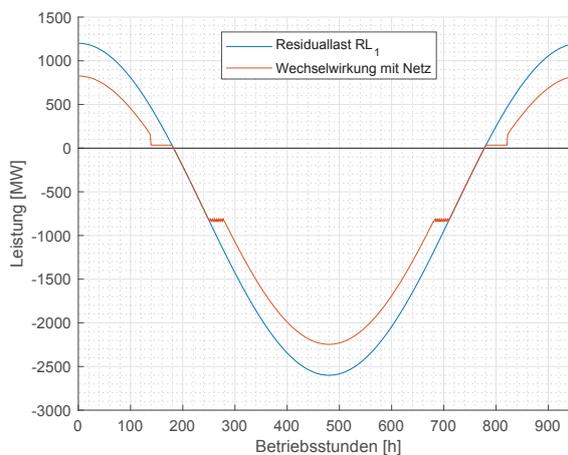
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.6.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

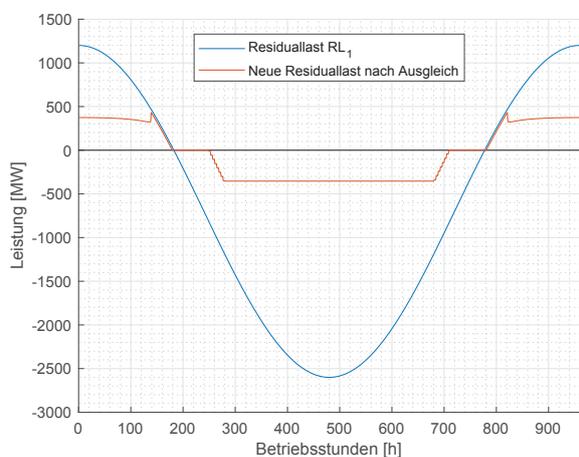
C.4. Fallstudie 4: Beschränkter H_2 Speicher



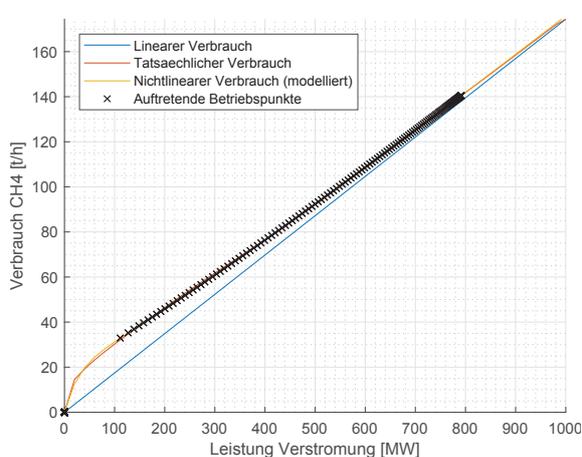
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

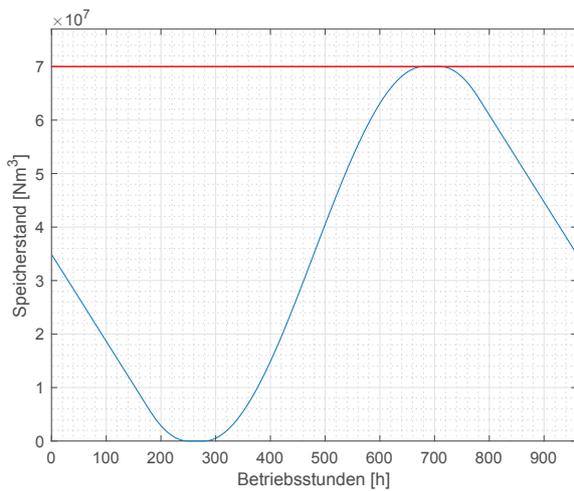


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

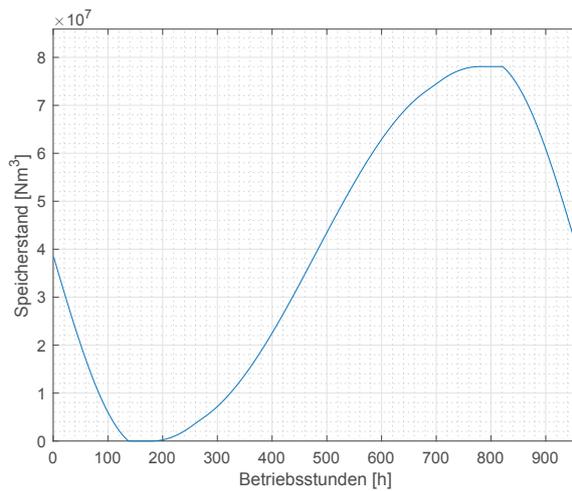


(d) CH_4 Verbrauch

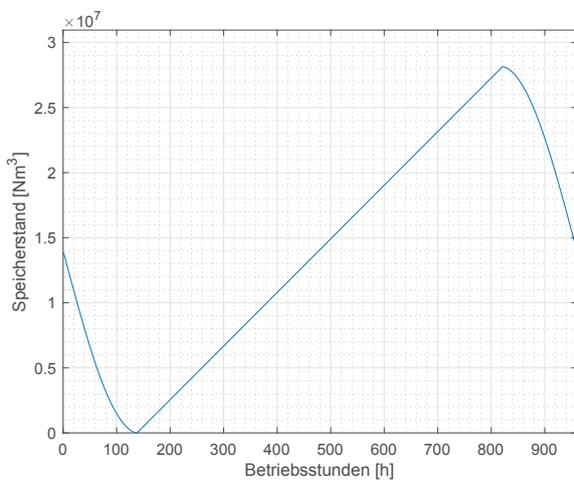
Abbildung C.7.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



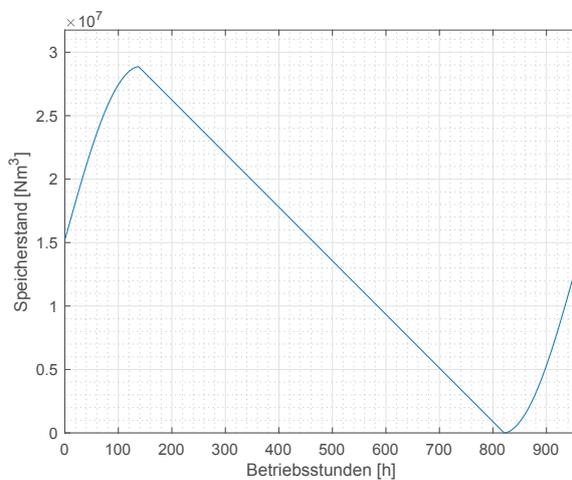
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



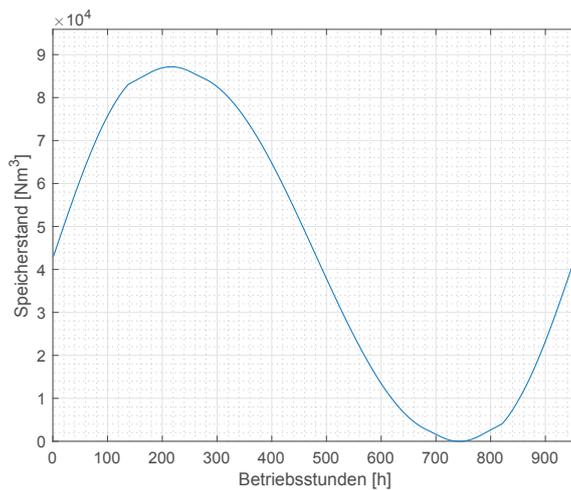
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



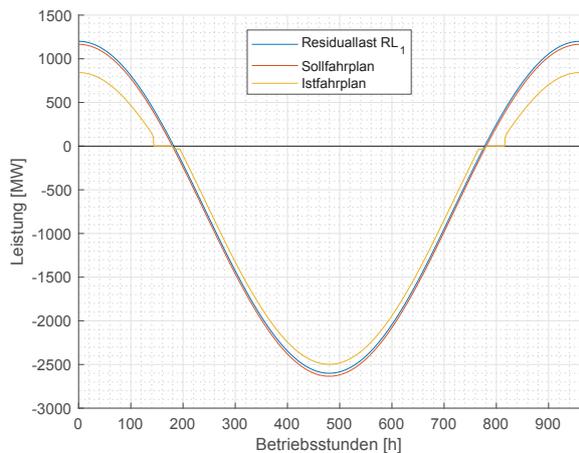
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



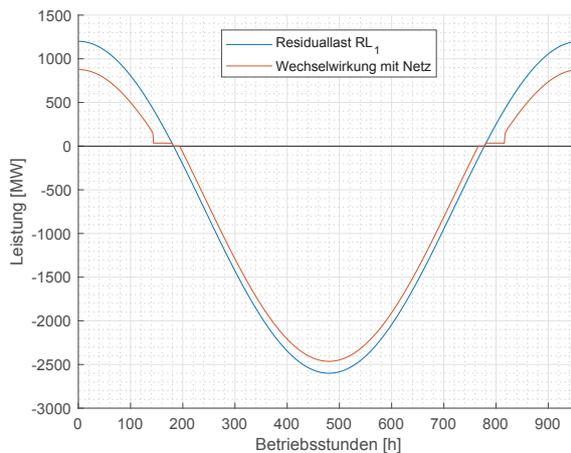
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.8.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

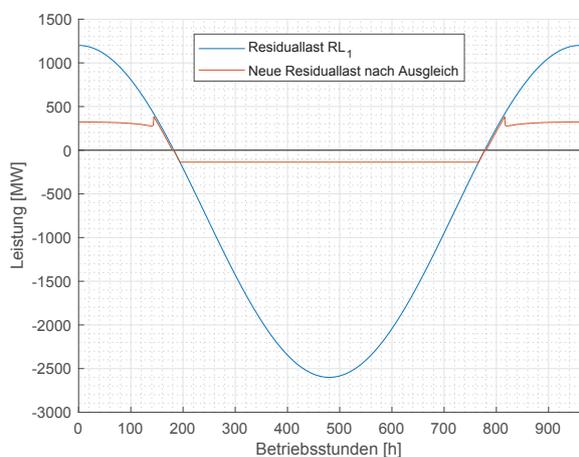
C.5. Fallstudie 5: Beschränkter O_2 Speicher



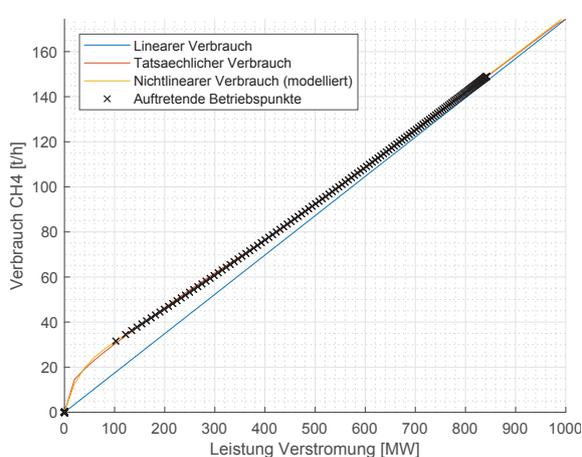
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

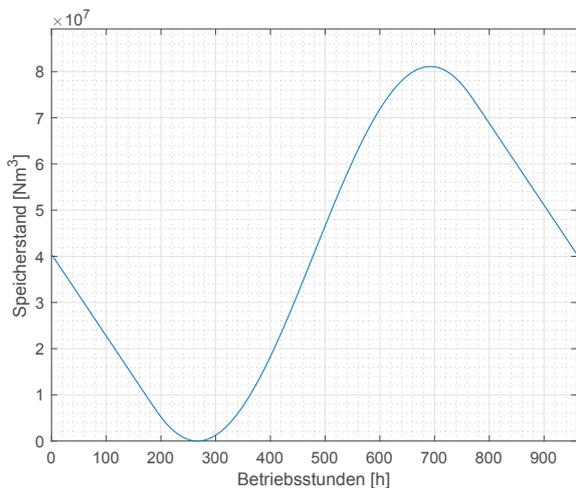


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

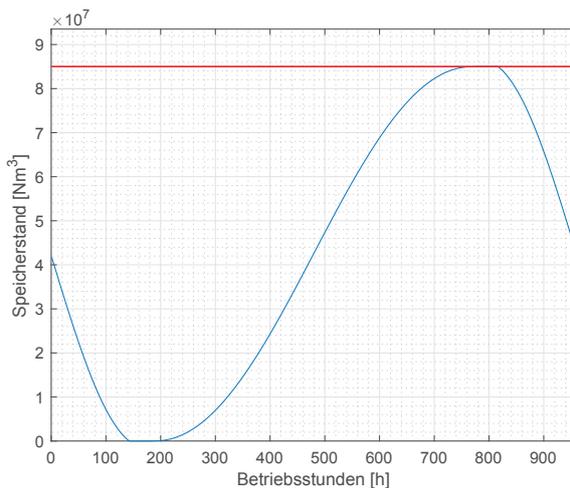


(d) CH_4 Verbrauch

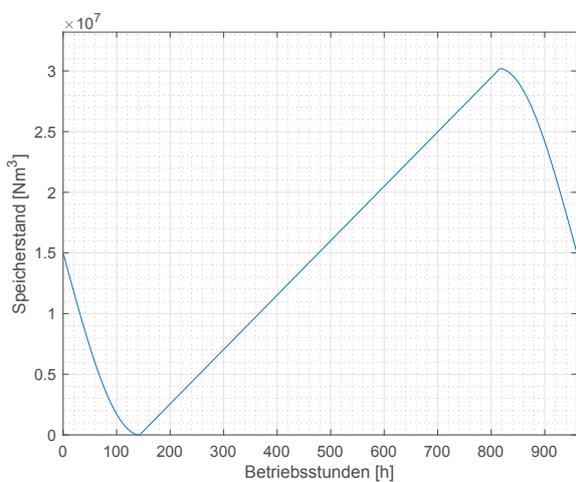
Abbildung C.9.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



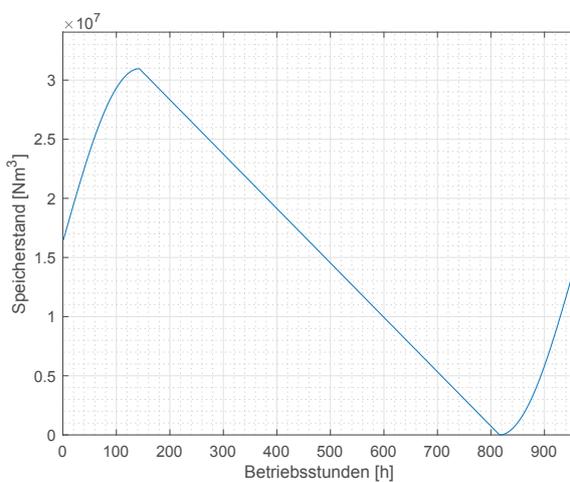
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



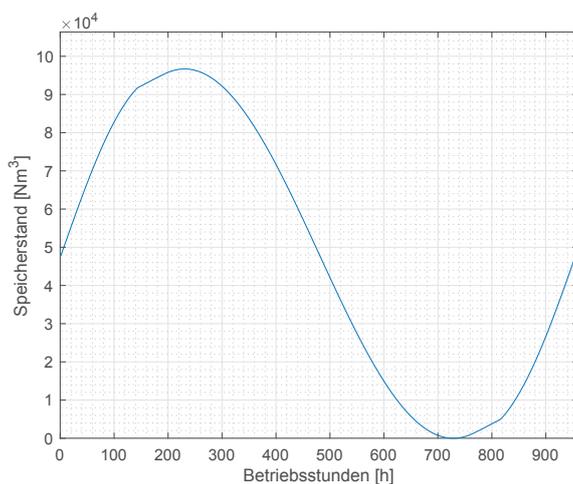
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



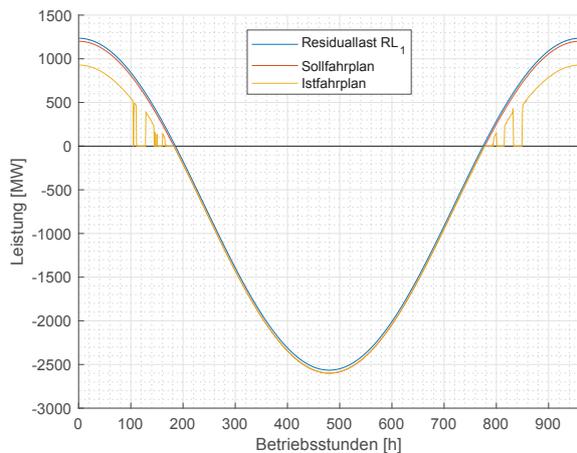
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



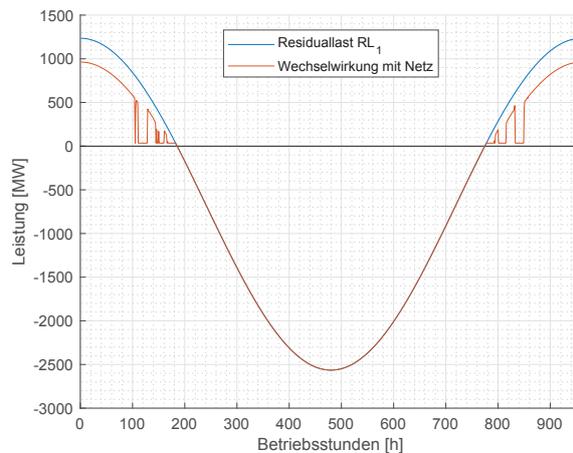
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.10.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

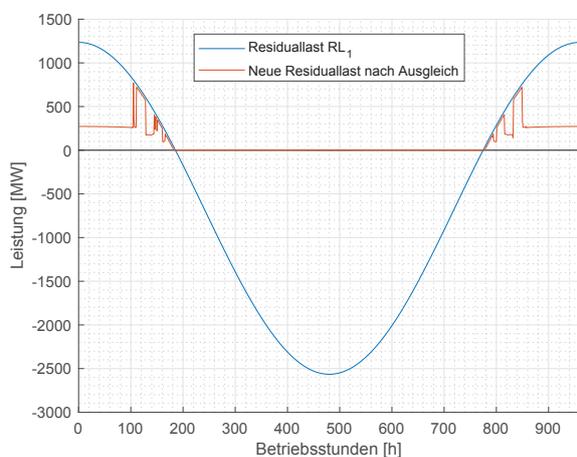
C.6. Fallstudie 6: Beschränkter CH_4 Speicher



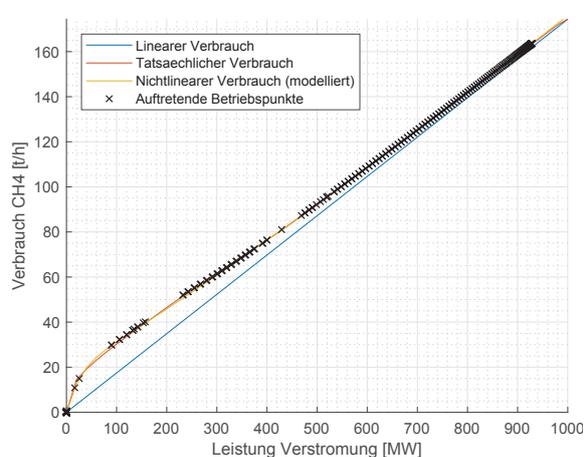
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

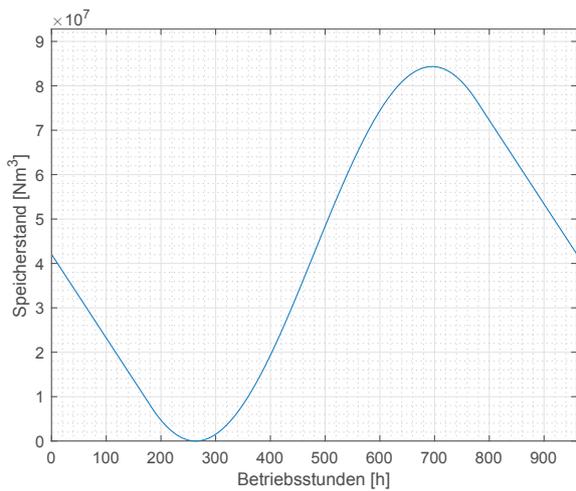


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

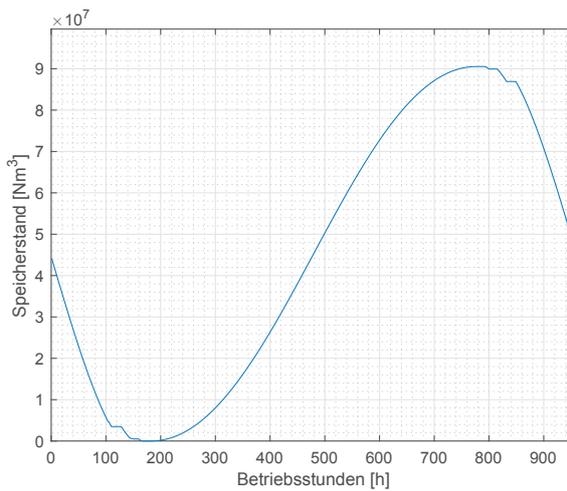


(d) CH_4 Verbrauch

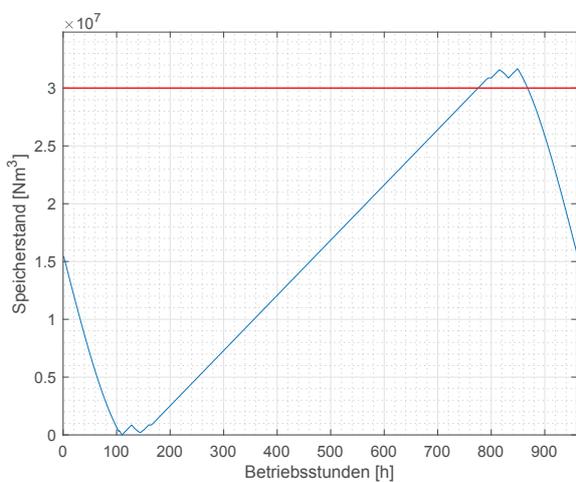
Abbildung C.11.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



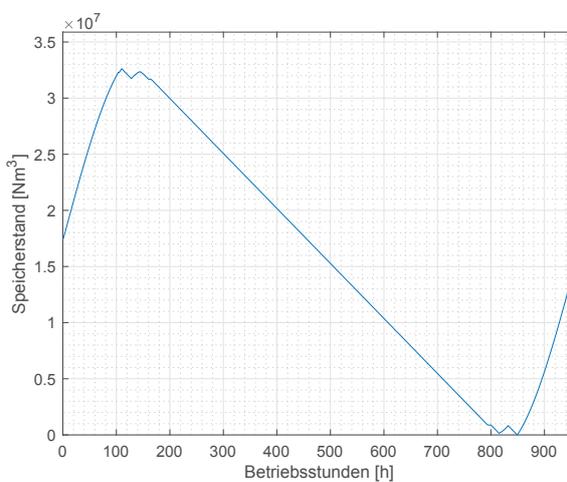
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



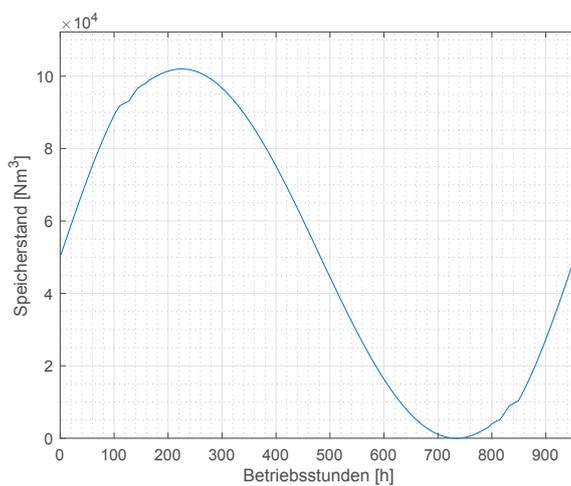
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



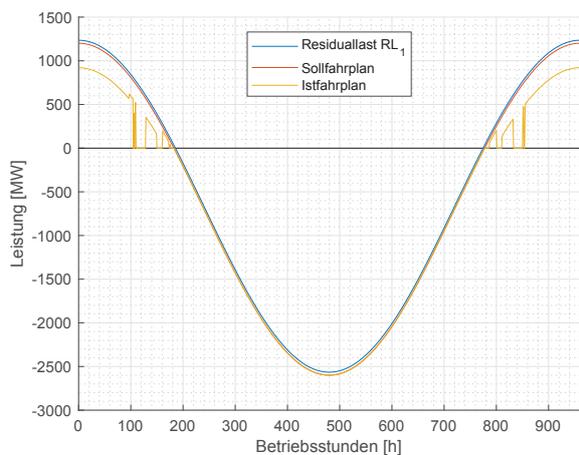
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



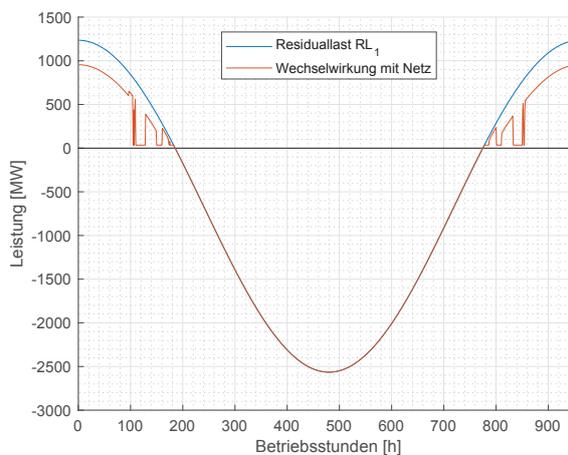
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.12.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

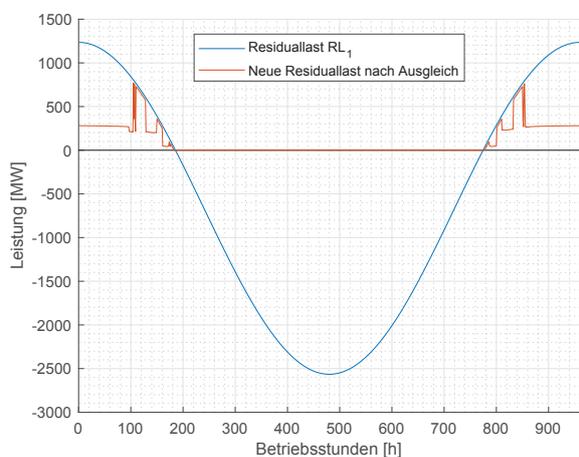
C.7. Fallstudie 7: Beschränkter CO_2 Speicher



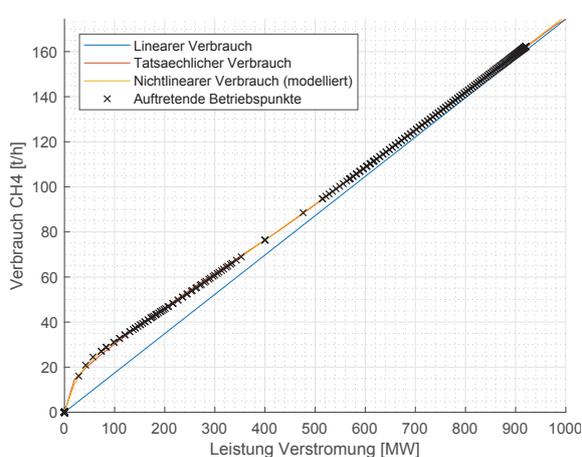
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

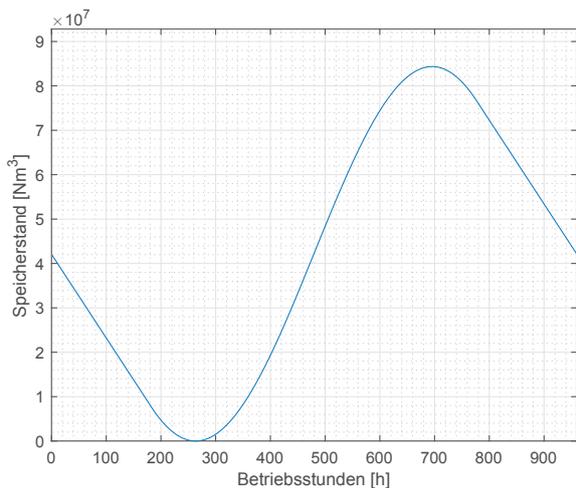


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

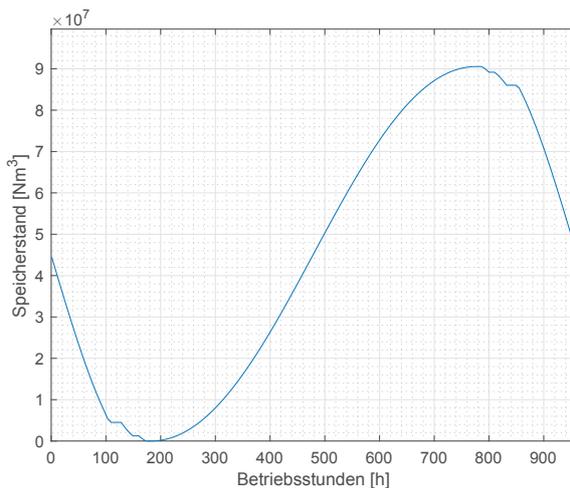


(d) CH_4 Verbrauch

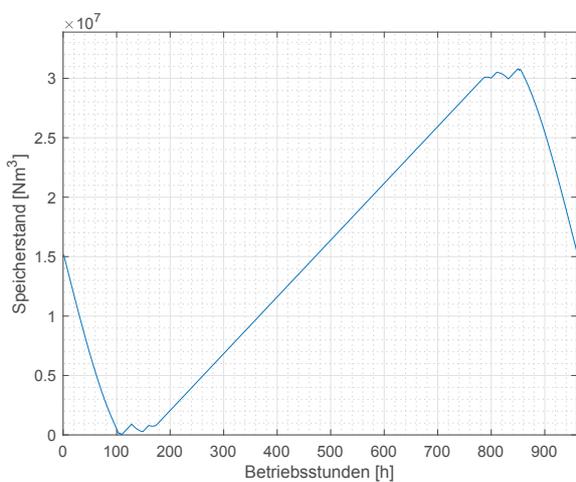
Abbildung C.13.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



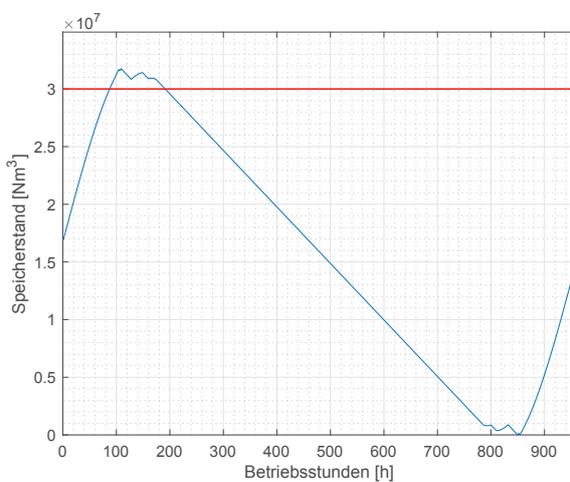
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



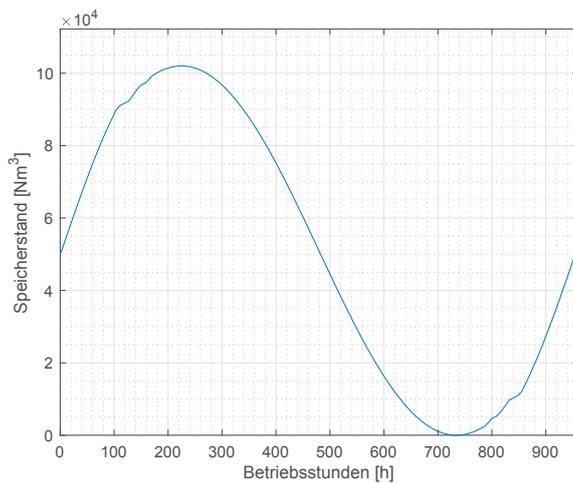
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



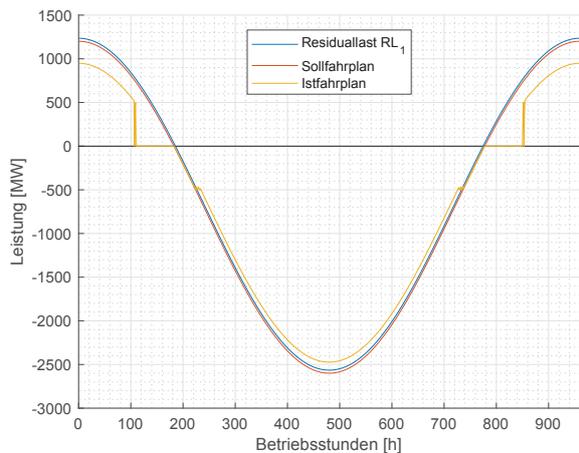
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



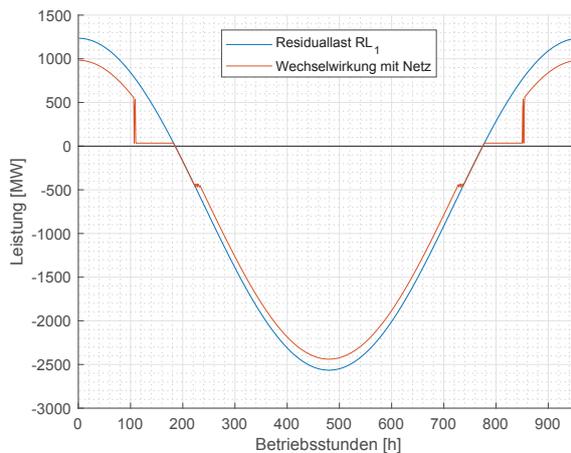
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.14.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

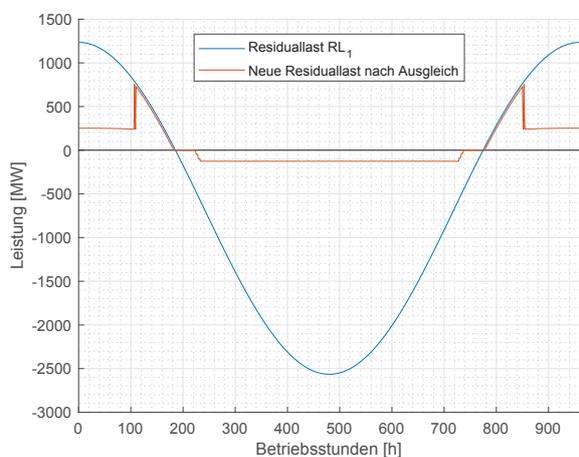
C.8. Fallstudie 8: Beschränkter H_2O Speicher



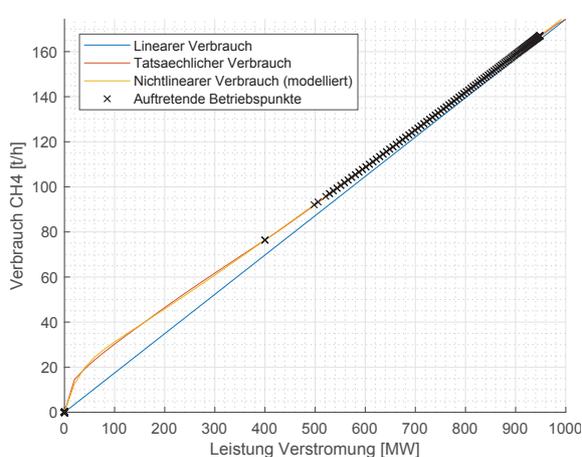
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

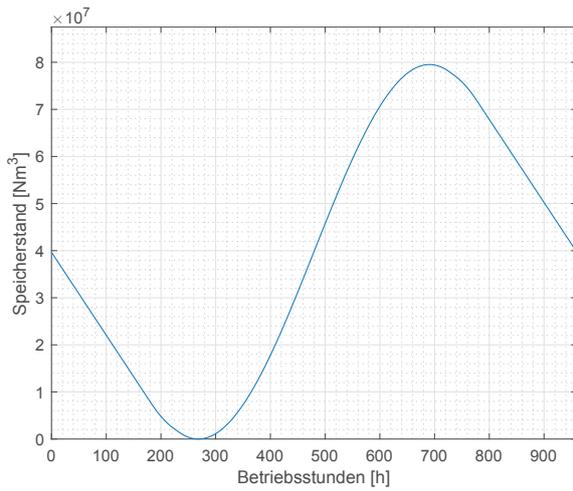


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

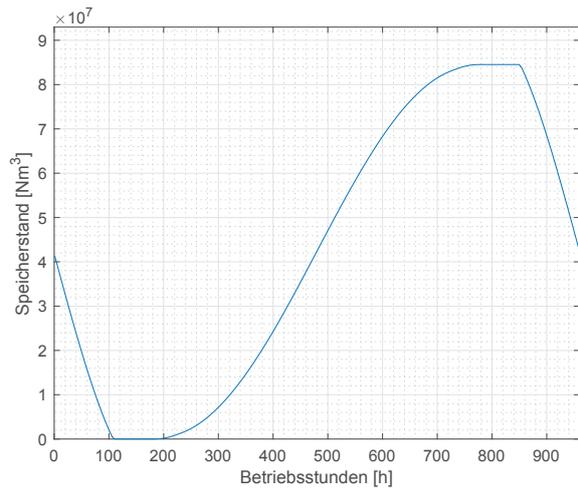


(d) CH_4 Verbrauch

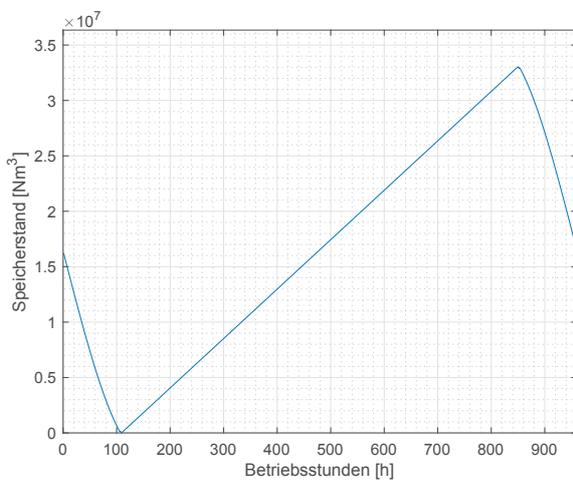
Abbildung C.15.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



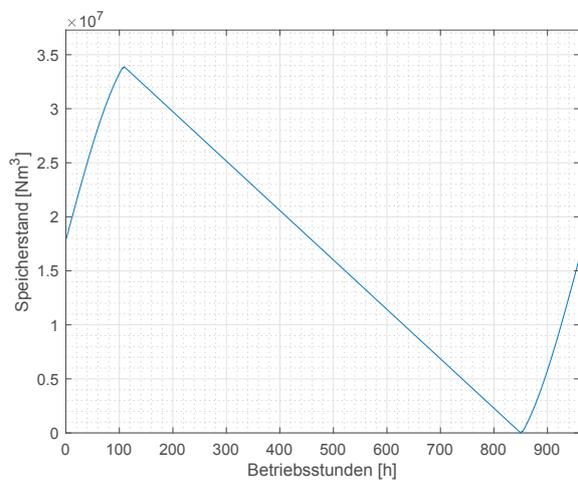
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



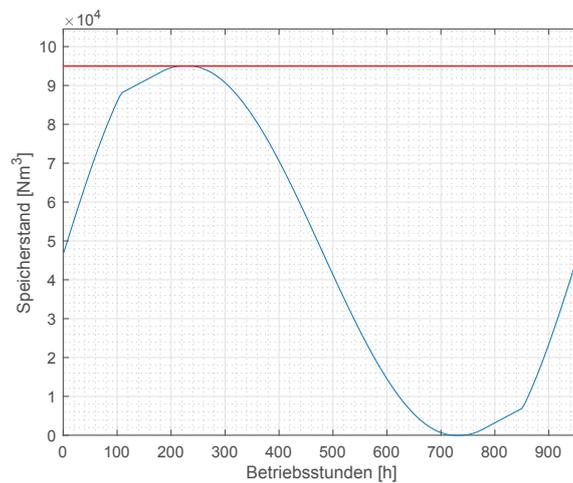
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



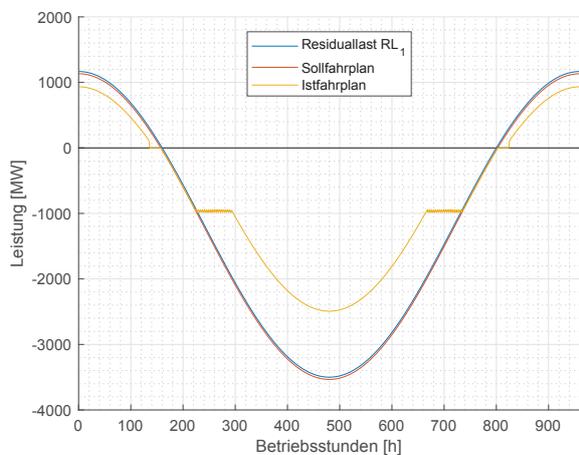
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



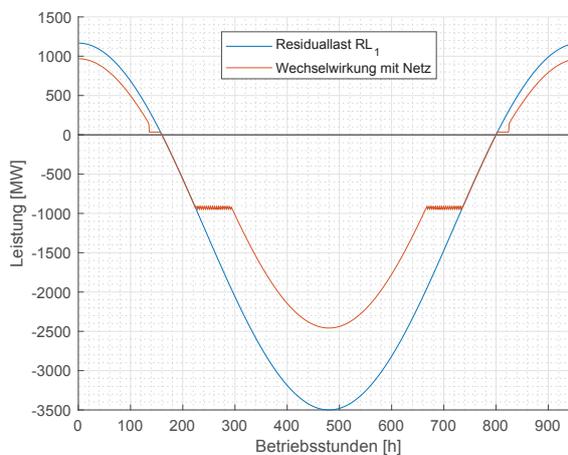
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.16.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

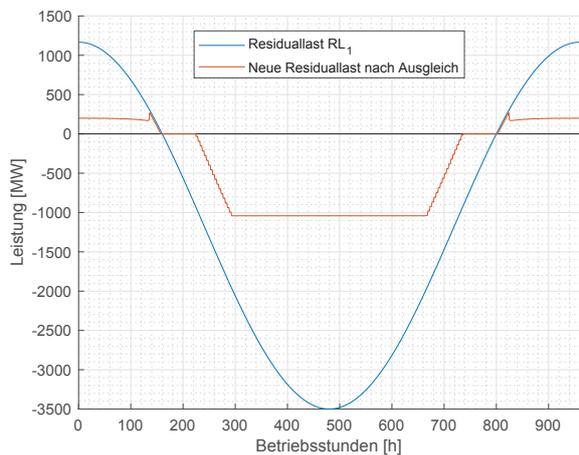
C.9. Fallstudie 9A: Beschränkte Elektrolyse mit beschränktem H_2 Speicher



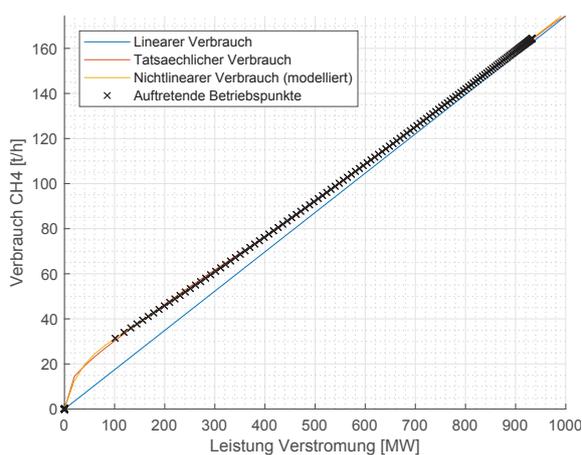
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

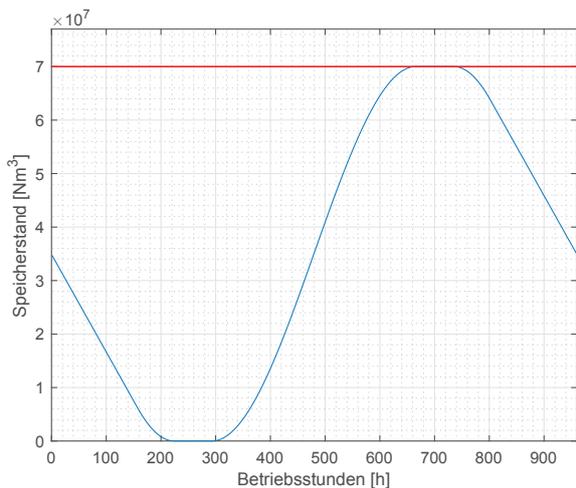


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

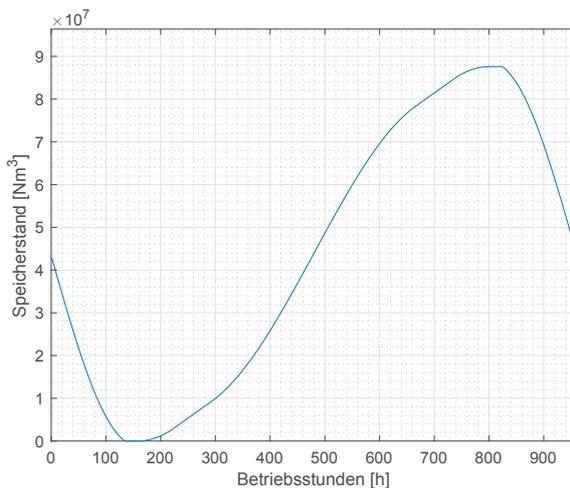


(d) CH_4 Verbrauch

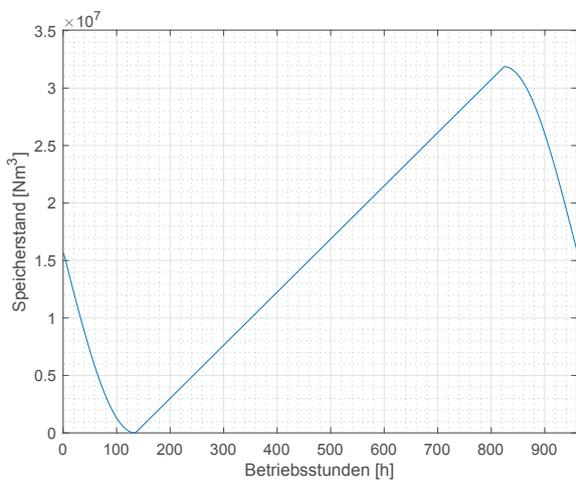
Abbildung C.17.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



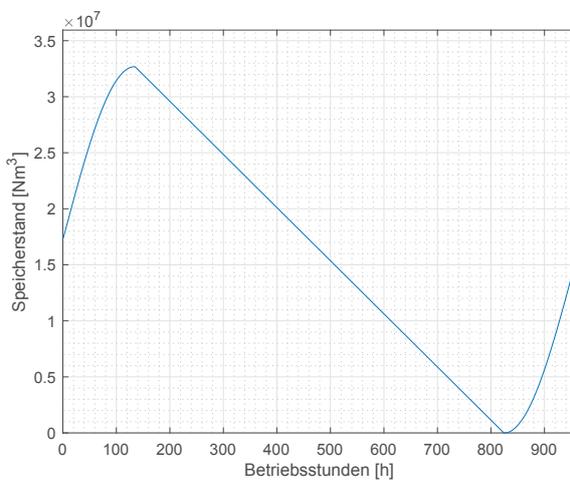
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



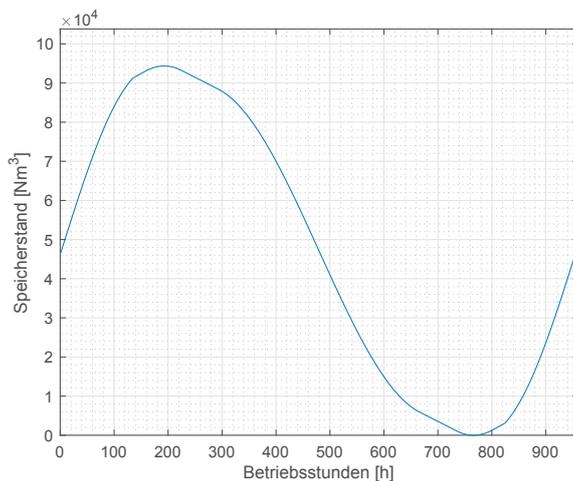
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



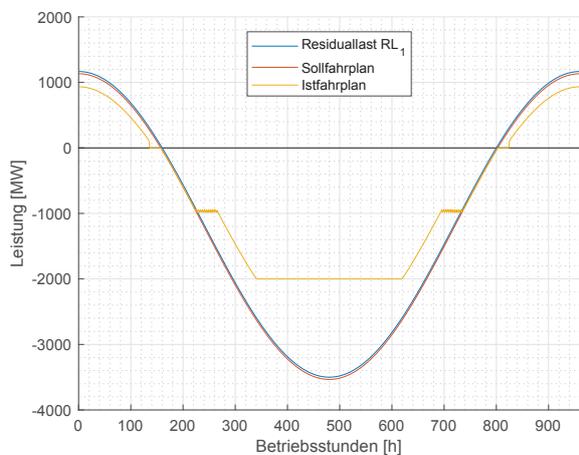
(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



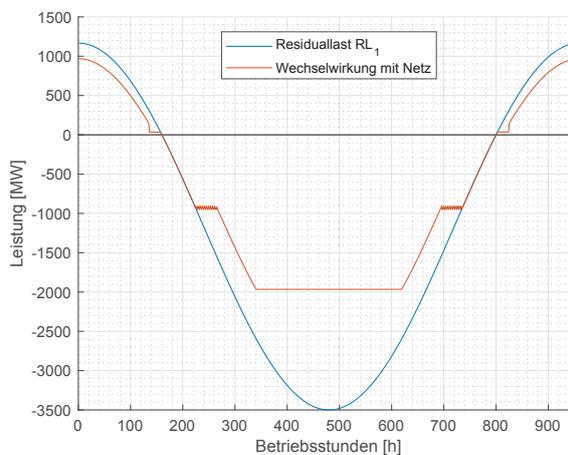
(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung C.18.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

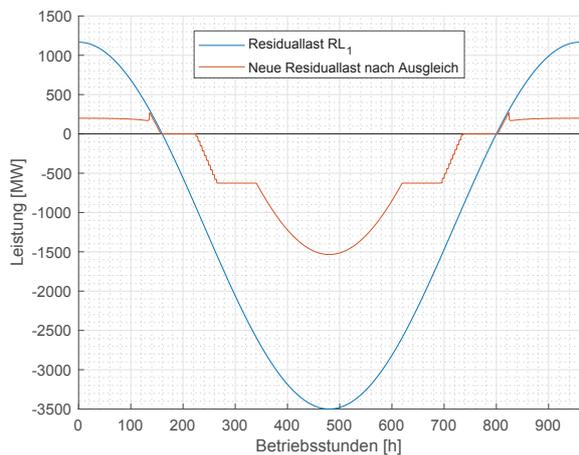
C.10. Fallstudie 9B: Beschränkte Elektrolyse mit beschränktem H_2 Speicher



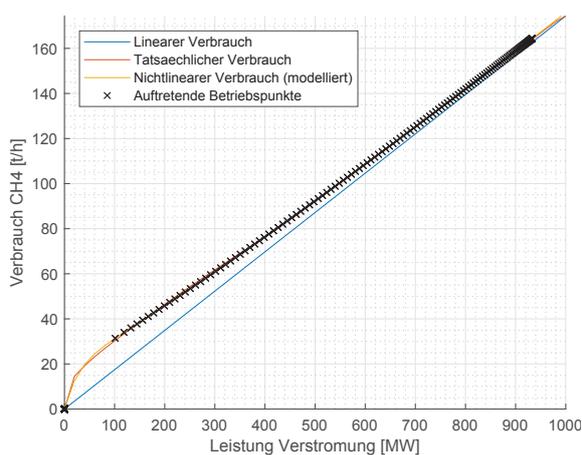
(a) Soll-Ist-Vergleich des Fahrplans



(b) Wechselwirkung mit Netz

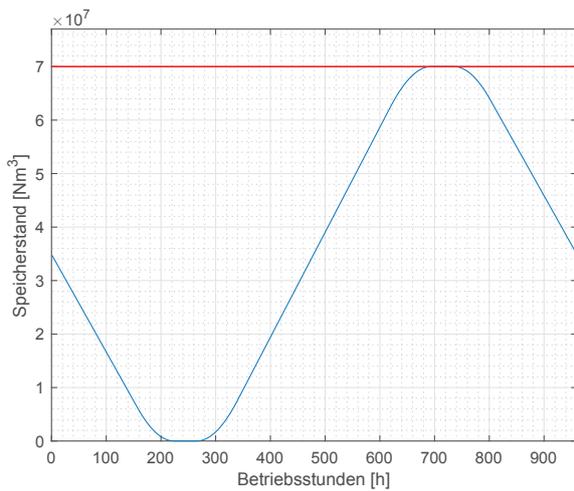


(c) Vergleich ursprüngliche/neue Residuallast

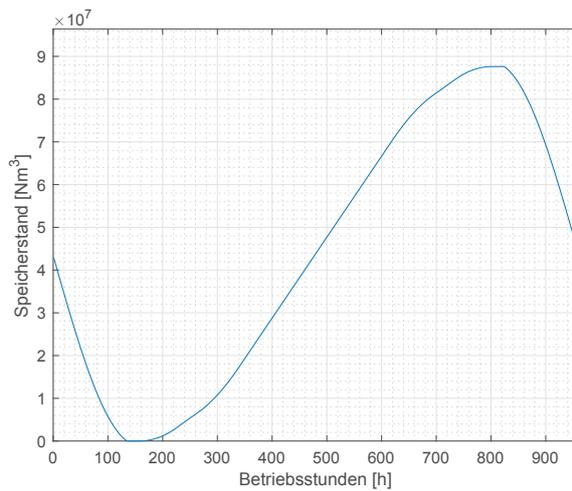


(d) CH_4 Verbrauch

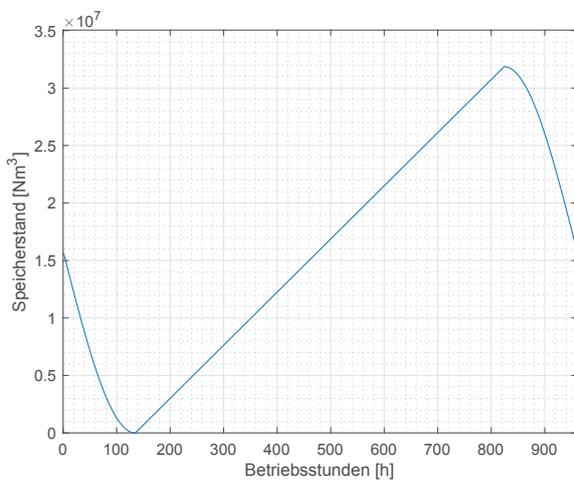
Abbildung C.19.: Betriebsweise und -verhalten der Anlage



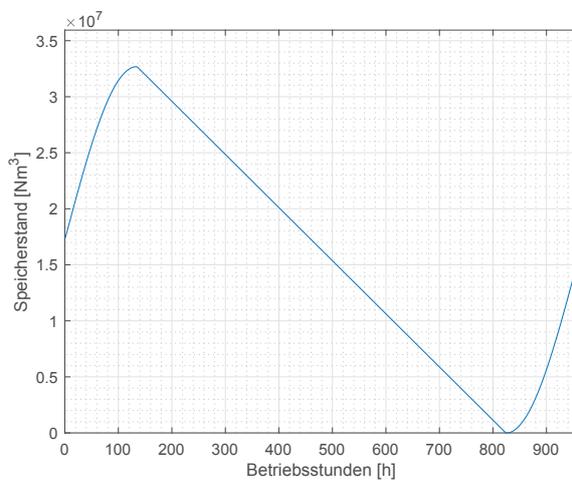
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



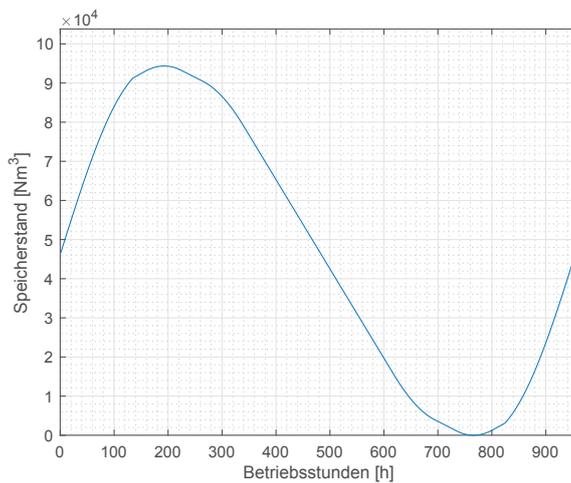
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



(d) CO_2 Speicherstandsverlauf

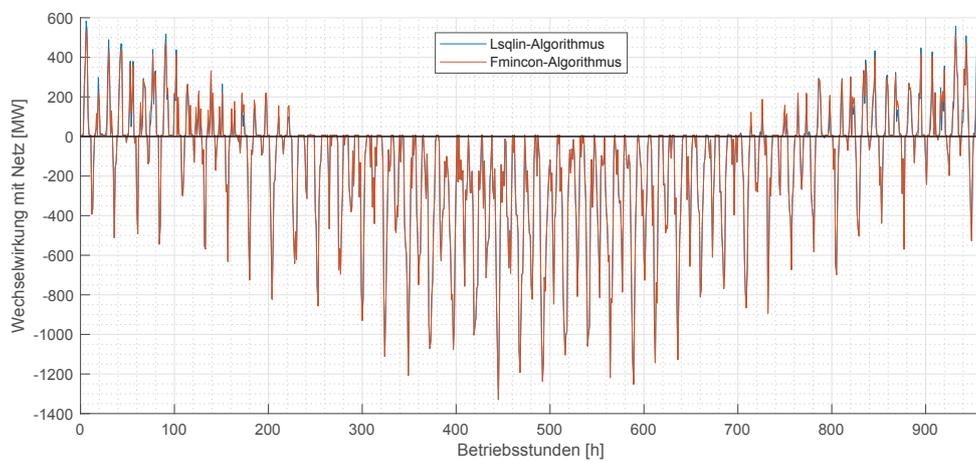


(e) H_2O Speicherstandsverlauf

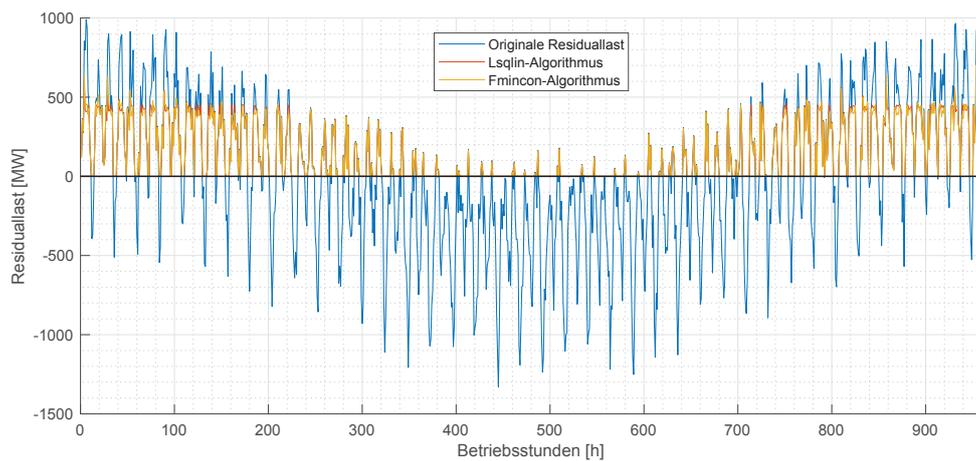
Abbildung C.20.: Speicherverläufe aller Prozessmedien

D. Detaillierte Optimierer- und Simulationsergebnisse

D.1. Netzeinflüsse



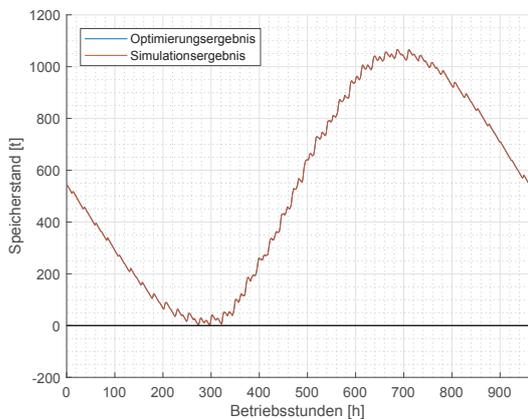
(a) Netzwechselwirkung beider Optimierungsergebnisse



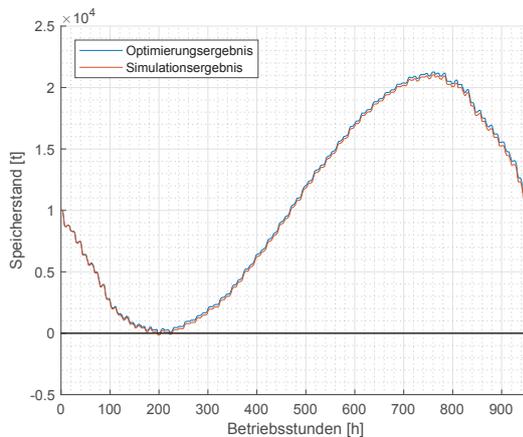
(b) Ursprüngliche Residuallast und ausgeglichene Residuallasten

Abbildung D.1.: Vergleich der Einflüsse beider Optimierungsergebnisse auf das Netz

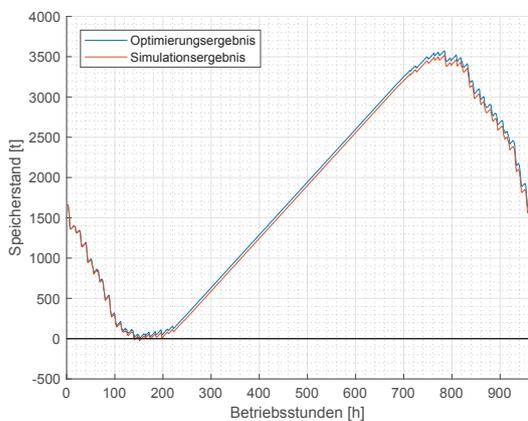
D.2. Speicherverläufe Isqlin



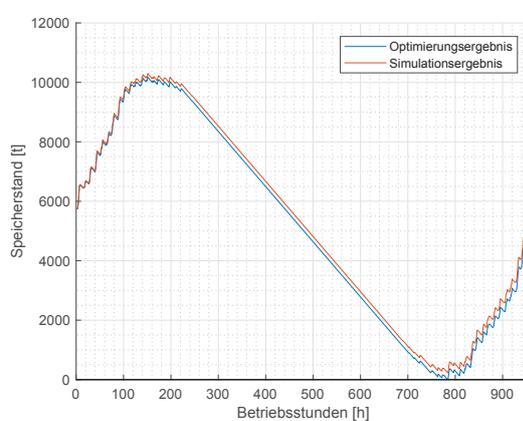
(a) H_2 Speicherstandsverlauf



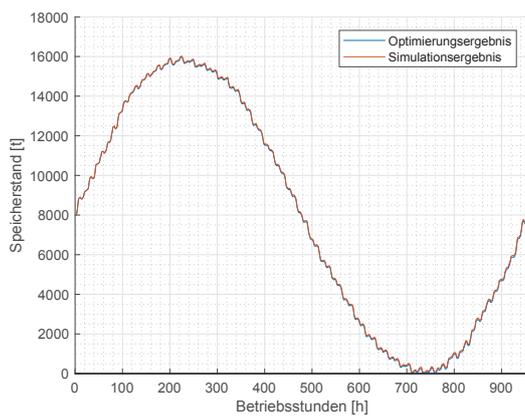
(b) O_2 Speicherstandsverlauf



(c) CH_4 Speicherstandsverlauf



(d) CO_2 Speicherstandsverlauf



(e) H_2O Speicherstandsverlauf

Abbildung D.2.: Vergleich zwischen den Speicherverläufen des *lsqin*-Optimierungs- und Simulationsergebnisses

D.3. Speicherverläufe fmincon

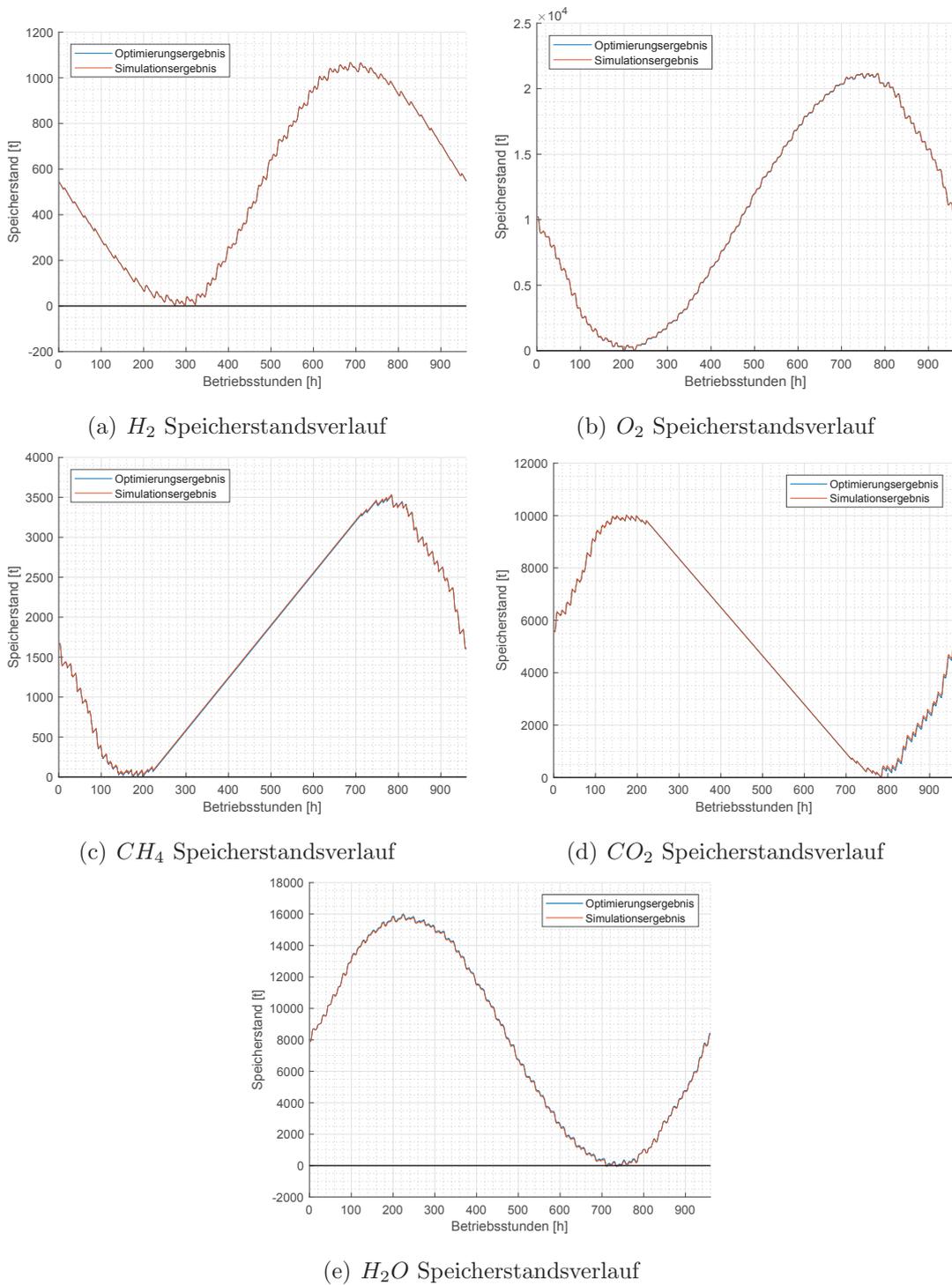


Abbildung D.3.: Vergleich zwischen den Speicherverläufen des *fmincon*-Optimierungs- und Simulationsergebnisses