

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Speicherauslagerung und Betriebsführung von Wasserstoff-Druckspeicherkraftwerken (HCAES) bei simultaner Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten

Ann-Kathrin Klaas

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 79



Cuvillier Verlag Göttingen

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)
Band 79

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:



**Speicherauslegung und
Betriebsführung von Wasserstoff-
Druckluftspeicherkraftwerken
(HCAES) bei simultaner
Teilnahme an verschiedenen
Energiemärkten**

DISSERTATION

zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorlegt von
Ann-Kathrin Klaas, M. Sc.
aus Köln

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung
18.08.2023

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über

<http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2023

Zugl.: (TU) Clausthal, Univ., Diss., 2023

Dekan

Prof. Dr. mont. Leonhard Ganzer

Vorsitzender der Promotionskommission

Prof. Dr. Christoph Schwindt

Betreuer

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Gutachterin

Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

Dieses Dokument unterliegt der Lizenz Open Access CC BY 4.0

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2023

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2023

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7895-9

eISBN 978-3-7369-6896-0

Zusammenfassung

Die Energiewende in Deutschland mit dem Ziel eines klimaneutralen Energiesystems erfordert den massiven Ausbau erneuerbarer Energien. Mit einem steigenden Anteil fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung steigt auch der Bedarf an kurz- und langfristigen Energiespeichern. Der wirtschaftliche Betrieb eines solchen des Langzeitspeichers ist allerdings erwünscht, um die Projektierung und den Bau für Speicherbetreiber attraktiv zu machen und komplizierte Anreizsysteme und Subventionen zu vermeiden.

Ein bisher kaum beachtetes Konzept zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie ist das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk (HCAES), das untertägige Salzkavernen zur Speicherung der Arbeitsgase Druckluft und Wasserstoff nutzt. Das Konzept basiert auf dem Prinzip des Druckluftspeicherkraftwerks und nutzt zusätzlich die höhere Energiedichte von Wasserstoff aus, um höhere Speicherkapazitäten zu erreichen. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks wird das Konzept zunächst analysiert und mit anderen Konzepten zur Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff verglichen. Die optimale Dimensionierung zur gleichzeitigen Teilnahme an mehreren Energiemärkten wird anhand eines linearen Optimierungsmodells mit perfekter Prognose untersucht. Die Ergebnisse der Dimensionierung werden im Anschluss hinsichtlich des Einflusses von Betriebsrestriktionen mit einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodell analysiert. Zusätzlich wird der Einfluss von Prognoseunsicherheiten im Rahmen einer rollierenden Planung untersucht.

Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen, dass ein Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk bereits heute und vor allem in Zukunft bei noch höheren Anteilen von fluktuierenden, regenerativen Erzeugern gewinnbringend betrieben werden kann. Voraussetzung ist neben der Wasserstoffspeicherung die zusätzliche Speicherung und Nutzung von Druckluft mit integrierten Druckluftkompressor, da dadurch der Speicherwirkungsgrad und Möglichkeit zur Erbringung negativer Regelernergie deutlich verbessert wird. Ein Großteil der jährlichen Erlöse des Speicherkraftwerks wird am Day-Ahead-Markt erzielt, ein wirtschaftlicher Betrieb ist jedoch erst möglich, wenn

auch andere Energiemärkte, wie die Regelenergiemärkte, berücksichtigt werden. Zukünftige Preisentwicklungen der anderen Energiemärkte führen dazu, dass die Gewinne des HCAES in Zukunft steigen, sodass das Speicherkraftwerk bereits heute größer dimensioniert werden könnte als aktuell notwendig. Ein profitabler Betrieb ist auch im Hinblick auf einen schonenden Betrieb der thermischen Komponenten möglich, allerdings nur, wenn die Strompreise mit geringem Fehler prognostiziert werden.

Abstract

The energy transition in Germany with the goal of a climate-neutral energy system requires the massive expansion of renewable energies. With an increasing share of fluctuating, renewable generation, the need for short- and long-term energy storage also increases significantly. The economic benefit of long-term storage is preferable in order to make project planning and realization attractive for storage operators and avoid complicated incentives and subsidies.

A concept for long-term storage of electrical energy that has not been considered sufficiently in previous studies is the hydrogen compressed air energy storage (HCAES) power plant, which uses underground salt caverns to store compressed air and hydrogen. The concept is based on the principle of a diabatic compressed air energy storage and additionally utilizes the higher energy density of hydrogen, thus increasing the storage capacity of the HCAES. To evaluate the profitability of a HCAES power plant, the concept was first analyzed and compared with other concepts for storing compressed air or hydrogen in salt caverns. Optimal sizing for simultaneous participation in multiple energy markets was then determined using a linear optimization model with perfect forecasting. The results were subsequently analyzed regarding the influence of operating constraints of the power plant components using a mixed-integer linear optimization model. In addition, the influence of forecast uncertainties was investigated in the context of a rolling horizon optimization.

In summary, the investigations show that a hydrogen compressed air storage power plant can already be operated profitably today and especially in the future with rising shares of renewable energy generation on the condition of storing and using compressed air in addition to the hydrogen storage, as this significantly improves the storage efficiency and the opportunity to provide negative control reserve. A large part of the annual revenue is generated by participating in the day-ahead market, but profitable operation is only possible if other energy markets, such as the control reserve markets, are also taken into account. Future price developments lead to increasing profit of the HCAES, which means that the hydrogen compressed air storage power plant can already be sized larger than currently necessary. An economic operation is also possible with regard to a preservative operation of the thermal power plant components if electricity prices are forecast with as little error as possible.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xv
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	xvii
1 Einleitung	1
1.1 Grundlagen der Modellierung	8
1.2 Aufbau der Arbeit	10
Teil A: Konzeptionierung, Parametrierung und Vergleich von Speicherkraftwerken	13
2 Grundlagen der Speicherung von elektrischer Energie in Form von Druckluft und Wasserstoff	15
2.1 Speicherkraftwerkskonzepte	15
2.1.1 Druckluftspeicherkraftwerk	15
2.1.2 Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk	18
2.1.3 Wasserstoffspeicherkraftwerk	19
2.2 Komponenten der Speicherkraftwerke	20
2.2.1 Salzkavernen	20
2.2.2 Wärmespeicher	21
2.2.3 Elektrolyse	22
2.2.4 Wasserstoff-Rückverstromung	23

3 Vergleich der Konzepte	25
3.1 Quantitative Kriterien	27
3.1.1 Speicherkapazität und Wirkungsgrad	27
3.1.2 Investitionskosten	32
3.1.3 Technology Readiness Level	39
3.2 Qualitative Kriterien	41
3.3 Zwischenfazit	45
Teil B: Dimensionierung von HCAES-Speicherkraftwerken	49
4 Modellbildung	51
4.1 Ziel der Modellierung	51
4.2 Kraftwerksbetrieb	58
4.3 Energiemärkte	64
4.3.1 Day-Ahead-Markt	65
4.3.2 Regelenergiemärkte	66
4.3.3 Stromlieferverträge mit EE-Anlagen	72
4.3.4 Wasserstoffverkauf und Sauerstoffverkauf	73
4.4 Zielfunktion	75
5 Ergebnisse der Dimensionierung	81
5.1 Bestimmung eines Basisjahrs	81
5.2 Sensitivitätsanalyse	89
5.2.1 Investitionskosten	90
5.2.2 Day-Ahead-Marktpreise	92
5.2.3 Wind- und Solarpreise	96
5.2.4 Wasserstoffpreis	100
5.3 Zweidimensionale Sensitivitätsanalyse	104
5.4 Auswertung	108
5.5 Szenarienbasierte Dimensionierung	110
5.6 Zwischenfazit	121

Teil C: Betriebsführung von HCAES-Speicherkraftwerken	125
6 Detailgrad des Speicherkraftwerksmodells	127
6.1 Speicherkraftwerksbetrieb mit dem Basismodell	127
6.2 Betriebsrestriktionen im Speicherkraftwerksmodell	132
6.2.1 Minimale Teillast	132
6.2.2 Teillastwirkungsgrad	134
6.2.3 Elektrolysemodule	137
6.2.4 Kopplung der elektrischen Maschine	140
6.2.5 Umschaltung zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb . .	141
6.2.6 Startkosten	142
6.2.7 Kombination der Betriebsrestriktionen	148
6.3 Zwischenfazit	151
7 Rollierende Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung von Prognosefehler	153
7.1 Rollierende Planung	154
7.2 Prognoseverfahren	159
7.3 Einfluss der Prognosegüte	163
7.4 Zwischenfazit	167
8 Schlussfolgerungen	169
Literatur	177
Anhang zu Teil A	191
A.1 Thermodynamische Analyse von Speicherkraftwerken	191
A.1.1 Blockschaltbilder und Parameter	192
A.1.2 Berechnungsvorschriften	197
A.2 Definition des Technology Readiness Level	205
A.3 Paarweiser Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand quali- tativer Kriterien	205

Anhang zu Teil B	209
B.1 Berechnung der normierten Wind- und PV-Einspeisezeitreihen	209
B.2 Sensitivitätsanalyse der Eingangsparameter	211
B.2.1 Day-Ahead-Marktpreise	211
B.2.2 Regelenergiepreise	213
B.2.3 Wind- und Solarpreise	218
Anhang zu Teil C	219
C.1 Basismodell	219
C.2 Preisprognose mit der sARIMA-Methode	221

Abbildungsverzeichnis

1.1	Verlauf der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Netzlast für eine Beispielwoche im September 2022 und Hochrechnung für 2045.	2
1.2	Abschätzung der Stromüberschüsse und -mangel in Deutschland im Jahr 2030.	3
2.1	Prinzip eines diabaten und eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks.	16
2.2	Prinzip des neuartigen Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks. . .	18
2.3	Prinzip eines Wasserstoffspeicherkraftwerks mit Gasturbine und mit Brennstoffzelle.	19
2.4	Entwicklung des Wirkungsgrads von Elektrolyse-Systemen verschiedener Technologien basierend auf Literaturquellen.	23
3.1	Speicherkapazität bezogen auf den Einspeicherbetrieb und Speichereffizienzgrad der Speicherkraftwerkskonzepte.	31
3.2	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure verschiedener Technologien basierend auf Literaturquellen.	35
3.3	Spezifische Investitionskosten der Speicherkraftwerkskonzepte bezogen auf die Nennleistung und die Speicherkapazität.	39
3.4	Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand von quantitativen und qualitativen Kriterien mittels Rangordnung basierend auf einem paarweisen Vergleich.	46
3.5	Summenrang der Speicherkraftwerkskonzepte mit unterschiedlicher Gewichtung der Kriterien.	47

4.1	Leistungen im Modell des HCAES bei gleichzeitiger Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten.	65
4.2	Leistungsvorhaltung an den Regelenenergiemärkten durch die Komponenten des HCAES im Motorbetrieb und im Generatorbetrieb. . . .	67
5.1	Optimale Nennleistungen der Komponenten und optimale Speicherkapazität der Kavernen sowie resultierender theoretischer Gewinn pro Jahr für beide Speicherkraftwerkskonzepte.	83
5.2	Anteile der Erlöse, der Betriebskosten und der Investitionskosten pro Jahr für das HCAES und Vergleich der Speicherkraftwerke HCAES und HES für das Jahr 2020.	85
5.3	Zeitreihen des Speicherinhalts und der Leistungen des HCAES und der Leistungen an den Energiemärkte für eine Beispielwoche im Februar 2020.	88
5.4	Gewinn pro Jahr und Investitionskosten der Elektrolyse für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse.	91
5.5	Nennleistung und Speicherkapazität für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse.	92
5.6	Entwicklung der Großhandelspreise für Strom bis 2030 in Abhängigkeit von den Einflussfaktoren Elektrifizierung, Verfügbarkeit von russischen Gasimporten und Ausbau der erneuerbaren Energien. . .	93
5.7	Gewinn pro Jahr und Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei steigendem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis.	94
5.8	Nennleistung und Speicherkapazität für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei steigendem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis. . . .	96
5.9	Gewinn pro Jahr und installierte Leistungen des Wind- und Solarparks für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark. . . .	98

5.10	Nennleistung und Speicherkapazität für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark.	99
5.11	Vergleich der Gesteungskosten für grünen Wasserstoff bei verschiedenen Produktionspfade im Jahr 2030.	101
5.12	Gewinn pro Jahr und verkaufte Wasserstoffmenge für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierendem Wasserstoffpreis.	102
5.13	Nennleistung und Speicherkapazität für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierendem Wasserstoffpreis.	103
5.14	Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse und dem Wasserstoffpreis.	105
5.15	Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den Day-Ahead-Marktpreisen und dem Wasserstoffpreis.	106
5.16	Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den Day-Ahead-Marktpreisen und den Abnahmepreisen für Wind- und Solarenergie.	108
5.17	Teilnahme des HCAES an den verschiedenen Energiemärkten als Anteil am Jahr in Abhängigkeit vom Preisszenario.	115
6.1	Zeitreihen der Leistungen des Basismodells des HCAES für eine Beispielwoche im Februar in Abhängigkeit vom Preisszenario.	129
6.2	Nettoerlöse pro Jahr, Ausnutzungsgrad und Anzahl Starts der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast für das Szenario <i>basis</i>	133
6.3	Nettoerlöse pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und des Teillastwirkungswerts für das Szenario <i>basis</i>	137
6.4	Nettoerlöse pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der einzelnen Elektrolysemodule für das Szenario <i>basis</i>	139

6.5	Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und dem entkoppelten Betrieb von Kompressor und Turbine für das Szenario <i>basis</i>	141
6.6	Nettoerlöse pro Jahr und Betriebsstunden der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der Kopplung von Kompressor und Turbine und der Umschaltzeit zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb für das Szenario <i>basis</i>	143
6.7	Aufteilung der Starts der Kraftwerkskomponenten in Heißstart, Warmstart und Kaltstart für das Kraftwerksmodell, das die minimale Teillast berücksichtigt, in Abhängigkeit vom Preisszenario.	145
6.8	Nettoerlöse pro Jahr und Anzahl Starts der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der Startkosten für das Szenario <i>basis</i>	148
6.9	Nettoerlöse pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse des Basismodells in Abhängigkeit vom Detailgrad des Kraftwerksmodells und vom Preisszenario.	149
6.10	Betrieb der Speicherkraftwerkskomponenten in Abhängigkeit vom Kraftwerksmodell und vom Preisszenario.	150
7.1	Schema der <i>rolling horizon optimization</i> Methode.	155
7.2	Nettoerlöse pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse ohne rollierende Planung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont und vom Preisszenario.	155
7.3	Zeitverlauf des Speicherinhalts des Wasserstoffspeichers in Abhängigkeit vom Prognosehorizont und im Vergleich zur nicht rollierenden Planung für das Szenario <i>basis</i>	157
7.4	Beispiel der Prognose der Day-Ahead-Marktpreise anhand der naiven und der sARIMAX-Prognosemethode.	161
7.5	Prognose der Day-Ahead-Marktpreise mit der naiven Methode und der sARIMAX-Methode aufgezeichnet über den realen Preisen im entsprechenden Zeitschritt.	162

7.6	Nettoerlöse pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse mit nicht-rollierender Planung in Abhängigkeit vom Preisszenario, dem Prognosehorizont und dem Prognoseverfahren.	164
7.7	Nettoerlöse und Gewinn pro Jahr in Abhängigkeit vom Prognoseverfahren und dem Preisszenario für das detaillierte Kraftwerksmodell und einem Prognosehorizont von sieben Tagen.	166
A.1	Blockschaltbild des diabaten Druckluftspeicherkraftwerks (CAES).	193
A.2	Blockschaltbild des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks (ACAES).	193
A.3	Blockschaltbild des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks (HCAES).	194
A.4	Blockschaltbild des Wasserstoff-Speicherkraftwerks mit Gasturbine (HES-GT).	194
A.5	Blockschaltbild des Wasserstoff-Speicherkraftwerks mit Brennstoffzelle (HES-FC).	195
B.6	Zeitverlauf und Dauerlinie des Day-Ahead-Marktpreises im Jahr 2020 und für eine Preissteigerung um +71 % und +340 %.	212
B.7	Erlösanteile der Regelenergiemärkte bei Variation der durchschnittlichen Preise jedes einzelnen Regelenergiemarktes für das Kraftwerkskonzept HCAES.	214
B.8	Gewinn pro Jahr und Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden durchschnittlichen Regelleistungspreisen.	216
B.9	Nennleistung und Speicherkapazität für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden durchschnittlichen Regelleistungspreisen.	217
B.10	Kosten für Wind- und Solarenergie sowie Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für das Kraftwerkskonzept HCAES bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark.	218

Tabellenverzeichnis

3.1	Zum Vergleich ausgewählte Speicherkraftwerkskonzepte.	25
3.2	Nennleistung im Ein- und Ausspeicherbetrieb und daraus resultierende Ein- und Ausspeicherdauer der Kraftwerkskonzepte.	36
3.3	Summe der Investitionskosten der Komponenten der Speicherkraftwerkskonzepte.	38
4.1	Zu optimierende zeitabhängige und zeitunabhängige Variablen. . . .	58
4.2	Spezifische Investitionskosten der Komponenten des Speicherkraftwerks.	78
5.1	Definition der Preisszenarien zur Berechnung der optimalen Dimensionierung des HCAES-Speicherkraftwerks.	111
5.2	Ergebnisse der Dimensionierung des HCAES-Speicherkraftwerks in Abhängigkeit vom Preisszenario.	113
5.3	Gewinn pro Jahr in Abhängigkeit von der Dimensionierung und dem Preisszenario.	119
A.1	Parameter für die thermodynamische Berechnung der Speicherkraftwerkskonzepte.	196
A.2	Technology Readiness Level nach der Definition des Horizon 2020 Programms der EU.	205
A.3	Rangfolge der Speicherkraftwerkskonzepte im Bezug auf die quantitativen Kriterien.	207
A.4	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Speicherverluste.	207
A.5	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Emissionen.	207

A.6	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Bereitstellung von Systemdienstleistungen.	208
A.7	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Flächenbedarf.	208
A.8	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Ressourcenbedarf.	208
A.9	Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Entwicklungspotential.	208
C.10	Ordnung der untersuchten sARIMA-Modelle zur Prognose von Börsenstrompreisen.	222

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzungen

ACAES	Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk
AEL	Alkalische Elektrolyse
AFC	Alkalische Brennstoffzelle
CAES	Diabates Druckluftspeicherkraftwerk
DA	Day-Ahead
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FC	Brennstoffzelle
GT	Gasturbine
HCAES	Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk
HES	Wasserstoff-Speicherkraftwerk
HTE	Hochtemperatur-Elektrolyse
LP	lineares Optimierungsproblem
MCFC	Carbonatschmelzen-Brennstoffzelle
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem
MR	Minutenreserve
PAFC	phosphorsaure Brennstoffzelle
PEFC	Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle
PEM	Polymerelektrolyt-Elektrolyse
PPA	Power-Purchase-Agreement (Direktvertrag)
PRL	Primärregelleistung
RL	Regelleistung

sARIMAX	Saisonales autoregressives Modell der gleitenden Mittel mit exogenen Parametern
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle
SRL	Sekundärregelleistung
TRL	Technology Readiness Level

Variablen und Parameter

α	Binäre Variable zur Kennzeichnung des Starts
β	Druckverhältnis (Kompressor/Turbine)
Δt_{15}	Länge eines Zeitschritts (15 min)
ϵ	Effizienz eines Wärmespeichers
η	Wirkungsgrad
κ	Isentropenexponent
μ	Binäre Variable zur Kennzeichnung des Betriebs
ρ	Dichte
A	Fläche
B	Konstante
c, C	Kosten
e, E	Energie
I	Investitionskosten
K	Preis
M	Optimierungskonstante
\dot{m}	Massenstrom
p, P	Leistung
p	Druck
Q	thermische Energie/Wärme
r, R	Erlöse
S	Spezifische Startkosten
$sMAPE$	symmetrischer mittlerer absoluter prozentualer Fehler
T	Anzahl Zeitschritte
T	Temperatur

<i>t</i>	Zeitschritt (Laufvariable)
<i>W</i>	Arbeit

Tiefgestellte Indizes

BK	Brennkammer
BS	Brennstoff
ch	Motorbetrieb (charging)
E	Elektrolyse
D	Day-Ahead-Markt
DC	Gleichstrom (direct current)
dch	Generatorbetrieb (discharging)
G	Generator
H	Wasserstoffkaverne
K	Kompressor
KG	Kissengas
L	Druckluft
M	Minutenreserve
O	Sauerstoffverkauf
P	Primärregelleistung
S	Sekundärregelleistung
SK	Salzkaverne
T	Turbine
TES	thermischer Energiespeicher
U	Umrichter
V	Verkauf von Wasserstoff
W	Direktvertrag mit Windpark
WR	Wechselrichter
WT	Wärmetauscher
X	Direktvertrag mit Solarpark

Hochgestellte Indizes

A–	Negative Regelarbeit
A+	Positive Regelarbeit
aus	Austritt
E	Einkauf
ein	Eintritt
fix	fixe Investitionskosten
HS	Heißstart
KS	Kaltstart
L–	Negative Regelleistung
L+	Positive Regelleistung
mom	Momentanwert
N	Nennleistung oder -kapazität
n	normiert
V	Verkauf
var	variable Investitionskosten
WS	Warmstart

1 Einleitung

Die Energiewende führt zu einem Wandel von einem verbrauchsgeführten zu einem erzeugungsgeführten Energiesystem. Die vermehrte Einspeisung von nicht steuerbaren erneuerbaren Energien erhöht den Bedarf an flexiblen Lasten und dynamisch betriebenen Lang- und Kurzzeitenergiespeichern. Abbildung 1.1 (a) zeigt den Verlauf der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Netzlast in Deutschland in einer Woche im September 2022. Bisher decken konventionelle Kraftwerke die Differenz zwischen erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch. Sollte die Klimaneutralität allerdings wie geplant bis 2045 erreicht werden, werden in Deutschland keine fossilen Erzeugungsanlagen mehr in Betrieb sein und die Netzlast sowie die Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigt. In Abbildung 1.1 (b) ist die Hochrechnung der gleichen Woche im September 2045 dargestellt basierend auf Last- und Erzeugungsmengen aus einer Studie der Agora Energiewende [1]. Alleine in dieser Woche ergibt sich ein Energiemangel von 2.156 GWh und ein Energieüberschuss von 5.168 GWh. Ein Großteil der Residuallast sollte durch flexible Lasten und Kurzzeitspeicher kompensiert werden. Kurzzeitspeicher zeichnen sich durch eine Ausspeicherungsdauer von weniger als 24 h aus und umfassen u. a. Batterien und Pumpspeicher [2, S. 41]. Doch vor allem für den Nettoüberschuss von über 3.000 GWh werden Langzeitspeicher benötigt, die eine Verschiebung der Erzeugung über Wochen oder Monate ermöglichen.

Bereits für 2030 werden erhebliche Energieüberschüsse erwartet. Abbildung 1.2 zeigt die Auswertung der prognostizierten Residuallast in Deutschland im Jahr 2030. Die längste Periode mit Energieüberschuss ist ca. 10 Stunden lang mit über 60 GWh Überschuss, die gespeichert werden müssen, um sie zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen, wenn die Netzlast größer ist als die EE-Erzeugung. Zu den weiteren Einflussfaktoren des Speicherbedarfs im zukünftigen Energiesystem gehören, neben

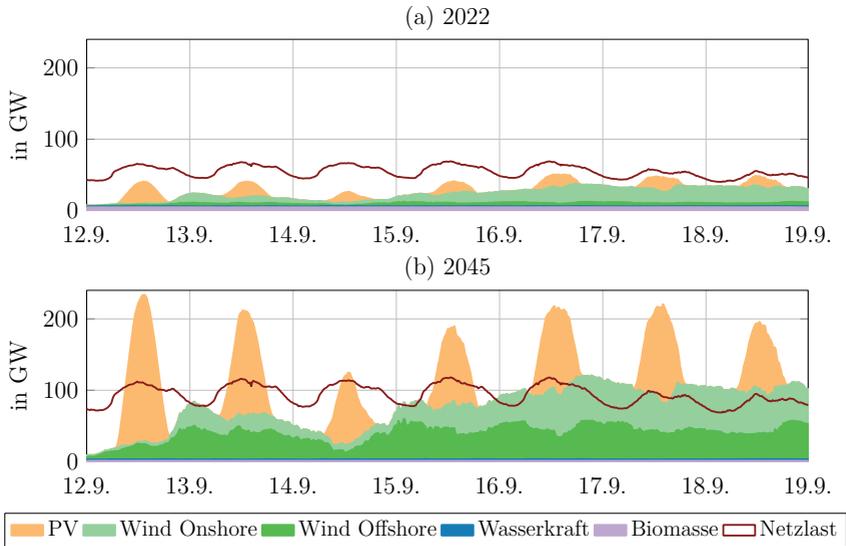


Abbildung 1.1: Verlauf der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Netzlast (a) für eine Beispielwoche im September 2022 und (b) Hochrechnung für dieselbe Woche im Jahr 2045 basierend auf prognostizierten installierten Leistungen [1] (Zeitverlauf: [3]).

der installierten Leistung von erneuerbaren Energien, auch Prognosefehler, Systemdienstleistungsbedarf und Energieaustausch mit europäischen Nachbarstaaten [2, Kapitel 3].

Energiespeicher können durch verschiedene Mechanismen zur Systemstabilität des Energiesystems beitragen. Hierzu gehören sowohl der Ausgleich von fluktuierender Einspeisung und die Verringerung von Erzeugungs- und Lastspitzen als auch die Frequenz- und Spannungshaltung und die Schwarzstartfähigkeit [5]. Der Einsatz von elektrischen Speichern steht allerdings in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen, wie Netzausbau, flexible Erzeugung, Lastmanagement und Abregelung. Zusätzlich trägt die Sektorenkopplung maßgeblich zur Reduzierung des elektrischen Speicherbedarfs bei [6]. Es gibt eine Reihe von Studien, die das zukünftige, klimaf-

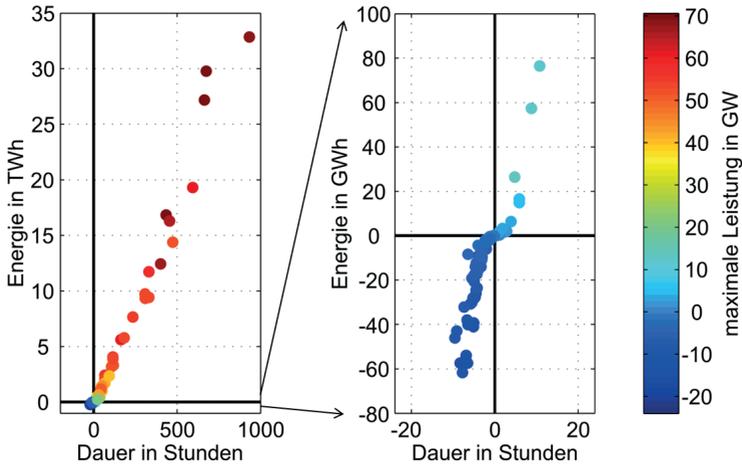


Abbildung 1.2: Abschätzung der Stromüberschüsse und -mängel in Deutschland im Jahr 2030 [4].

reundliche bzw. klimaneutrale Energiesystem skizzieren und den Speicherbedarf prognostizieren.

- Die Speicherstudie der Agora Energiewende [7] gibt an, dass für eine Energieversorgung, die zu 90% auf Erneuerbaren basiert, ein System mit 7 GW bzw. 28 GWh an Kurzzeitspeichern und 16 GW bzw. 12 TWh an Langzeitspeichern volkswirtschaftlich optimal ist.
- Eine Studie der Energy Watch Group [8] nennt einen Speicherbedarf zwischen 20 TWh und 40 TWh, um den Stromsektor vollständig zu dekarbonisieren. Hiervon entfällt der überwiegende Teil auf Langzeitspeicher und nur ein kleiner Anteil auf Kurzzeitspeicher.
- Die Energiespeicher-Studie des VDE [9] nennt einen Speicherbedarf von 35 GW bzw. 184 GWh an Kurzzeitspeichern und 68 GW bzw. 26 TWh Langzeitspeicher für eine klimaneutrale Versorgung bis 2050.

- Die Studie der Agora Energiewende zur Klimaneutralität Deutschlands [1] [10] gibt an, dass bis 2045 insgesamt 184 GW elektrochemische Speicher und 7 GW Pumpspeicher benötigt werden. Zusätzlich soll es 50 GW flexibel betriebene Elektrolyseure und 73 GW Gaskraftwerke geben, die mit Wasserstoff betrieben werden.
- Die Studie zum klimaneutralen Energiesystem vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [11] [12] nennt einen Speicherbedarf von 227 GWh an Kurzzeitspeichern für eine klimaneutrale Energieversorgung im Jahr 2045. Je nach Szenario werden bis 2045 20 GW bis 160 GW Elektrolyse benötigt, um Wasserstoff zur Umwandlung in gasförmige und flüssige Brennstoffe und zur Wärmeversorgung zu erzeugen.

Es wird deutlich, dass der Untersuchungsrahmen und der prognostizierte Speicherbedarf im zukünftigen Energiesystem innerhalb der Studien sehr unterschiedlich ist. Ein gemeinsames Ergebnis ist jedoch, dass der Speicherbedarf mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch steigen wird und dass Wasserstoff eine zentrale Rolle als Langzeitspeicher im zukünftigen Energiesystem spielen wird. Alle genannten Studien untersuchen die volkswirtschaftliche Kostenminimierung des zukünftigen Energiesystems. Das volkswirtschaftliche Optimum entspricht allerdings nicht automatisch der betriebswirtschaftlichen Gewinnmaximierung für den Betreiber des Speichers. In einem zukünftigen Energiesystem ergibt sich somit die Fragestellung, ob der Einsatz eines Speichers für den Betreiber profitabel ist. Diese Fragestellung ist für Langzeitspeicher aufgrund von hohen Investitionskosten besonders relevant. Eine gewinnbringende Betriebsführung erhöht die Attraktivität der Projektierung und vermeidet außerdem die Notwendigkeit von komplizierten Anreizsystemen oder Subventionen. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern gliedert sich in mehrere Aspekte, die sich zusätzlich gegenseitig beeinflussen (vgl. [13]): die Kosten für Energiespeicher, die optimale Speicherauslegung und der optimale Speicherbetrieb in Abhängigkeit von verschiedenen Szenarien.

Für die langfristige Speicherung von elektrischer Energie bieten sich untertägige Salzkavernen an, die vor allem in Norddeutschland in ausreichender Menge vorkom-

men. Salzkavernen werden derzeit vorrangig zur Erdgas- und Erdöl-Speicherung genutzt, sie eignen sich aber auch zur Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff. Kavernen-basierte Speicherkraftwerke haben gegenüber Kurzzeitspeichern wie Batterien den Vorteil, dass die Ein- und Ausspeicherleistung nicht von der Speicherkapazität der Kaverne abhängt. In Niedersachsen wird schon seit 1978 ein Druckluftspeicherkraftwerk betrieben, das eine Salzkaverne zur Speicherung der Druckluft nutzt.

Die Speicherung von elektrischer Energie mithilfe von diabaten oder adiabaten Druckluftspeichern ist seit vielen Jahren Gegenstand der Forschung. Budt et al. [14] klassifizieren und vergleichen verschiedene Druckluftspeicherkonzepte, einschließlich diabater, adiabater und isothermischer Speicherung, mit dem Fokus auf Exergie. In einer Studie von Succar et al. [15] heißt es, dass die Kombination von Windkraftanlagen und einem Druckluftspeicherkraftwerk Investitionskosten in einer Höhe aufweist, die mit anderen Grundlastkraftwerken mit geringen Emissionen vergleichbar sind. Das Forschungsprojekt ADELE-ING [16] zeigt, dass die theoretischen Investitionskosten von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken, die bisher nicht realisiert wurden, auf dem gleichen Niveau liegen wie die von Pumpspeicherkraftwerken. Bullough et al. [17] kommen zu dem Schluss, dass ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk die Integration von fluktuierendem Windstrom in das Energiesystem verbessert und die Windenergieausnutzung erhöht. Nabil et al. [18] fügen der Liste der möglichen Anwendungen von Druckluftspeicherkraftwerken neben der Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, auch Spitzenlastabdeckung und Demand-Side-Management hinzu. Lund et al. [19] führen eine volkswirtschaftliche Analyse eines Druckluftspeicherkraftwerks durch mit dem Fazit, dass das Druckluftspeicherkraftwerk weniger attraktiv ist als andere Ansätze zum Lastausgleich. Drury et al. [20] stellen fest, dass die Teilnahme an Energie- und Regelleistungsmärkten diabate Druckluftspeicherkraftwerke je nach Marktdesign profitabel machen kann, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke jedoch weitere Erlösmöglichkeiten brauchen. Die betriebswirtschaftliche Analyse von Lund et al. [21] zeigt, dass die Umsetzbarkeit von Druckluftspeicherkraftwerken stark von der Struktur der Märkte für Systemdienstleistungen abhängt.

Der Vergleich von (adiabaten) Druckluftspeicherkraftwerken mit anderen Speicherkraftwerkskonzepten ist ebenfalls Gegenstand aktueller Forschungen. Hierbei steht vor allem das Wasserstoff-Speicherkraftwerk im Fokus: Wasserstoff wird mit elektrischer Energie produziert, in untertägigen Salzkavernen gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zurück in elektrische Energie umgewandelt. Der Vergleich von Wasserstoff-Speicherkraftwerken mit anderen Speichertechnologien beschränkt sich allerdings bisher auf techno-ökonomische Parameter. Klumpp [22] vergleicht Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher auf der Grundlage von Effizienz, Speicherkapazität und spezifischen Investitionskosten. AlShafi und Bicer [23] analysieren mehrere Energiespeicherkonzepte mit nur 100 kW Entladeleistung wie Pumpspeicher, Druckluft, Wasserstoff und Batterien auf der Grundlage der Energie- und Exergieeffizienz. Schmidt et al. [24] prognostizieren die zukünftigen Speicherkosten für Pumpspeicher, Druckluft, Schwungrad, verschiedene Batterietechnologien, Wasserstoff und Superkondensatoren. Yu et al. [25] führen einen Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern, Wasserstoffspeichern und Wärmespeichern zur Verbesserung der Integration von Windenergie durch. Zakeri et al. [26] machen eine vergleichende Lebenszykluskostenrechnung von elektrischen Energiespeichersystemen wie Pumpspeicher, Druckluft, Batterien und Wasserstoff. Pérez et al. [27] führen eine Lebenszyklusanalyse von großtechnischen unterirdischen Speicherkonzepten durch. Der Kohlenstoffdioxid-Fußabdruck von Energiespeicherkonzepten einschließlich Wasserstoff, Druckluft und Batterien wird von Mostert et al. in [28] berechnet. Astiaso Garcia et al. [29] analysieren das Potenzial der Wasserstoffspeicherung in Europa auf der Grundlage potenzieller Standorte, überschüssiger erneuerbarer Energie und rechtlicher Rahmenbedingungen.

Vor diesem Hintergrund ist das Prinzip des Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerks von hoher Relevanz, da durch die kombinierte Speicherung von Druckluft und Wasserstoff direkte CO₂-Emissionen vermieden werden. Das hier untersuchte Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk ist allerdings ein neuartiges Konzept, das in bisherigen Vergleichen in der Literatur nicht berücksichtigt wird. Es basiert auf dem Prinzip des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks, das um eine Elektrolyse und einen Wasserstoffspeicher erweitert wird. Der Wasserstoff wird im Generatorbetrieb genutzt, um die Druckluft vor der Entspannung zu erwärmen. Hierdurch wird im

Vergleich zum klassischen Druckluftspeicherkraftwerk die Nutzung von Erdgas vermieden. Das Konzept weist außerdem eine deutlich höhere Speicherkapazität auf als das klassische Druckluftspeicherkraftwerk und einen höheren Wirkungsgrad als ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk. Bisherige Untersuchungen zum Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk beschränken sich zum Einen auf den Vergleich mit einem diabaten und adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk von Safaei [30] und Kaiser [31] anhand des (exergetischen) Wirkungsgrads. Zum Anderen wird von der Autorin der vorliegenden Arbeit die Ergänzung des Druckluftspeicherkraftwerks Huntorf um eine Elektrolyse und einen Wasserstoffspeicher im Rahmen des Forschungsprojekt *Huntorf 2020* in [32] untersucht.

Kern der folgenden Untersuchungen ist die Fragestellung, ob ein Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk unter heutigen und zukünftigen Marktbedingungen gewinnbringend betrieben werden kann. Die Beantwortung dieser Frage wird durch verschiedene Aspekte beeinflusst:

- **Konzeptionierung:** Die Anzahl Kompressor- und Turbinenstufen sowie Betriebsparameter wie Druck und Temperatur haben Einfluss auf die Speicherkapazität, die Brennstoffausnutzung und den Wirkungsgrad des Speicherkraftwerks.
- **Optimale Dimensionierung:** Die Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten hinsichtlich Nennleistung und Speicherkapazität innerhalb geeigneter Grenzen beeinflusst sowohl die Erlösoptionen an verschiedenen Energiemärkten als auch die Investitionskosten.
- **Einfluss zukünftiger Marktentwicklungen:** Die Energiemärkte unterliegen im Rahmen der Energiewende weitreichenden Änderungen, die die Erlösoptionen des Speicherkraftwerks beeinflussen.
- **Optimale Betriebsführung:** Teillastverhalten und Startkosten der Speicherkraftwerkskomponenten beeinflussen die optimale Betriebsführung. Ein begrenzter Prognosehorizont sowie Prognosefehler reduzieren zusätzlich die Erlöse des Speicherkraftwerks.
- **Vergleich:** Die Bewertung der Ergebnisse erfolgt im Vergleich zu anderen Speicherkraftwerkskonzepten zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie.

Ein potentiell gewinnbringender Betrieb des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks führt dazu, dass auch heute schon solche Projekte geplant und umgesetzt werden, die im Rahmen der fortschreitenden Energiewende in Zukunft aus systemischer Sicht unerlässlich sind. Andernfalls müssen gegebenenfalls Subventionen oder Anreizsysteme genutzt werden, um den rechtzeitigen Bau von notwendigen Langzeitspeichern zu garantieren.

1.1 Grundlagen der Modellierung

Die Betriebsführung von Speicherkraftwerken ist komplex. Im Gegensatz zu reinen Erzeugungsanlagen, deren Leistung nur vom Dargebot der Primärenergie abhängt, ist der aktuelle und zukünftige Betrieb eines Speichers durch den Speicherinhalt begrenzt. Der Speicherinhalt wiederum ergibt sich aus dem Betrieb in der Vergangenheit. Es gibt verschiedene Ansätze zur Modellierung von Speicher [13]:

- **Atemporale Modelle** simulieren den Effekt eines Speichers auf das System, ohne die ein- und ausgespeicherte Energie zu berechnen.
- **Modelle mit perfekter Prognose** nutzen verschiedene Algorithmen, um den Betrieb des Speichers unter perfekten Bedingungen zu simulieren. Obwohl die in der Realität auftretenden Unsicherheiten, z. B. beim Strompreis, hiermit nicht abgebildet werden können, eignen sich diese Modelle zur Abschätzung des maximal möglichen Nutzens des Speichers.
- **Modelle mit unsicherer Prognose** bilden die Realität in der Hinsicht besser ab, dass sie von unsichereren zukünftigen Bedingungen, z. B. hinsichtlich des Strompreises, ausgehen. Die Algorithmen sind häufig so aufgebaut, dass der optimale Speicherbetrieb zum jetzigen Zeitpunkt anhand von Prognosen für einen gewissen Zeitraum in der Zukunft bestimmt wird und die Berechnung für die kommenden Zeitpunkte wiederholt wird.
- **Strategische Betriebsmodelle** berücksichtigen den Effekt des Speicherbetriebs auf den Markt bzw. das Energiesystem und sind dadurch sehr komplex.

Modelle mit perfekter und unsicherer Prognose werden häufig als mathematische Optimierungsprobleme formuliert. Die mathematische Optimierung wird seit Beginn der Digitalisierung der Energiewirtschaft für die Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt [33]. Hierbei gibt es verschiedene Zielsetzungen, die die Komplexität und den Zeithorizont der Optimierung beeinflussen, wie beispielsweise die Kraftwerkszubauplanung, die Revisionsplanung und die Kraftwerkseinsatzplanung. Die Einsatzplanung kann für einen Kraftwerkspark oder ein einzelnes Kraftwerk erfolgen. Bei der Einsatzplanung eines Kraftwerksparks beschreibt die Zielfunktion die Minimierung der Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks. Bei der Einsatzplanung eines einzelnen Kraftwerks steht häufig die Gewinnmaximierung im Vordergrund [34].

Die lineare Optimierung oder auch lineare Programmierung (LP) ist eine Unterkategorie der mathematischen Optimierung. Sie beschreibt die Identifizierung eines Minimums oder Maximums einer linearen Zielfunktion in Bezug auf eine Reihe von linearen Nebenbedingungen. Die Nebenbedingungen können mit Gleichungen, Ungleichungen oder Grenzen dargestellt werden [33, S. 14f].

Eine Erweiterung der linearen Programmierung ist die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (engl. *mixed integer linear programming*, MILP). Hierbei sind alle oder einige der Zielvariablen ganzzahlig oder binär, wodurch nicht-lineare Zusammenhänge wie Null-Eins-Entscheidungen oder schrittweise lineare Zusammenhänge dargestellt werden können. Ein Vorteil der linearen Programmierung gegenüber der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung ist, dass die Lösungszeit lediglich polynomial mit der Komplexität des Problems steigt. Bei MILP-Modellen steigt die Rechenzeit exponentiell mit der Problemgröße [33, S. 15f].

Die im Folgenden beschriebenen Modelle wurden in Matlab R2020b implementiert und mit der Matlab Toolbox *CPLEX Optimization Studio 12.10* von IBM gelöst. CPLEX verwendet vornehmlich das Simplex-Verfahren zur Lösung von linearen Optimierungsproblemen und das Branch-and-Cut-Verfahren für gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme [35].

1.2 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist in drei Teile aufgeteilt. Teil A beinhaltet die Entwicklung, Parametrierung und den Vergleich verschiedener (neuartiger) Speicherkraftwerkskonzepte. In Teil B steht die Dimensionierung von ausgewählten Speicherkraftwerken anhand der installierten Leistungen und Speicherkapazitäten im Vordergrund. Die Ergebnisse werden in Teil C verwendet, um die optimale Betriebsführung des Speicherkraftwerks zu untersuchen.

Teil A: Konzeptionierung, Parametrierung und Vergleich von Speicherkraftwerken In Kapitel 2 werden fünf Speicherkraftwerkskonzepte entwickelt basierend auf der Speicherung von Wasserstoff und Druckluft in untertägigen Salzkavernen. Der Vergleich der Konzepte erfolgt in Kapitel 3 anhand der techno-ökonomischen Kriterien Wirkungsgrad, Speicherkapazität, Investitionskosten, Technology Readiness Level (TRL), Speicherverluste, Flächen- und Ressourcenbedarf sowie Entwicklungspotential. Für jedes Kriterium wird eine Rangfolge der Konzepte mithilfe eines paarweisen Vergleichs erstellt.

Teil B: Dimensionierung von Speicherkraftwerken Die erste Stufe der Modellierung umfasst ein vereinfachtes Modell eines Speicherkraftwerks basierend auf der Gewinnmaximierung an verschiedenen Energiemärkten. Das Ergebnis ist die optimale Dimensionierung des Speicherkraftwerks (Nennleistungen der Komponenten und Speicherkapazität der Salzkavernen), wobei Investitionskosten und variablen Betriebskosten den Erlösen gegenübergestellt werden. Es handelt sich um ein lineares Optimierungsprogramm mit perfekter Prognose, somit stellen die Ergebnisse der Gewinnmaximierung eine theoretische Obergrenze dar. Die Modellierung erfolgt für das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk und das Wasserstoff-Speicherkraftwerk mit Gasturbine aus Teil A. Anhand von historischen Preis- und Einspeisedaten wird ein Basisjahr aus den Jahren 2015 bis 2021 gewählt, auf dessen Grundlagen die Eingangsdaten variiert werden, um den Einfluss zukünftiger Preisentwicklungen auf die Dimensionierung des Kraftwerks zu untersuchen. Zum Schluss wird die

optimale Dimensionierung des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks anhand von drei Preisszenarien ermittelt. Hinsichtlich des Aufbaus wird in Kapitel 4 das lineare Optimierungsproblem beschrieben und in Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Optimierung der Dimensionierung für verschiedene Eingangsparameter analysiert und zum Abschluss zusammengefasst.

Teil C: Betriebsführung von Speicherkraftwerken Die zweite Stufe der Modellierung umfasst in Kapitel 6 ein detailliertes Optimierungsmodell zur Analyse der Betriebsführung des Speicherkraftwerks aus Teil B. Das Optimierungsmodell wird als gemischt-ganzzahliges lineares Programm modelliert und umfasst Kraftwerksdetails wie Teillastverhalten und Startkosten. Zusätzlich wird in Kapitel 7 die Betriebsführung des Kraftwerks mit einer rollierenden Planung untersucht. Bei der rollierenden Planung wird der optimale Betrieb des Speichers zu einem bestimmten Zeitpunkt bestimmt, wobei zukünftige Entwicklungen innerhalb eines Prognosehorizonts bekannt sind und die Berechnungen für einen vordefinierten Entscheidungshorizont periodisch wiederholt werden. Hierbei werden begrenzte und Prognosehorizonte und Prognosefehler an den Energiemärkten berücksichtigt. Es handelt sich bei dem Modell im Teil B um ein Modell mit unsicherer Prognose. Zum Schluss gibt Kapitel 8 eine Zusammenfassung aller Ergebnisse.

Teil A: Konzeptionierung, Parametrierung und Vergleich von Speicherkraftwerken

2 Grundlagen der Speicherung von elektrischer Energie in Form von Druckluft und Wasserstoff

Für die langfristige Speicherung von elektrischer Energie bieten sich untertägige Salzkavernen an, wofür die geologischen Voraussetzungen vor allem in Norddeutschland aufgrund der vorhandenen Salzvorkommen ideal sind. Salzkavernen werden derzeit vorrangig zur Erdgas- und Erdöl-Speicherung genutzt, sie eignen sich aber auch zur Speicherung von CO₂-neutralen Gasen wie Druckluft und Wasserstoff [36].

2.1 Speicherkraftwerkskonzepte

2.1.1 Druckluftspeicherkraftwerk

Ein Druckluftspeicherkraftwerk nutzt die mechanische Energie von Druckluft zur Energiespeicherung. Es besteht, ähnlich wie ein Gasturbinenkraftwerk, aus einem Kompressor, einer Brennkammer, einer Gasturbine und einer Synchronmaschine, zusätzlich umfasst ein solches Kraftwerk aber auch einen Druckluftspeicher. Hierdurch ist der Verbrauch und die Erzeugung von elektrischer Energie zeitlich getrennt möglich. Das Blockschaltbild dieses Konzepts ist in Abbildung 2.1 (a) dargestellt. Im Motorbetrieb wird elektrische Energie genutzt, um Umgebungsluft zu verdichten und zu speichern. Im Generatorbetrieb wird die komprimierte Luft durch die Verbrennung von Erdgas wieder erwärmt und anschließend in einer Turbine auf

Umgebungsdruck entspannt, wobei die elektrische Energie in das Netz gespeist wird. Die Synchronmaschine arbeitet als Motor oder Generator, indem sie entweder von der Turbine (Laden) oder dem Kompressor (Entladen) abgekoppelt wird [37]. Bei diesem Prinzip handelt es sich um ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk, da die bei der Kompression anfallende Wärme nicht gespeichert oder genutzt wird.

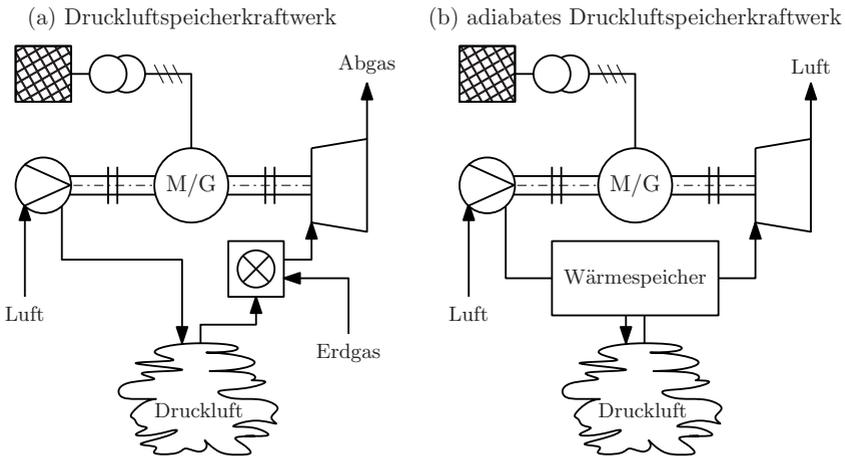


Abbildung 2.1: Prinzip (a) eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks und (b) eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks.

Weltweit wurden bisher nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb genommen: in Huntorf (Niedersachsen) und MacIntosh (USA) [14]. Das Speicherkraftwerk in Huntorf wurde 1978 gebaut und hat zwei Turbinenstufen mit einer Nennleistung von 321 MW im Generatorbetrieb. Die Entladedauer beträgt etwa 8 h bei Nennleistung für einen vollständigen Entladezyklus. Im Motorbetrieb weist das Kraftwerk vier Kompressorstufen auf und lädt rund 24 Stunden lang mit 68 MW [38]. Die komprimierte Luft wird in zwei untertägigen Salzkavernen gespeichert, deren kombiniertes Volumen 310.000 m^3 beträgt. Die Kavernen arbeiten in einem Druckbereich von 43 bis 70 bar [14]. Der Wirkungsgrad wird mit 42 % angegeben [2, S. 462].

Eine Weiterentwicklung des Kraftwerks Huntorf stellt das Druckluftspeicherkraftwerk in MacIntosh (Alabama, USA) dar, das 1991 in Betrieb genommen wurde. Der größte Unterschied ist der Abgasrekuperator, der die Abwärme des Abgases nach der Niederdruckturbine nutzt, um die Druckluft vor der Hochdruckbrennkammer vorzuwärmen. Das CAES-Kraftwerk in MacIntosh hat drei Kompressorstufen und vier Turbinenstufen und weist einen Speicherwirkungsgrad von 54% auf. Die Salzkaverne ist mit 538.000 m³ deutlich größer als in Huntorf, die Ausspeicherleistung liegt jedoch nur bei 110 MW. [2, S. 459ff]

Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk Das klassische Druckluftspeicherkraftwerks weist in der heutigen Zeit einen entscheidenden Nachteil auf: Durch die Verwendung von Erdgas fallen Treibhausgasemissionen an. Eine Alternative dazu stellt das Prinzip des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks dar, dessen Blockschaltbild in Abbildung 2.1 (b) dargestellt ist. Bei diesem Kraftwerkskonzept wird die Wärme, die bei der Kompression der Luft anfällt, in einem Wärmespeicher gespeichert und der Luft vor Turbineneintritt wieder zugeführt, sodass theoretisch kein Brennstoffbedarf besteht [2, S. 465ff].

Theoretische Untersuchungen zeigen, dass mit diesem Konzept Wirkungsgrade bis 70% realisiert werden können, wobei im Wärmespeicher Temperaturen von bis zu 600°C erreicht werden [2, S. 468f]. Die Untersuchungen im Rahmen der Forschungsprojekte *ADELE* und *ADELE-ING* zeigten die grundsätzliche Machbarkeit dieses Konzepts. Allerdings führte die Analyse der Wirtschaftlichkeit dazu, dass der Aufbau einer Pilotanlage nicht wie geplant durchgeführt wurde [16]. Bisher wurden nur vereinzelte Pilotanlagen auf Basis eines teil-adiabten Betriebs umgesetzt, wie z. B. im Herbst 2022 in China [39]. Die Gründe dafür sind laut Barbour et al. [40] unter anderem Schwierigkeiten bei der Nutzung herkömmlicher Komponenten, die Unterschätzung der Systemkomplexität und irreführende Angaben von nicht konsolidierten Wirkungsgraden in der Literatur.

2.1.2 Wasserstoff-Druckluftspeicherwerk

Eine neuartige Alternative, ein Druckluftspeicherwerk in eine CO₂-freie Betriebsweise zu überführen, ist die Verwendung von Wasserstoff statt Erdgas zur Erwärmung der verdichteten Luft vor der Entspannung. Um einen CO₂-freien Betrieb zu gewährleisten, muss die Produktion von Wasserstoff ebenfalls regenerativ erfolgen. Hierfür eignet sich vor allem die Wasser-Elektrolyse. Für die Speicherung von Wasserstoff bieten sich, analog zur Druckluftspeicherung, untertägige Salzkavernen an. Das Blockschaltbild ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Im Motorbetrieb wird entweder Umgebungsluft verdichtet oder Wasserstoff produziert und verdichtet. Im Generatorbetrieb wird die Druckluft in einer Brennkammer durch die Verbrennung des Wasserstoffs erwärmt, um anschließend in einer Turbine entspannt zu werden. Beim Abgas handelt es sich somit um Wasserdampf.

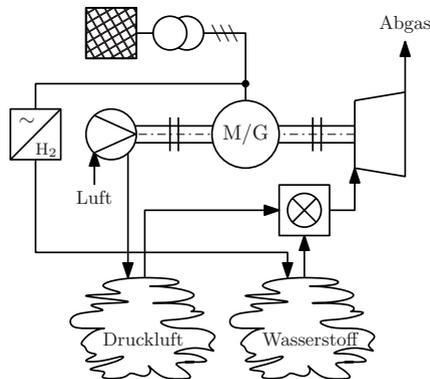


Abbildung 2.2: Prinzip des neuartigen Wasserstoff-Druckluftspeicherwerks.

Das Konzept des Wasserstoff-Druckluftspeicherwerks wird in der Forschung bisher kaum beachtet. Lediglich die Forschungsprojekte *Huntorf 2020* und *H₂-ReNoWe* untersuchen die Überführung des vorhandenen diabaten Druckluftspeicherwerks

werks Huntorf in Niedersachsen in eine CO₂-arme Betriebsweise durch den Einsatz von Wasserstoff im Rückverstromungspfad [41].

2.1.3 Wasserstoffspeicherkraftwerk

Das Prinzip eines Wasserstoffspeicherkraftwerks lässt sich unter dem Begriff *Power-to-Gas-to-Power* einordnen. Im Ladebetrieb wird elektrische Energie mittels Elektrolyse in chemische Energie umgewandelt und in Form von Wasserstoff gespeichert. Im Generatorbetrieb wird die im Wasserstoff gespeicherte chemische Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt. Zur Rückverstromung eignen sich Gasturbinenkraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Blockheizkraftwerke und Brennstoffzellen [2, S. 390ff]. Abbildung 2.3 zeigt das Blockschaltbild eines Wasserstoffspeicherkraftwerks mit Gasturbine (a) oder Brennstoffzelle (b) im Rückverstromungspfad.

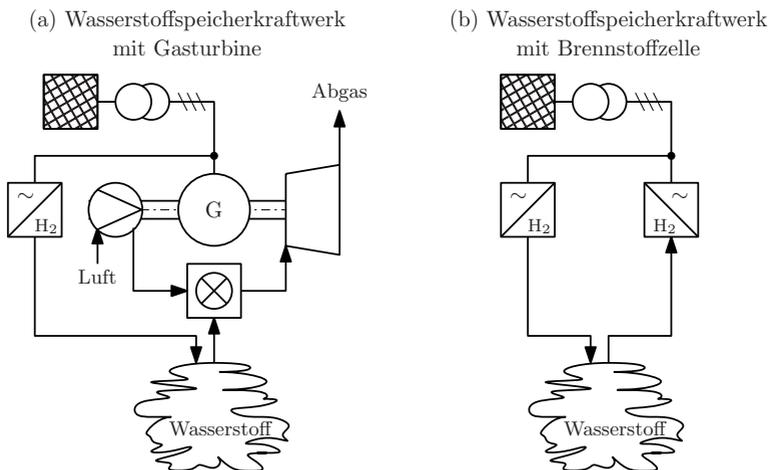


Abbildung 2.3: Prinzip eines Wasserstoffspeicherkraftwerks (a) mit Gasturbine und (b) mit Brennstoffzelle.

Bestehende Gaskraftwerke können grundsätzlich auf die Verbrennung von Wasserstoff umgerüstet werden und bei der Kombination mit einem Elektrolysesystem und einem Wasserstoff-Speicher zu einem Wasserstoffspeicherkraftwerk weiterentwickelt werden. Es gibt außerdem die Möglichkeit, den Wasserstoff zu methanisieren und das gewonnene Methan ins vorhandene Erdgasnetz einzuspeisen oder in einer klassischen Gasturbine zu nutzen. Außerdem kann der Wasserstoff zusätzlich oder stattdessen zu direkte Wärmeabgewinnung oder zur Nutzung im Verkehrssektor verwendet werden. Da es sich hierbei allerdings nicht um elektrische Energiespeicher handelt, sind diese Aspekte nicht Teil der hier durchgeführten Untersuchungen.

2.2 Komponenten der Speicherkraftwerke

2.2.1 Salzkavernen

Wasserstoff- und Druckluftspeicherkraftwerke nutzen Salzkavernen zur Speicherung der Arbeitsgase. Salzkavernen sind künstlich erzeugte Hohlräume im Untergrund, die durch die Aussolung von vorhandenen Salinarstrukturen nutzbar gemacht werden. Sie eignen sich gut für die Speicherung von großen Mengen Druckluft oder Wasserstoff, da sie eine hohe Speicherkapazitäten sowie eine hohe Dichtheit, auch bei Betrieb mit Wasserstoff, und vernachlässigbare Speicherverluste aufweisen [7].

Salzkavernen werden heutzutage vor allem zur Speicherung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen verwendet. Derzeit sind in Deutschland ca. 350 Kavernen in Betrieb [42, S. 317]. Daneben kommen insgesamt 269 Salzstrukturen für die Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff infrage, von denen ein Teil bereits ausgesolt ist. Das entspricht einer Speicherkapazität von 1.600 TWh_{th} bezogen auf das Arbeitsgasvolumen von Wasserstoff [36, S. 173]. Durch die spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffs, wie Reaktivität und Flüchtigkeit, weichen die Anforderungen an die verwendeten Materialien von denen an eine Erdgasspeicherung ab. Die vorhandenen Salzvorkommen müssen auf Dichtheit gegenüber Wasserstoff geprüft werden, woraus sich entsprechende Sicherheitsanforderungen an ober- und untertägige Anlagen ergeben [42, S. 319]. Bis 2017 wurden weltweit vier Anlagen mit

Wasserstoff-Salzkavernen in Großbritannien und den USA mit einem Betriebsdruck von bis zu 135 bar in Betrieb genommen. Im Rahmen des Forschungsprojekts *HyCAVmobil* wird seit 2019 eine Pilotkaverne zur Speicherung von Wasserstoff in Deutschland untersucht [43].

Ein wichtiger Parameter der Salzkavernen ist das geometrische Volumen, das die Größe des untertägigen Hohlraums beschreibt. Typische geometrische Volumen liegen in Deutschland zwischen 100.000 m^3 bis $1.000.000 \text{ m}^3$ und hängen von der geologischen Situation ab. Eine durchschnittliche Salzkaverne in Deutschland liegt bei 500.000 m^3 [44]. Je nach geologischen Umständen können maximale Betriebsdrücke zwischen 60 und 180 bar realisiert werden [2, S. 371].

2.2.2 Wärmespeicher

Bei einem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk wird die Kompressionswärme gespeichert, um im Generatorbetrieb zu Vorwärmung der Druckluft verwendet zu werden. Hierfür eignen sich vor allem feste Materialien wie Naturstein, Keramik, Beton und Gusseisen oder flüssige Medien wie Nitratsalz und Mineralöl [17]. Es wird zwischen Wärmespeichern mit direktem Kontakt und indirektem Kontakt mit der Druckluft unterschieden. Die Anforderungen an einen Wärmespeicher für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke sind vielfältig: hohe Temperaturänderung im Lade- und Entladebetrieb, niedrige Temperaturdifferenzen innerhalb des Speichers, geringer Druckverlust und geringe Standzeitverluste [2, S. 466]. Aufgrund insgesamt hoher Temperaturen und hoher Drücken ist die thermische und mechanische Beanspruchung außerdem größer als bei anderen Anwendungen [14].

Die Effizienz eines Wärmespeichers wird mithilfe der Effektivität ϵ_{TES} der Wärmeübertragung quantifiziert. Die Effektivität eines typischen Wärmespeichers für ACAES-Konzepte liegt bei 90 % [45].

$$\epsilon_{\text{TES}} = \frac{T_{\text{dch,aus}} - T_{\text{dch,in}}}{T_{\text{ch,in}} - T_{\text{ch,in}}} \quad (2.1)$$

2.2.3 Elektrolyse

Zur emissionsfreien Wasserstoffproduktion eignet sich das Prinzip der Wasser-Elektrolyse. Hierbei wird Wasser (H_2O) mithilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Es gibt drei wesentliche Elektrolyse-Technologien: Die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymerelektrolyt-Elektrolyse (PEM) und die Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse (HTE) [46, S. 373ff].

Die PEM-Elektrolyse (90-100 °C, bis 35 bar) weist höhere Betriebstemperaturen und etwas höhere Betriebsdrücke auf als die alkalische Elektrolyse (40-80 °C, bis 32 bar). Sie ist außerdem flexibler hinsichtlich Teillastbetrieb und Lastgradienten [42, S. 333]. Hochtemperaturolektrolyseure werden bei 700 bis 900 °C und 1 bis 15 bar betrieben werden, sind jedoch noch nicht kommerziell verfügbar [42, S. 333]. Die Hochtemperaturolektrolyse eignet sich für eine Erweiterung der Systemintegration innerhalb eines Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks durch die Nutzung der Kompressionsabwärme. Dadurch werden höhere Wirkungsgrade erreicht als mit anderen Elektrolysesystemen [30]. Allerdings setzt diese Kombination voraus, dass Kompressor und Elektrolyse gleichzeitig in Betrieb sind, was zu erheblichen Flexibilitätseinbußen führt. Aus diesem Grund wird dieser Ansatz hier nicht weiter verfolgt.

Ein wichtiger Parameter ist der Wirkungsgrad des Elektrolyse-Systems in MWh_{th} pro MWh_{el} bezogen auf den Heizwert. Der Wirkungsgrad für PEM- und alkalische Elektrolyse inkl. Peripherie-Systeme basierend auf einer ausführlichen Literaturrecherche ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Den Trendlinien liegt ein Polynom ersten Grades zugrunde. Für 2020 ergibt sich ein Technologie-neutraler Mittelwert von 64,8% (blaue Linie).

Im Anschluss an die Elektrolyse, wird der Wasserstoff mit einem einstufigen Kompressor auf den Kavernendruck verdichtet. Aufgrund des geringen Molekulargewichts von Wasserstoff werden volumetrische Kompressoren verwendet anstatt Zentrifugalverdichter. Der isentrope Wirkungsgrad von Wasserstoff-Kolbenverdichtern liegt bei 85 bis 95% [6].

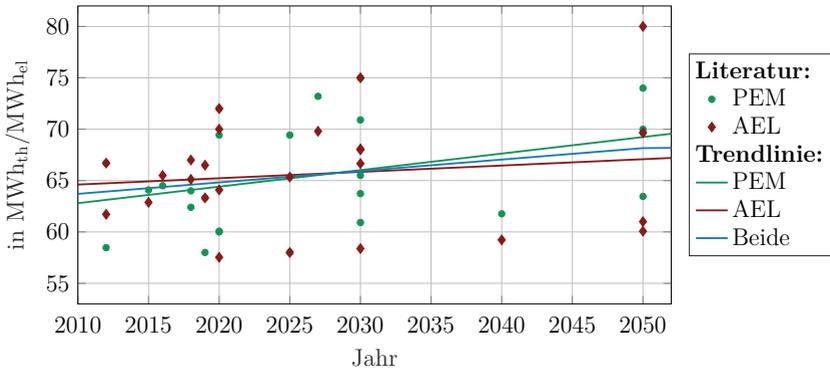


Abbildung 2.4: Entwicklung des Wirkungsgrads von Elektrolyse-Systemen verschiedener Technologien (eigene Darstellung basierend auf [10], [29], [42], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53] und [54]).

2.2.4 Wasserstoff-Rückverstromung

Für die Umwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie eignen sich verschiedene Rückverstromungspfade. Im Rahmen dieser Untersuchungen wird die Rückverstromung in einer Gasturbine und einer Brennstoffzelle untersucht. Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk weist zwar einen höheren Wirkungsgrad auf als reine Gaskraftwerke, bietet aber deutlich weniger Flexibilität und wird aus diesem Grund nicht weiter untersucht.

Wasserstoff-Gasturbine Der elektrische Gesamtwirkungsgrad eines Erdgas-Kraftwerks beträgt ca. 38 % bis 41 % bei einer Nennleistung in der Größenordnung von 200 MW. Bis 2030 und bei einem Betrieb mit Wasserstoff wird ein Wirkungsgrad von über 40 % angenommen. Ein Gasturbinenkraftwerk ist sehr flexibel, da die elektrischen Leistung zwischen 0 und 100 % variiert werden kann und die Anfahrzeit nur 5 bis 8 min beträgt [51, S. 96].

Bei der Verbrennung von Wasserstoff in einer Gasturbine ergeben sich einige Herausforderungen im Vergleich zur Verbrennung von Erdgas. Die volumenspezifische Energiedichte von Wasserstoff beträgt lediglich ein Drittel der Energiedichte von

Methan und die Geometrie der Kraftwerkskomponenten muss dementsprechend angepasst werden. Die Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff ist außerdem über vier Mal höher als die von Methan, was eine Anpassung der Brennerkonstruktion erfordert [55]. Höhere Flammentemperaturen führen außerdem zu erhöhter Bildung von Stickoxiden und dadurch zu einem höheren Kühlbedarf [31, S. 12].

Wasserstoff-Brennstoffzelle Zur Rückverstromung von Wasserstoff eignet sich auch die kalte Verbrennung in einer Brennstoffzelle. Innerhalb einer solchen Wasserstoff-Brennstoffzelle reagiert Wasserstoff (H_2) mit Sauerstoff (O_2) und bildet Wasser (H_2O). Zu den Wasserstoff-Brennstoffzellen zählen folgende Technologien: alkalische Brennstoffzelle (AFC), phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC), Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle (PEFC), Carbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC) und die Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC) [56, S. 6]. Die AFC kommt allerdings nicht für die Anwendung in einem Wasserstoffspeicherkraftwerk mit Kaverne infrage, da sie mit Reinst-Wasserstoff an der Anode und Reinst-Sauerstoff an der Kathode betrieben wird [56, S. 55] und der Wasserstoff durch die Zwischenspeicherung in der Kaverne nicht mehr der Reinheit entspricht wie am Austritt der Elektrolyse. Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellensystemen hängt vor allem von der Technologie ab. Laut [56] liegt der Wirkungsgrad bei 50 bis 68 % (PEFC), 60 % (MCFC) bzw. 55 % (PAFC). In [57] werden Systemwirkungsgrade von 35 bis 38 % (PEFC) und 35 bis 60 % (SOFC) angegeben. Im Folgenden wird ein Wirkungsgrad von 55 % für eine Technologie-neutrale Brennstoffzelle verwendet.

3 Vergleich der Konzepte

Im Folgenden werden fünf Speicherkraftwerkskonzepte basierend auf den in Kapitel 2 dargestellten Kraftwerken und Komponenten analysiert. Alle Konzepte weisen mindestens eine Salzkaverne zur Speicherung von Druckluft bzw. Wasserstoff auf. Die in Tabelle 3.1 angegebenen Speicherkraftwerkskonzepte werden anhand verschiedene techno-ökonomischer Kriterien verglichen. Zu den quantitativen Kriterien gehören der Speicherwirkungsgrad, die Speicherkapazität, die Investitionskosten und der Technologiereifegrad. Qualitative Kriterien umfassen die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die Treibhausgasemissionen, die Speicherverluste in Standzeiten und der Flächenbedarf. Die Blockschaltbilder der Speicherkraftwerkskonzepte sind in Anhang A.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Zum Vergleich ausgewählte Speicherkraftwerkskonzepte.

Abk.	Beschreibung	Speicher- medium	Rück- verstromung	Zusatz
CAES	Druckluft- speicherkraftwerk	Druckluft	Erdgasturbine	Rekuperator
ACAES	Adiabates Druckluft- speicherkraftwerk	Druckluft, Wärme	Expansions- turbine	
HCAES	Wasserstoff- Druckluft- speicherkraftwerk	Druckluft, Wasserstoff	Wasserstoff- Gasturbine	Rekuperator
HES-GT	Wasserstoff- speicherkraftwerk	Wasserstoff	Wasserstoff- Gasturbine	
HES-FC	Wasserstoff- speicherkraftwerk	Wasserstoff	Brennstoffzelle	

CAES Das diabate Druckluftspeicherkraftwerk (Engl. *Compressed Air Energy Storage*) besteht aus zwei Kompressorstufen mit je einem Wärmetauscher zur Kühlung der Druckluft nach der Kompression, wobei die Abwärme der Verdichtung ungenutzt bleibt. Die Druckluft wird in einer Salzkaverne gespeichert. Der Expansionspfad besteht aus zwei Turbinenstufen mit je einer Erdgas-Brennkammer. Zur Luftvorwärmung wird ein Rekuperator verwendet, mit dem die im Abgas enthaltene Wärme genutzt wird zur Vorwärmung der Druckluft vor Eintritt in die erste Brennkammer.

ACAES Das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (Engl. *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*) weist ebenfalls zwei Kompressorstufen auf. Die Abwärme wird in zwei Wärmespeichern gespeichert. Vor dem Kaverneneintritt wird die Druckluft mit einem Wärmetauscher zusätzlich abgekühlt, dessen Wärme ungenutzt bleibt. Das Konzept weist zwei Expansionsturbinenstufen auf, denen jeweils einer der Wärmespeicher vorgeschaltet ist.

HCAES Das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk (Engl. *Hydrogen Compressed Air Energy Storage*) hat den gleichen Aufbau wie das CAES, es wird allerdings mit Wasserstoff statt Erdgas betrieben. Zusätzlich umfasst das Konzept eine Elektrolyse, um Wasserstoff vor Ort zu produzieren. Der Wasserstoff wird nach der Elektrolyse einstufig verdichtet und anschließend in einer zweiten Salzkaverne gespeichert. In beiden Brennkammern wird Wasserstoff verwendet, um die Druckluft vor der Entspannung zu erwärmen. Außerdem weist das HCAES analog zum CAES einen Abgasrekuperator auf.

HES Das Wasserstoffspeicherkraftwerk (Engl. *Hydrogen Energy Storage*) umfasst nur eine Kaverne zur Speicherung des Wasserstoffs. Wasserstoff wird mittels einer Elektrolyse produziert, einstufig verdichtet und in der Salzkaverne gespeichert. Die Abwärme der Verdichtung bleibt ungenutzt. Die Rückverstromung erfolgt entweder über eine zweistufige Wasserstoff-Gasturbine (Engl. *Gas Turbine*, HES-GT) oder über eine Brennstoffzelle (Engl. *Fuel Cell*, HES-FC).

Eine weiteres Konzept zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie sind Pumpspeicherkraftwerke. Sie unterscheiden sich allerdings stark von Wasserstoff- und Druckluftspeicherkraftwerken hinsichtlich des Arbeitsmediums, der geologischen Voraussetzungen, der technologischen Reife und der Verbreitung. Da sie bereits seit vielen Jahren wirtschaftlich betrieben werden, die Standorte geologisch sehr begrenzt sind und das Potential in Deutschland bereits zu einem großen Teil ausgenutzt ist, werden Pumpspeicherkraftwerke im Rahmen der folgenden Untersuchungen nicht berücksichtigt.

3.1 Quantitative Kriterien

3.1.1 Speicherkapazität und Wirkungsgrad

In diesem Kapitel werden die Speicherkapazitäten im Motorbetrieb sowie die Speicherwirkungsgrade (Engl. *round-trip efficiency*) der Speicherkraftwerkskonzepte berechnet. Für die Bestimmung dieser beiden Parameter wird eine vereinfachte thermodynamische Berechnung durchgeführt, die auf den ersten beiden Hauptsätzen der Thermodynamik beruht. Hierfür werden nachfolgende Randbedingungen auf Basis verschiedener Literaturquellen festgelegt.

Kaiser et al. [37] zeigen, dass die Annahme von Reversibilität eines Prozesses dazu führt, dass der Wirkungsgrad eines Speicherkraftwerks bis zu 20 % zu hoch berechnet wird. Aus diesem Grund wird ein isentroper Wirkungsgrad von 85 % für Kompressor und Turbine angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass der Wirkungsgrad des Kompressors und der Turbine über den gesamten Druckbereich der Kaverne konstant ist. Außerdem wird beim Wärmespeicher ebenfalls Irreversibilität und somit eine konstante Effektivität von 90 % angenommen. Die Brennkammer weist einen Wirkungsgrad von 99,5 % auf [58] und die Synchronmaschine sowie die Gleich- und Wechselrichter haben einen Wirkungsgrad von 98,5 % [59]. Der Unterschied zwischen idealem und realem Gas ist laut Kaiser et al. [37] gering, sodass bei den Berechnungen die Vereinfachung eines idealen Gases getroffen wird. Das geometrische Volumen der Salzkavernen wird mit 500.000 m^3 vorgegeben,

wobei das HCAES zwei Salzkavernen mit jeweils 500.000 m^3 verwendet. Weitere thermodynamische Parameter sind in Tabelle A.1 im Anhang angegeben. Die Berechnungsgrundlage für die Speicherkapazität und den Wirkungsgrad wird im Folgenden exemplarisch für das CAES dargestellt. Details zu den Berechnung der anderen Speicherkraftwerkskonzepten sind in Anhang A.1 erläutert.

Beim CAES entspricht die Speicherkapazität der im Motorbetrieb eingespeicherten elektrischen Energie und somit der Summe der mechanischen Arbeit des Hochdruck-Kompressors $W_{K,L,HD}$ und des Niederdruck-Kompressors $W_{K,L,ND}$ geteilt durch den Wirkungsgrad der Synchronmaschine (Gleichung 3.1), wobei p_1 dem minimalen Betriebsdruck und p_2 dem maximalen Betriebsdruck der Salzkaverne entspricht. Die Arbeit eines Druckluftkompressors (Gleichung 3.2) ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität der Luft $c_{p,L}$, der Temperaturdifferenz zwischen Eintritt und Austritt des Kompressors und der Masse der Luft $m_{L,ch}$ im Motorbetrieb.

$$W_{K,L} = \left(\int_{p_1}^{p_2} dW_{K,L,ND} + \int_{p_1}^{p_2} dW_{K,L,HD} \right) \cdot \frac{1}{\eta_G} \quad (3.1)$$

$$dW_{K,L,i} = c_{p,L} \cdot (T_{K,i}^{\text{ein}} - T_{K,i}^{\text{aus}}) dm_{L,ch} \quad \forall i = \{HD, ND\} \quad (3.2)$$

Das Integral über den Druck ist notwendig, da das Druckverhältnis der Kompression vom Momentandruck der Salzkaverne abhängig ist. Dabei sind sowohl die Temperatur am Kompressoraustritt $T_{K,i}^{\text{aus}}$ (Gleichung 3.3) als auch die Masse der Luft (Gleichung 3.4) eine Funktion des Kavernendruckes p . Hierbei ist η_K der isentrope Wirkungsgrad des Kompressors, V das geometrische Volumen der Salzkaverne, R_L die spezifische Gaskonstante der Luft und κ der Isentropenexponent. Die eingespeicherte Luftmasse ist außerdem abhängig von der Temperatur am Eintritt der Kaverne T_{SK}^{ein} .

$$T_{K,i}^{\text{aus}} = T_{K,i}^{\text{ein}} - \frac{T_{K,i}^{\text{ein}} - T_{K,i}^{\text{aus,mom}}}{\eta_K} = T_{K,i}^{\text{ein}} - \frac{T_{K,i}^{\text{ein}}}{\eta_K} \left(1 - \left(\sqrt{\frac{p}{p_0}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right) \quad (3.3)$$

$$dm_{L,ch} = \frac{V}{R_L \cdot \kappa \cdot T_{SK}^{\text{ein}}} dp \quad (3.4)$$

Im Generatorbetrieb setzt sich die gesamte Arbeit aus der Arbeit der beiden Turbi-

nenstufen zusammen multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Synchronmaschine (Gleichungen 3.5 und 3.6).

$$W_T = \left(\int_{p_1}^{p_2} dW_{T,HD} + \int_{p_1}^{p_2} dW_{T,ND} \right) \cdot \eta_G \quad (3.5)$$

$$dW_{T,i} = c_P \cdot \left(T_{T,i}^{\text{ein}} - T_{T,i}^{\text{aus}} \right) dm_{L,dch} \quad \forall i = \{HD, ND\} \quad (3.6)$$

Auch hier ist die Austrittstemperatur $T_{T,i}^{\text{aus}}$ beider Turbinenstufen abhängig vom Druck der Salzkaverne (Gleichung 3.7). Die ausgespeicherte Luftmasse $m_{L,dch}$ (Gleichung 3.8) ist abhängig von der Temperatur der Salzkaverne T_{SK} und dem Druck der Salzkaverne p . Die Temperatur der Salzkaverne ist wiederum abhängig von der Temperatur zu Beginn des Entladevorgangs T_{SK}^{max} sowie dem Druckverhältnis (Gleichung 3.9).

$$T_{T,i}^{\text{aus}} = T_{T,i}^{\text{ein}} - \eta_T \cdot \left(T_{T,i}^{\text{ein}} - T_{T,i}^{\text{aus,mom}} \right) = T_{T,i}^{\text{ein}} - \eta_T \cdot T_{T,i}^{\text{ein}} \cdot \left(1 - \left(\sqrt{\frac{p_0}{p_{SK}}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right) \quad (3.7)$$

$$dm_{L,dch} = \frac{V}{R \cdot \kappa \cdot T_{SK}} dp \quad (3.8)$$

$$T_{SK} = T_{SK}^{\text{max}} \cdot \left(\frac{p}{p_2} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (3.9)$$

Der gesamte Brennstoffbedarf Q_{BS} im Generatorbetrieb entspricht dem Wärmebedarf der beiden Brennkammern $Q_{BK,HD}$ und $Q_{BK,ND}$ (Gleichung 3.10 und 3.11).

$$Q_{BS} = \left(\int_{p_1}^{p_2} dQ_{BK,HD} + \int_{p_1}^{p_2} dQ_{BK,ND} \right) \cdot \frac{1}{\eta_{BK}} \quad (3.10)$$

$$dQ_{BK,i} = c_P \cdot \left(T_{BK,i}^{\text{aus}} - T_{BK,i}^{\text{ein}} \right) dm_{L,dch} \quad \forall i = \{HD, ND\} \quad (3.11)$$

Für die Berechnung des Brennstoffbedarfs gelten außerdem die Gleichungen 3.7 bis 3.9.

Der Wirkungsgrad des CAES entspricht dem Quotienten aus ausgespeicherter Energie zu eingespeicherter Energie. Die ausgespeicherte Energie entspricht der Arbeit der Turbine W_T und zur eingespeicherten Energie (Kompressorarbeit) wird der Wärmebedarf Q_{BS} addiert, der beim CAES über das Erdgas gedeckt wird.

$$\eta_{\text{CAES}} = \frac{|W_{\text{T}}|}{|W_{\text{K,L}}| + Q_{\text{BS}}} \quad (3.12)$$

Die Berechnung der Speicherkapazität und des Speicherwirkungsgrads der anderen Speicherkraftwerkskonzepte erfolgt analog zum CAES und ist in Anhang A.1 dargestellt. Die anderen Speicherkonzepte weisen keinen externen Brennstoffbedarf auf, deswegen ergibt sich der Wirkungsgrad aus der ausgespeicherten elektrischen Energie dividiert durch die eingespeicherte elektrische Energie eines Ladezyklus.

Die Ergebnisse der thermodynamischen Berechnungen für alle Konzepte sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Speicherkapazität entspricht der eingespeicherten Energie eines vollständigen Ladezyklus. Das CAES weist mit 3,9 GWh die geringste Speicherkapazität auf. Die Speicherkapazität des ACAES ist etwas höher als die des CAES, obwohl beide Konzepte die gleiche Luftmenge und den gleichen Druckunterschied in der Kaverne verwenden. Der Grund hierfür sind die wegen der vorgesehenen Wärmespeicherung höheren Austrittstemperaturen der ACAES-Kompressoren, die zu einem höheren Arbeitsaufwand bei der Kompression führen. Die Speicherkapazität beider HES-Konzepte entspricht mit 83,4 GWh der Energiemenge, die für die Herstellung und Komprimierung der Menge Wasserstoff benötigt wird, die bei einer Druckdifferenz von 40 bar bis 100 bar in einer 500.000 m³-Salzkaverne gespeichert werden kann.

Für das HCAES sind zwei Werte für die Speicherkapazität angegeben. Bei diesem Konzept setzt sich die Speicherkapazität im Motorbetrieb E_{ch} laut Gleichung 3.13 aus der Arbeit des Druckluftkompressors, dem Energiebezug der Elektrolyse und der Arbeit des Wasserstoffkompressors zusammen.

$$E_{\text{ch}} = |W_{\text{K,L}}| + W_{\text{E}} + |W_{\text{K,H}}| \quad (3.13)$$

Das HCAES-Konzept umfasst zwei Salzkavernen: eine für die Speicherung von Druckluft und eine für Wasserstoff. Zur vollständigen Entladung des Druckluftspeichers wird nur ein Bruchteil des Wasserstoffs im Wasserstoffspeicher benötigt. Die Speicherkapazität des HCAES von 14,7 GWh im Motorbetrieb setzt sich zusammen aus der Arbeit zur Verdichtung der Luft für einen vollständigen Ladezyklus des Druckluftspeichers und der Arbeit zur Produktion und Verdichtung der Wasserstoff-

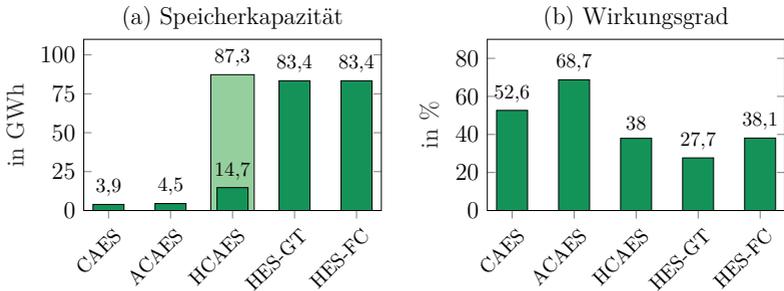


Abbildung 3.1: (a) Speicherkapazität bezogen auf den Einspeicherbetrieb und (b) Speicherwirkungsgrad der Speicherkraftwerkskonzepte (Der hellgrün hinterlegte Wert des HCAES berücksichtigt die gesamte Speicherkapazität der Wasserstoffkaverne).

menge, die für einen vollständigen Entladezyklus des Druckluftspeichers benötigt wird (vgl. Gleichungen A.8 bis A.10 im Anhang). Bezieht man die Speicherkapazität des HCAES auf das Vermögen, überschüssige Energie zu speichern, so muss zur Kapazität des Druckluftspeichers die Speicherkapazität des gesamten Wasserstoffspeichers addiert werden. Dies führt zu einer Speicherkapazität von 87,3 GWh, die somit etwas höher ist als bei den HES-Konzepten.

Aufgrund des Betriebsdrucks der Elektrolyse von 30 bar erfordert die anschließende Verdichtung des Wasserstoffs nur wenig Energie im Vergleich zum Energiebedarf der Elektrolyse. Beim HCAES setzt sich die eingespeicherte Energie eines vollständigen Ladezyklus aus der Arbeit der Druckluftkompressoren (26,9%), des Elektrolyseurs (72,4%) und des Wasserstoff-Kompressors (0,7%) zusammen. Beim HES fällt im Motorbetrieb 99,2% der Arbeit im Elektrolyseur an und 0,8% bei der anschließenden Verdichtung des Wasserstoffs.

Der Speicherwirkungsgrad in Abbildung 3.1 (b) ist definiert als der Quotient aus der entladenen Energie und der geladenen Energie während eines vollständigen Lade- und Entladezyklus. Bei allen Konzepten außer dem CAES entspricht dies der ausgespeicherten Arbeit im Generatorbetrieb und der eingespeicherten Energie im Motorbetrieb. Das CAES hat einen zusätzlichen Brennstoffbedarf, der 63% des

Gesamtenergiebedarfs ausmacht und im Nenner zum elektrischen Energiebedarf addiert wird.

Der Wirkungsgrad des konventionellen CAES liegt bei 53 %. Beim ACAES steigt der Wirkungsgrad um 16 %-Punkte, da der Großteil der bei der Kompression anfallenden Wärme gespeichert und im Generatorbetrieb genutzt wird. Wird das Druckluftspeicherkraftwerk dagegen mit Wasserstoff (HCAES) betrieben, sinkt der Speicherwirkungsgrad um 15 %-Punkte, da für die Erzeugung und Verdichtung von Wasserstoff zusätzliche Energie erforderlich ist. Im Vergleich zum HCAES weist das HET-GT einen geringeren Wirkungsgrad auf, da die Brennstoffausnutzung ohne Druckluft schlechter ist. Der Speicherwirkungsgrad des HES-FC ist etwas höher als der Speicherwirkungsgrad des HES-GT, da die Brennstoffzelle im Rückverstromungspfad einen höheren Wirkungsgrad hat als die Gasturbine.

3.1.2 Investitionskosten

Im Folgenden werden die spezifischen Investitionskosten der Einzelkomponenten der Speicherkraftwerke berechnet, mit denen die Gesamtinvestitionskosten der verschiedenen Konzepte abzuschätzen und somit leistungs- und kapazitätsbezogene spezifische Investitionskosten abgeschätzt werden können.

Für die Abschätzung der Kosten der Komponenten eines klassischen Gaskraftwerks werden folgende Gleichungen basierend auf [58] und [60] verwendet (Kompressor: C_K , Brennkammer: C_{BK} , Turbine: C_T , Wärmetauscher: C_{WT} , Generator: C_G).

$$C_K = 39,5 \text{ \$/kg/s} \cdot \frac{\dot{m}_L}{0,9 - \eta_K} \cdot \beta_K \cdot \ln(\beta_K) \quad (3.14)$$

$$C_{BK} = 25,65 \text{ \$/kg/s} \cdot \frac{\dot{m}_L}{0,995 - p_{\text{aus}}/p_{\text{ein}}} \cdot \left(1 + e^{0,018 \frac{1}{K} \cdot T_{\text{aus}} - 26,4}\right) \quad (3.15)$$

$$C_T = 266,3 \text{ \$/kg/s} \cdot \frac{\dot{m}_L}{0,92 - \eta_T} \cdot \ln(\beta_T) \cdot \left(1 + e^{0,036 \frac{1}{K} \cdot T_{\text{ein}} - 54,4}\right) \quad (3.16)$$

$$C_{\text{WT}} = 2.290 \$ \cdot A^{0,6} \quad \text{mit } A \text{ in m}^2 \quad (3.17)$$

$$C_{\text{G}} = 26,18 \$ \cdot P_{\text{G}}^{0,95} \quad \text{mit } P_{\text{G}} \text{ in kW} \quad (3.18)$$

Dabei ist β_i das Druckverhältnis und η_i der isentrope Wirkungsgrad ($\forall i = \{\text{K}, \text{T}\}$). Die Druckverluste in der Brennkammer werden mit $p_{\text{aus}}/p_{\text{ein}} = 0,95$ abgeschätzt [60]. Die Betriebsparameter wie Massenströme und Ein- und Austrittstemperaturen werden den thermodynamischen Berechnungen entnommen. Die Kosten werden anhand des durchschnittlichen Wechselkurses 2020 in € umgerechnet (Umrechnungsfaktor: $1 € = 1,14 \$$).

Die Konzepte CAES und HCAES haben zusätzlich zu den Wärmetauschern im Kompressorpfad außerdem einen Rekuperator, der die Druckluft aus der Kaverne vor Eintritt in die HD-Brennkammer vorwärmt. Die Kosten für den Rekuperator werden ebenfalls über Gleichung 3.17 bestimmt. Die Berechnung der erforderlichen Wärmeübertrager-Fläche wird anhand des Vorgehens in Anhang A.1.2 durchgeführt.

Für die spezifischen Investitionskosten der restlichen Komponenten der Speicherkraftwerke wird eine Literaturrecherche durchgeführt. Die spezifischen Investitionskosten von Salzkavernen sinken mit steigendem geometrischen Volumen aufgrund von Skaleneffekten bei der Aussolung. Als Richtwert werden in [51, S. 91] $60 €/\text{m}^3$ für eine Kaverne mit 500.000 m^3 angegeben, wenn keine Infrastruktur am Ort vorhanden ist (grüne Wiese). Crotogino et al. [44] geben $45 €/\text{m}^3$ für 500.000 m^3 an. In [61] ist angegeben, dass die Investitionskosten je nach Infrastruktur und geologischer Datenlage zwischen $40 €/\text{m}^3$ und $100 €/\text{m}^3$ liegen. Bei der Errichtung von zwei Kavernen liegen die Kosten für die zweite Kaverne bei der Hälfte der Kosten für die erste Kaverne, da die Aussolungsanlage für beide Kavernen genutzt werden kann [51]. Im weiteren Verlauf werden $75 €/\text{m}^3$ für eine Kaverne und $56,25 €/\text{m}^3$ je Kaverne für zwei Kavernen angenommen.

Zu den Investitionskosten der Kaverne addieren sich die Kosten für das Kissen-gas. Für das Kissen-gas der Druckluftkaverne C_{KGL} ergeben sich die Kosten aus dem Energiebedarf des Kompressor für eine Verdichtung von Umgebungsdruck auf den minimalen Betriebsdruck $p_1 = 40 \text{ bar}$ (vgl. Gleichung 3.1). Die Kosten

für das Kissengas in der Wasserstoffkaverne $C_{\text{KG,H}}$ entsprechen dem Energiebedarf der Elektrolyse für die Produktion der in der Kaverne gespeicherten Wasserstoffmenge bei Minimaldruck (vgl. Gleichungen A.8 und A.12 im Anhang). Hierbei ist $\bar{K}_D = 30,5 \text{ €/MWh}_{\text{el}}$ der durchschnittliche Day-Ahead-Marktpreis für 2020 [3]. Die Verdichtung des Wasserstoffs im Anschluss an die Elektrolyse wird vernachlässigt.

$$C_{\text{KG,L}} = \frac{W_{\text{K,L}}}{\eta_G} \cdot \bar{K}_D = \left(\int_{p_0}^{p_1} dW_{\text{K,L,ND}} + \int_{p_0}^{p_1} dW_{\text{K,L,HD}} \right) \cdot \frac{1}{\eta_G} \cdot \bar{K}_D \quad (3.19)$$

$$C_{\text{KG,H}} = \frac{W_E}{\eta_U} \cdot \bar{K}_D = \frac{m_H \cdot H_u}{\eta_E \cdot \eta_U} \cdot \bar{K}_D = \frac{V \cdot p_1 \cdot H_u}{R_H \cdot \kappa \cdot T_{\text{SK}}^{\text{ein}} \cdot \eta_E \cdot \eta_U} \cdot \bar{K}_D \quad (3.20)$$

Laut [62] liegen die Kosten für einen ACAES-Wärmespeicher mit festem Medium bei 15 bis 40 €/kWh_{th} und für einen Wärmespeicher mit flüssigem Medium bei 20 bis 50 €/kWh_{th}. In [63] werden spezifische Investitionskosten von 15 bis 20 €/kWh_{th} (Feststoffspeicher) bzw. 30 bis 40 €/kWh_{th} (Flüssigsalzspeicher) genannt. In [64] wurden Investitionskosten für fünf verschiedene Wärmespeicher mit festem Speichermedium anhand eines konkreten Beispiels berechnet. Die Kosten liegen zwischen 9,5 und 31,6 €/kWh_{th} bezogen auf die ausgespeicherte Wärme in einem Entladezyklus. Im Folgenden werden 25 €/kWh_{th} angenommen.

Gleichung 3.14 beschreibt die Kosten eines Luft-Kompressors bezogen auf den Massenstrom der Luft. Da sich die Stoffeigenschaften und die Kompressortechnologien bei Luft und Wasserstoff deutlich unterscheiden, kann Gleichung 3.14 für die Verdichtung des Wasserstoffs nicht verwendet werden. In [65] werden spezifische Kosten von 2.491 \$/kW genannt, die sich auf einen Kompressor mit einer Kapazität von 2.000 kg/h beziehen. Die Elektrolyse im HES-Konzept weist mit 129,2 MW eine Produktionskapazität¹ von 2.512 kg/h auf, somit passt die angegebene Leistungsklasse des Kompressors und die Kosten werden mit dieser Angabe abgeschätzt.

Das HCAES und die beiden HES-Konzepte weisen einen Wärmetauscher am Ausgang des Wasserstoff-Kompressors vor der Salzkaverne auf. Die Anforderungen an den Wasserstoff-Wärmetauscher sind jedoch aufgrund der geringeren Dichte und der höheren Reaktivität von Wasserstoff höher als bei einem Luft-Wärmetauscher,

¹Es gilt $\dot{m} = (P_{\text{el}} \cdot \eta_E) / H_u$ mit $\eta_E = 0,648$ und $H_u = 119,972 \text{ MJ/kg}$

wodurch sich höhere spezifische Investitionskosten ergeben. Allerdings werden die Kosten von Wasserstoff-Wärmetauscher bisher in der Literatur nicht ausreichend untersucht, um eine spezifische Aussage treffen zu können. Aus diesem Grund werden die Kosten, die mit Gleichung 3.17 für den Druckluft-Wärmetauscher berechnet werden, für den Wasserstoff-Wärmetauscher mit dem Verhältnis der Dichten der Gase bei Standardbedingungen $\rho_L/\rho_H = 14,4$ multipliziert.

Die Kosten für die Elektrolyse sind abhängig von der Elektrolyse-Technologie. Außerdem wird erwartet dass sie durch umfangreiche Forschungsarbeiten in Zukunft deutlich sinken werden. Um die Investitionskosten für die Elektrolyse abzuschätzen, wurde eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt, dessen Ergebnisse in Abbildung 3.2 dargestellt sind. Zusätzlich wurde für jede Technologie eine Trendlinie in Form einer Exponentialfunktion berechnet. Für 2020 ergibt sich ein durchschnittlicher Technologie-neutraler Preis von 1.149 €/kW anhand der blauen Trendlinie, der für weitere Rechnungen verwendet wird. Die Kosten für die Peripherieanlagen und den Gleichrichter sind in diesem Preis inbegriffen.

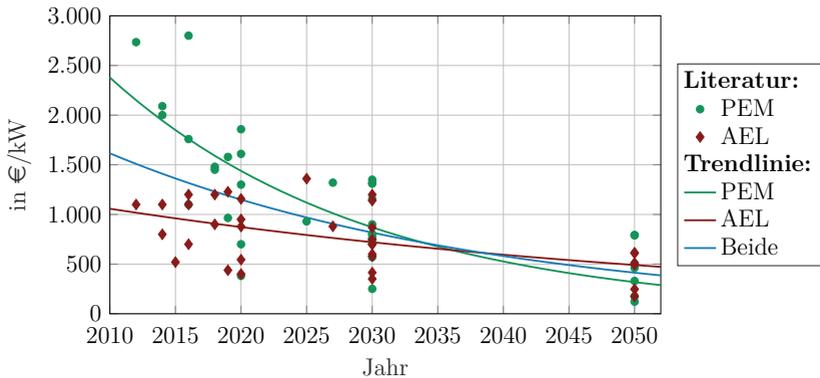


Abbildung 3.2: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Elektrolyseure verschiedener Technologien mit exponentiellen Trendlinien (eigene Darstellung basierend auf [9], [29], [42], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [66], [67], [68], [69] und [70]).

Bei den Kosten für Brennstoffzellen muss zwischen stationären und mobilen Anwendungen unterschieden werden. Für stationäre Anwendungen werden in [51, S. 103] 3.500 bis 3.800 €/kW für 2012 und eine Reduktion auf 885 bis 961 €/kW bis 2030 angegeben. Die International Energy Agency [71] geht von 3.000 bis 5.000 \$/kW aus. Ruf et al. [72] geben 4.000 bis 5.000 €/kW für ein System mit mehr als 400 kW an. Laut [73] liegt der Preis zwischen 3.000 bis 5.000 \$/kW und ein Review von Cigolotti et al. [57] gibt 4.000 €/kW für 1 MW an. Im Folgenden werden spezifische Investitionskosten für die Brennstoffzelle von 2.500 €/kW angenommen, die die Kosten für die Peripherieanlagen bereits beinhalten.

Die Gesamtkosten der verschiedenen Konzepte skalieren mit der Nennleistung der Komponenten. Um Vergleichbarkeit zu gewährleisten, werden die Nennleistungen im Ein- und Ausspeicherbetrieb für alle Konzepte gleichgesetzt. Da es sich um Langzeitspeicherkraftwerke handelt, wird vorausgesetzt, dass die Ausspeicherdauer bei mindestens 24 h liegt [2, S. 41]. Das ACAES weist mit 3,13 GWh die geringste Speicherkapazität im Ausspeicherbetrieb (Arbeit der Turbinen im Generatorbetrieb) auf und legt somit die Ausspeicherleistung im Generatorbetrieb von 128,3 MW fest. Die Ein- und Ausspeicherdauer jedes Konzepts basierend auf dieser Nennleistung sind in Tabelle 3.2 dargestellt. Beim HCAES und HES teilt sich die Nennleistung im Motorbetrieb auf die einzelnen Komponenten anhand des Verhältnisses des Energiebedarfs auf.

Tabelle 3.2: Ein- und Ausspeicherdauer der Kraftwerkskonzepte und Nennleistung der Komponenten. ^aBezugsgröße

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC
Einspeicherdauer	30,6 h	34,9 h	114,8 h	649,6 h	649,6 h
Ausspeicherdauer	43,6 h	24,0 h ^a	43,6 h	179,8 h	247,4 h
Druckluftkompr.	128,3 MW	128,3 MW	34,5 MW		
Elektrolyse			92,9 MW	127,3 MW	127,3 MW
H ₂ -Kompressor			0,9 MW	1,1 MW	1,1 MW
Turbine	128,3 MW	128,3 MW	128,3 MW	128,3 MW	128,3 MW

Aus den spezifischen Investitionskosten und der Nennleistung resultieren die Gesamtkosten der einzelnen Komponenten und der Speicherkraftwerkskonzepte in Tabelle 3.3. Bei den Kosten für den Druckluftkompressor werden die Kosten für die Druckluftwärmetauscher berücksichtigt. Ebenso werden bei den Kosten des Wasserstoffkompressors die Kosten für den Wasserstoffwärmetauscher einbezogen. Die Ausnahme ist das ACAES, das keine Wärmetauscher sondern Wärmespeicher im Kompressorpfad aufweist, deren Kosten separat aufgeführt werden. Die Kosten für die Turbine enthalten die Kosten für die Brennkammern und den Rekuperator. Bei den spezifischen Turbinenkosten der Gasturbine des HES-GT wird außerdem der zweistufige Kompressor der Verbrennungsluft berücksichtigt. Bei diesen Untersuchungen werden die Kosten für Projektierung, Gelände und Erschließung des Geländes, Zuwegung und Netzanbindung nicht berücksichtigt. Diese sind standortspezifisch jedoch kaum vom Speicherkonzept abhängig.

Das diabate Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) weist mit 52 Mio. € die geringsten Investitionskosten auf, die Kosten für das ACAES sind hingegen mehr als doppelt so hoch wie die Investitionskosten des CAES. Das liegt vor allem an den Wärmespeichern, die einen Anteil von 63% an den Gesamtkosten aufweisen. Die im Gegenzug dazu beim CAES benötigten Wärmetauscher im Kompressorpfad haben nur einen Anteil von 6% an den Gesamtkosten. Die Nennleistung der Elektrolyse ist beim HCAES geringer als beim HES (vgl. Tabelle 3.2), sodass die Kosten für die Elektrolyse ebenfalls geringer ausfallen. Trotz der Kosten für die zweite Kaverne ist das HCAES dadurch insgesamt 13% günstiger als das HES-GT. Beim HCAES werden 62% der Investitionskosten durch die Elektrolyse verursacht, beim HES-GT steigt der Anteil auf 74%. Beim HES-FC ist die Brennstoffzelle mit einem Anteil von 63% an den Gesamtkosten die teuerste Komponente. Mit 512 Mio. € hat das Wasserstoffspeicherkraftwerk mit Brennstoffzelle (HES-FC) dadurch die höchsten Gesamtinvestitionskosten.

Die Investitionskosten werden nun ins Verhältnis gesetzt anhand der Nennleistung und der Speicherkapazität im Motorbetrieb. In Abbildung 3.3 sind die leistungsbezogenen und kapazitätsbezogenen Investitionskosten der Konzepte dargestellt. Mit 403 €/MW sind die leistungsbezogenen Investitionskosten des CAES am ge-

Tabelle 3.3: Summe der Investitionskosten der Komponenten der Speicherkraftwerkskonzepte für eine Nennleistung im Ein- und Ausspeicherbetrieb von 128 MW_{el}.

		CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC
Druckluftkompressor	Mio. €	9,30	5,73	3,22	-	-
Elektrolyse	Mio. €	-	-	108,26	148,46	148,46
H ₂ -Kompressor	Mio. €	-	-	3,05	3,66	3,66
Druckluftkaverne	Mio. €	37,55	37,55	28,17	-	-
H ₂ -Kaverne	Mio. €	-	-	29,81	39,18	39,18
Wärmespeicher	Mio. €	-	83,43	-	-	-
Turbine	Mio. €	3,25	4,48	2,91	10,21	-
Brennstoffzelle	Mio. €	-	-	-	-	320,83
Generator	Mio. €	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
Summe	Mio. €	51,68	132,78	175,99	201,41	512,03

ringsten, dagegen liegen die Kosten beim ACAES, HCAES und HES-GT zwischen 1.000 €/MW und 1.600 €/MW. Die leistungsbezogenen Investitionskosten des HES-FC mit fast 4.000 €/MW zehn Mal höher als beim CAES.

Das ACAES weist mit 29,6 €/kWh die höchsten kapazitätsbezogenen Investitionskosten auf. Die Kosten des CAES liegen mit 13,2 €/kWh trotz vergleichbarer Speicherkapazität deutlich niedriger, da die Wärmetauscher nur einen Bruchteil der Investitionskosten der Wärmespeicher aufweisen. Die spezifischen Investitionskosten des HCAES von 11,9 €/kWh beziehen sich auf eine Speicherkapazität von 14,7 GWh und somit auf einen vollständigen Ladezyklus des Druckluftspeichers. Werden die Kosten auf die Speicherkapazität von 87 GWh bezogen (vgl. Abb. 3.1), sinken die spezifischen Kosten auf 2 €/kWh und liegen somit noch unten den Kosten des HES-GT (2,4 €/kWh). Das HES-FC weist kapazitätsbezogene Investitionskosten von 6,1 €/kWh auf.

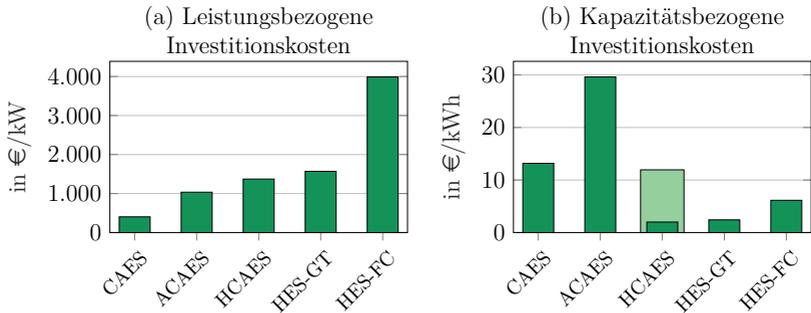


Abbildung 3.3: Spezifische Investitionskosten der Speicherkraftwerkskonzepte bezogen auf (a) die Nennleistung und (b) die Speicherkapazität im Motorbetrieb (Der hellgrün hinterlegte Wert des HCAES berücksichtigt die Speicherkapazität bezogen auf einen vollständigen Speicherzyklus).

3.1.3 Technology Readiness Level

Die Marktreife einer Technologie kann mit dem Technology Readiness Level (TRL) abgeschätzt werden. Die Definition der Stufen des TRL ist in Tabelle A.2 im Anhang dargestellt. Das TRL eines Konzepts entspricht dem niedrigsten TRL der Komponenten [74]. CAES weist die beste Marktreife auf, da es das einzige Konzept ist, das bisher in Betrieb genommen wurde. Ihm wird ein TRL von 8 zugewiesen, was bedeutet, dass das System vollständig und für den Betrieb qualifiziert ist. Ein TRL von 9 wird nicht erreicht, da weltweit nur zwei Anlagen in Betrieb sind [75].

Die kommerzielle Marktreife von adiabaten Druckluftspeichern wird durch den Wärmespeicher eingeschränkt. Ein Wärmespeicher für ACAES muss idealerweise adiabatisch und isobar arbeiten und einen guten Teillastwirkungsgrad aufweisen bezüglich geringer Luftmassenströme. Hieraus ergibt sich, dass solche Wärmespeicher eine deutlich größere Wärmeübertragerfläche aufweisen als konventionelle Wärmetauscher. Außerdem müssen hohe Temperaturen erreicht werden, um die Anzahl Kompressor- und Turbinenstufen gering zu halten [40]. Bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken unterscheidet sich das Design der Kompressoren zusätzlich von konventionellen

Kompressoren, da die Kompressionswärme genutzt werden soll. Konventionelle Kompressoren sind so konzipiert, dass während des Verdichtungsprozessen möglichst viel Wärme abgeführt wird [40]. Das Technology Readiness Level von ACAES wird auf 6 geschätzt, da bisher der Funktionsnachweis der Wärmespeicher in betrieblicher Umgebung fehlt [75].

Das TRL der Elektrolyse hängt stark von der Technologie und der Nennleistung ab. Pinsky et al. [74] gehen von einer TRL von 9 für die alkalische Elektrolyse und 6-8 für die PEM aus. Die größte in Betrieb befindliche Elektrolyse mit einer Leistung von 20 Megawatt ist nach Angaben der IEA das *Air Liquide Becancour* Projekt in Kanada [76]. Für die kommenden 15 Jahre sind weltweit über 200 Projekte mit Elektrolyseanlagen im Bereich von mehreren MW bis GW angekündigt [76]. Unabhängig von der Art der Elektrolyse wird der TRL-Wert für ein Elektrolysesystem im Bereich von 100 MW mit 7 angegeben, was bedeutet, dass ein Systemprototyp in einer betrieblichen Umgebung demonstriert wurde, aber derzeit kein kommerzielles System in dieser Größenordnung in Betrieb ist.

Die Speicherung von Wasserstoff in unterirdischen Salzkavernen erfordert aufgrund der langjährigen Erfahrung mit der Erdgasspeicherung nur geringe Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Die Forschungsfragen betreffen vor allem die Zementintegrität und die Spezifikationen für die verwendete Übertageanlagen. Seit bis zu 40 Jahren werden mehrere Salzkavernen in Großbritannien und den USA mit Wasserstoff betrieben [61]. Da es sich dabei aber nur um vereinzelte Anlagen handelt, die einen anderen Nutzen haben als den hier vorgeschlagenen flexiblen Betrieb als elektrischer Speicher, wird ein TRL von 8 vergeben.

Wasserstoff-Gasturbinen im dreistelligen MW-Bereich sind noch nicht kommerziell verfügbar, auch wenn die technischen Änderungen moderat sind im Vergleich zu Erdgasturbinen [71]. Die IEA stuft die Marktreife von Wasserstoff-Gasturbinen mit „vorkommerzieller Demonstration“ ein [77]. Als einer der führenden Anbieter von Gasturbinen gibt Siemens Energy an, dass sie über ein mittelgroßes Gasturbinenmodell mit bis zu 38 MW verfügen, das mit reinem Wasserstoff betrieben werden kann, sowie über eine große Gasturbine, die mit bis zu 60 % Wasserstoff betrieben werden kann [78]. Eine Gasturbine von GE mit 11,4 MW wird seit 2010 mit 97,5 %

Wasserstoff betrieben [55]. Das TRL von Wasserstoff-Gasturbinen wird folglich mit 7 bewertet.

Kommerziell erhältliche Brennstoffzellen weisen laut [57] bisher Nennleistungen von bis zu 11 MW auf. Es besteht weiterhin Forschungsbedarf, um die Marktreife von Multi-MW-Brennstoffzellen in Bezug auf Robustheit und automatisierte Produktion zu verbessern [57]. Die IEA geht von einer Marktreife von Hochtemperatur-Brennstoffzellen zwischen „vorkommerzieller Demonstration“ und „kommerziellem Betrieb in relevanter Umgebung“ aus [77]. Folglich wird das TRL von Wasserstoff-Brennstoffzellen im 100-MW-Bereich mit 6 angenommen.

Es ergibt sich somit ein TRL von 8 für das CAES, 7 für das HCAES und HES-GT und 6 für das ACAES und das HES-FC. Unabhängig von der Art des Arbeitsgases ergeben sich für alle Speicherkraftwerkskonzepte bei der Nutzung von Salzkavernen als Druckspeicher verschiedene Herausforderungen. Für eine flexible Betriebsweise müssen die Kompressor mit variable Massenströmen und mit variablem Enddruck arbeiten. Aufgrund hoher Kavernendrucke und somit hoher Druckdifferenzen müssen außerdem modifizierte Brennkammern und Gasturbinen verwendet werden. In Huntorf und MacIntosh wurden zum Beispiel modifizierte Dampfturbinen als HD-Turbinen verwendet statt konventionelle Gasturbinen [40].

3.2 Qualitative Kriterien

Weitere Kriterien, die auf Basis qualitativer Zusammenhänge verglichen werden, sind Speicherverluste im Standby, Emissionen, die Erbringung von Systemdienstleistungen, Flächenbedarf, Ressourcenbedarf und das Entwicklungspotential. Um die Speicherkraftwerkskonzepte anhand aller quantitativen und qualitativen Kriterien vergleichen zu können, wird für jedes Kriterium eine Rangfolge erstellt. Für die quantitativen Kriterien erfolgt dies anhand der berechneten Parameter. Das bedeutet, dass z. B. das Konzept mit dem höchsten Speicherwirkungsgrad Rang eins erhält und das Konzept mit dem niedrigsten Speicherwirkungsgrad Rang fünf. Die Rangfolge der qualitativen Kriterien wird durch einen paarweisen Vergleich

erstellt. Diese Methode ermöglicht den systematischen Vergleich von nicht zählbaren Kriterien, indem jedes Konzept paarweise mit einem anderen Konzept in Bezug auf ein Kriterium verglichen wird. Wenn Konzept A besser ist als Konzept B, erhält A zwei Punkte, während B null Punkte erhält. Wenn beide Konzepte gleich gut sind, erhalten beide Konzepte einen Punkt. Die Rangfolge wird auf der Grundlage der Summe der Punkte für jedes Konzept festgelegt. Wenn es einen geteilten ersten Rang gibt, erhält das nächstbeste Konzepte Rang drei. Die Ergebnisse des paarweisen Vergleichs sind im Detail für jedes Kriterium in Anhang A.3 dargestellt.

Speicherverluste im Standby Die Verluste im Ein- und Ausspeicherbetrieb sind bereits im Wirkungsgrad berücksichtigt, einige Speicher weisen jedoch zusätzliche Verluste im Standby auf. Das bedeutet, dass der Speicherinhalt außerhalb des Betriebs sinkt. Dies ist vor allem bei thermischen Speichern der Fall, da sie nicht ideal isoliert sind. Die Standby-Verluste eines Wärmespeichers liegen bei 2 bis 4 % des Speicherinhalts pro Tag [62]. Salzkavernen sind aufgrund der Kriecheigenschaften des Salzgesteins technisch dicht, sofern der zulässige maximale Betriebsdruck eingehalten wird [2, S. 379]. Es kann somit davon ausgegangen werden, dass der Druckluftspeicher und der Wasserstoffspeicher keine Standby-Verluste aufweisen. Daraus ergibt sich der geteilte erste Rang für jedes Speicherkonzept außer dem ACAES.

Emissionen Das diabate Druckluftspeicherkraftwerk ist das einzige Konzept, das direkte CO₂-Emissionen aufweist. Alle anderen Konzepte weisen keine direkten CO₂-Emissionen auf, allerdings entstehen bei der Verbrennung von Wasserstoff in der Brennkammer durch die hohen Flammentemperaturen vermehrt Stickoxide (NO_x), die gesundheitsgefährdend sind und zum Ozonabbau beitragen. Bei der Verbrennung von reinem Wasserstoff entsteht fast vier mal mehr NO_x im Vergleich zur Verbrennung von Methan. Die Bildung von Stickoxiden kann durch verschiedene Primär- und Sekundärmaßnahmen, z. B. durch die Anpassung der Brennergeometrie, reduziert werden [79, S. 52ff]. Das ACAES und das HES-GT verwenden keinen Verbrennungsprozess und weisen aus diesen Grund keine direkten Emissionen auf.

Systemdienstleistungen Die Nachfrage und das Angebot im elektrischen Netz müssen jederzeit ausgeglichen sein, um einen ordnungsgemäßen Netzbetrieb zu gewährleisten. Unvorhergesehene Abweichungen von Angebot und Nachfrage werden durch genannte Systemdienstleistungen ausgeglichen. Dazu gehören Frequenzregelung, Spannungsregelung, Systemsteuerung und Systemwiederherstellung [80]. Die Frequenzregelung umfasst die Momentanreserve, die Primärregelreserve, die Sekundärregelreserve und die Minutenreserve. Bis auf die Momentanreserve werden alle in eigenen Regelenenergiemärkten gehandelt.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Bereitstellung von Momentanreserve durch die elektrische Maschine und die Leistungselektronik des Speicherkraftwerks betrachtet. In der Vergangenheit wurde die Momentanreserve meist durch die Generatoren fossiler Kraftwerke bereitgestellt. Im Jahr 2030 müssen jedoch etwa zwei Drittel des Bedarfs an Momentanreserve aus alternativen Quellen bereitgestellt werden [80]. Je nach Konzept sind die Komponenten des Speicherkraftwerks entweder über eine Synchronmaschine, einen Wechselrichter oder einen Gleichrichter mit dem elektrischen Netz verbunden. Ein CAES- oder ACAES-Kraftwerk kann mit der Synchronmaschine Momentanreserve im Lade- und Entladebetrieb bereitstellen, ein HES-GT hingegen nur im Entladebetrieb [81]. Die Leistungselektronik, d.h. der Gleichrichter der Elektrolyse und der Wechselrichter der Brennstoffzelle, kann das Verhalten einer Synchronmaschine nachbilden und somit mit einer geeigneten Regelung Momentanreserve bereitstellen. Allerdings benötigt das System entweder zusätzliche kurzfristige Energiespeicher oder muss unterhalb der Nennleistung betrieben werden, um Energie für die virtuelle Trägheit zu liefern. Geeignete Kurzzeitspeichertechnologien sind z. B. Superkondensatoren und Schwungräder [82].

Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve ist bei CAES, ACAES und HCAES am größten, da alle Konzepte sowohl im Motor- als auch im Generatorbetrieb eine Synchronmaschine verwenden. Das HES-GT verfügt über einen Synchrongenerator für die Gasturbine im Generatorbetrieb. Das HES-FC erhält Rang 5, da es nur einen kleinen Motor für die Wasserstoffverdichtung umfasst

sowie einen Gleichrichter und einen Wechselrichter, die für die Bereitstellung der Momentanreserve modifiziert werden müssen.

Flächenbedarf Das CAES weist den geringsten Flächenbedarf auf, da Kompressor, Brennkammer, Turbine und Rekuperator die einzigen oberirdischen Anlagen sind. Aufgrund der Elektrolyse erhöht sich der Flächenbedarf von HCAES und HES-GT im Vergleich zu CAES. Die Brennstoffzelle des HES-FC erhöht den Flächenbedarf zusätzlich. Das hier vorgestellte ACAES-Konzept besteht aus zwei Kompressor- und Turbinenstufen und benötigt somit zwei Wärmespeicher und vier Wärmetauscher [40]. Es wird davon ausgegangen, dass der Flächenbedarf des ACAES unter dem des HES-FC liegt, aber größer ist als der Flächenbedarf der Konzepte mit Elektrolyse.

Ressourcenbedarf Wärmespeicher haben keinen außergewöhnlichen Ressourcenbedarf, da im wesentlichen kostengünstige Speichermaterialien wie Gestein oder Kalk genutzt werden [62]. Für die Herstellung PEM-Elektrolyseuren werden seltene Metalle wie Iridium und Platin benötigt [47]. Auch für Brennstoffzellen werden limitierte Ressourcen wie Platin und Ruthenium benötigt [73].

Die Elektrolyse weist außerdem einen erheblichen Wasserbedarf von $15,9 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ auf. Da in Gasturbine und Brennstoffzelle wieder Wasser(-dampf) entsteht, empfiehlt es sich, einen Wasserkreislauf zu implementieren, um den Wasserverbrauch so gering wie möglich zu halten. Da eine vollständige Rückgewinnung allerdings kaum möglich ist, ist der Wasserverbrauch der Konzepte mit Elektrolyse höher als der von CAES und HCAES.

Entwicklungspotential Bei der Elektrolyse- und Brennstoffzellentechnik ist eine deutliche Kostenreduzierung in der Zukunft zu erwarten. Die Investitionskosten für Elektrolyseure können bis 2050 auf unter 500 €/kW sinken (vgl. Abbildung 3.2). Ebenso wird erwartet, dass der Wirkungsgrad um einige %-Punkte steigen wird (vgl. Abbildung 2.4). Auch bei der Brennstoffzelle wird davon ausgegangen, dass die Kosten bis 2030 auf ca. ein Viertel der aktuellen Kosten sinken werden [54, S. 156]. Die Kosten für thermische Energiespeicher könnten bis 2050 um ca. ein Drittel

fallen [62]. Bei den restlichen Komponenten eines klassischen Gaskraftwerks wird keine deutliche Kostenreduzierung oder Wirkungsgradverbesserung erwartet [51, S. 96]. Damit ist das Entwicklungspotential für das HES-FC am höchsten, gefolgt von den Konzepten mit Elektrolyse. Das Potential für das ACAES wird etwas geringer eingeschätzt, da die Forschung derzeit einen eindeutigen Fokus auf Wasserstoff legt und deswegen davon ausgegangen wird, dass Wasserstoffprojekte in Zukunft stärker gefördert werden. Das CAES hat das geringste Entwicklungspotential.

3.3 Zwischenfazit

Die aus den Untersuchungen folgende Rangfolge der Konzepte für jeden techno-ökonomische Kriterium ist im Netzdiagramm in Abbildung 3.4 dargestellt. Dabei ist Rang eins der beste Rang und Rang fünf der schlechteste Rang. Das bedeutet, je kleiner die Fläche innerhalb der Linie ist, desto besser schneidet das Konzept insgesamt ab.

Es wird deutlich, dass jedes Konzept verschiedene Vor- und Nachteile aufweist. Jedes Konzept erhält mindestens einmal Rang eins und Rang fünf, lediglich das HCAES wird nie schlechter als Rang drei bewertet. Der Vorteil des HCAES liegt im Wirkungsgrad: Durch die Nutzung der zuvor eingespeicherten Druckluft erhöht sich der Brennstoffausnutzungsgrad im Vergleich zu einem offenen Gasturbinenprozess. Dieser Zusammenhang ist auch beim CAES im Vergleich zu einem klassischen Erdgaskraftwerk zu sehen [31]. Der Wirkungsgrad des HCAES liegt dadurch gleichauf mit dem HES-FC und um 10%-Punkte besser als beim HES-GT. Aufgrund des Wasserstoffs ist die Speicherkapazität des HCAES und der HES-Konzepte deutlich größer als die Speicherkapazität der beiden CAES-Konzepte. Das HCAES hat außerdem die zweitniedrigsten leistungsbezogenen Investitionskosten, die niedrigsten kapazitätsbezogenen Investitionskosten und ein hohes Technology Readiness Level. Das Konzept weist außerdem keine Standby-Speicherverluste und keine direkten CO₂-Emissionen auf. Durch die Nutzung der Synchronmaschine für Kompressor im Motorbetrieb und Turbine im Generatorbetrieb eignet es sich gut zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Beim Flächenbedarf und Ressourcenbedarf

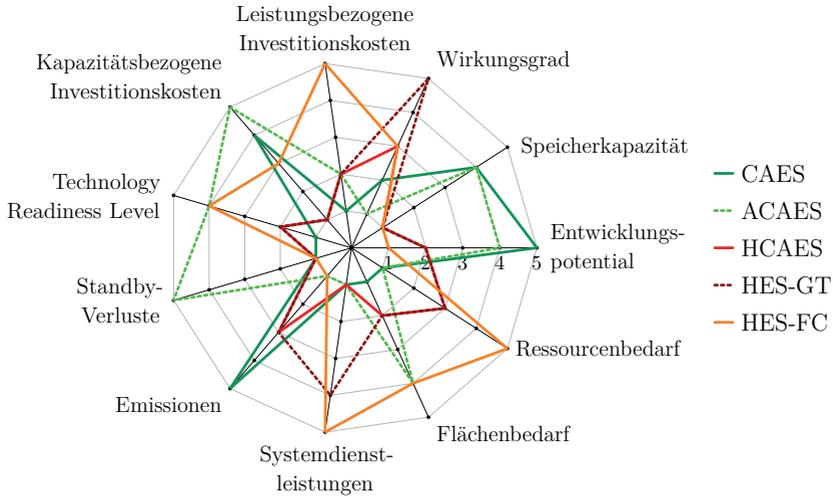


Abbildung 3.4: Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand von quantitativen und qualitativen Kriterien mittels Rangordnung basierend auf einem paarweisen Vergleich (1 - bester Rang, 5 - schlechtester Rang).

belegt es Rang zwei und drei. Außerdem wird dem Konzept aufgrund der zukünftigen integralen Rolle von Wasserstoff im klimaneutralen Energiesystem ein gutes Entwicklungspotential zugesprochen.

Zu den Nachteilen des CAES zählen hohen direkten Treibhausgasemissionen und niedrigen Entwicklungspotentials. Das ACAES schneidet bei der Speicherkapazität, den kapazitätsbezogenen Investitionskosten und den Standby-Verluste am schlechtesten ab. Das HES-GT hat den schlechtesten Speicherwirkungsgrad aller Konzepte, liegt bei den anderen Kriterien aber im Mittelfeld. Beim HES-FC führt die Brennstoffzelle zu geringer Markt reife, hohen Kosten und einem hohen Ressourcenbedarf, allerdings auch zu dem höchsten Entwicklungspotential.

Die Vorteile des HCAES werden auch anhand des Summenrangs deutlich. Der Summenrang entspricht der Summe der Ränge je Kriterium, wobei unterschiedliche Gewichtungen der Kriterien berücksichtigt werden. Dabei stellt der kleinste Sum-

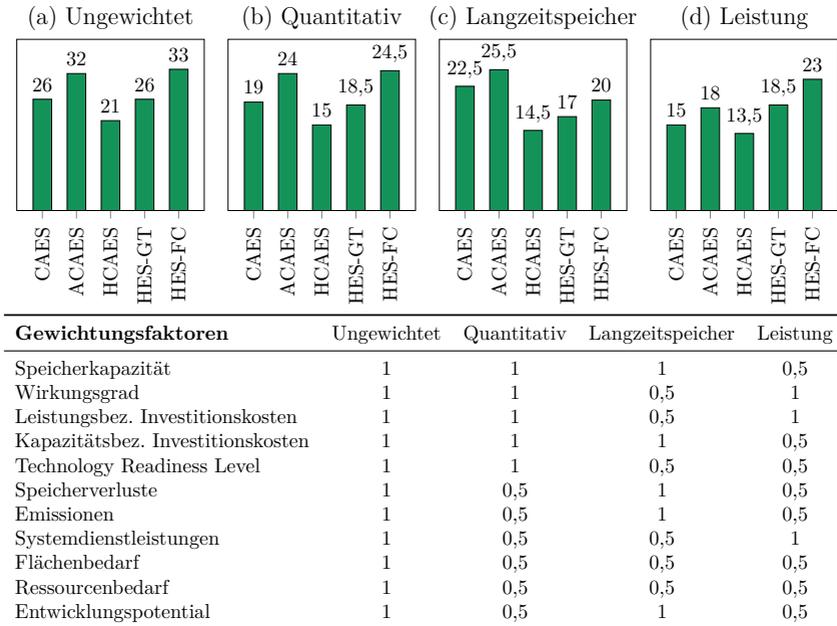


Abbildung 3.5: Summenrang der Speicherkraftwerkskonzepte mit unterschiedlicher Gewichtung der Kriterien (der niedrigste Summenrang ist das beste Ergebnis).

menrang das beste Ergebnis dar. In Abbildung 3.5 ist der Summenrang je Konzept für verschiedene Gewichtungen dargestellt. Werden alle Kriterien gleich gewichtet, hat das HCAES-Konzept mit 21 den besten Summenrang. Werden die quantitativen Kriterien höher gewichtet als die qualitativen, ergibt sich das gleiche Bild. Die Gewichtung *Langzeitspeicher* legt den Fokus auf Kriterien, die im zukünftigen regenerativen Energiesystem für Langzeitspeicher relevant sind (hohe Speicherkapazität, geringe kapazitätsbezogene Investitionskosten, geringe Standby-Verluste, geringe Emissionen und ein hohes Entwicklungspotential). Hier schneiden die neuartigen Konzepte HCAES, HES-GT und HES-FC am besten ab. Bei der Gewichtung *Leistung* steht die Bereitstellung von Regelleistung im Energiesystem im Vordergrund (hoher Wirkungsgrad, niedrige leistungsbezogene Investitionskosten, Fähigkeit zur

Bereitstellung von Systemdienstleistungen). Hierbei ergeben sich für das CAES und HCAES die niedrigsten Summenränge. Bei allen Gewichtungen hat das HCAES den niedrigsten Summenrang und wird somit als bestens Konzept bewertet.

Für die weiteren Untersuchungen in Teil B wird neben dem Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerk (HCAES) auch das Wasserstoffspeicherkraftwerk mit Gasturbine (HES-GT) ausgewählt. Die beiden Konzepte sind sich sehr ähnlich im Hinblick auf die Speicherung von Wasserstoff und die Rückverstromung durch Verbrennung und unterscheiden sich nur im Hinblick auf die Druckluftspeicherung. Anhand der Gewichtung *Langzeitspeicher* weist das HES-GT außerdem nach dem HCAES den zweitbesten Summenrang auf. Auch hinsichtlich des ungewichteten und des quantitativen Summenrangs wird es nur etwas schlechter als das CAES bewertet. Das CAES wird aufgrund der direkten CO₂-Emissionen nicht für die folgenden Untersuchungen ausgewählt. Die geringe Marktreife und hohe spezifische Investitionskosten führen dazu, dass auch das ACAES und das HES-FC nicht weiter berücksichtigt werden.

Teil B: Dimensionierung von HCAES-Speicherkraftwerken

4 Modellbildung

Ziel der folgenden Untersuchungen ist die optimale Dimensionierung eines Speicherkraftwerks für die simultane Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten anhand eines mathematischen Optimierungsmodells mit perfekter Prognose. Die Modellierung erfolgt für ein Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk (HCAES) und ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk (HES) basierend auf den Konzepten aus Teil A. Das HCAES verfügt über einen Druckluftspeicher und einen Wasserstoffspeicher. Die Kompression von Druckluft, die Bereitstellung von Wasserstoff und die gemeinsame Rückverstromung in einer modifizierten Gasturbine erfolgt jeweils unabhängig voneinander. Das HES weist einen Wasserstoffspeicher auf, aber keinen Druckluftspeicher, da die Rückverstromung über eine offene Gasturbine erfolgt. In diesem Kapitel werden zunächst das Ziel der Modellierung und die Anforderungen der untersuchten Energiemärkte dargestellt. Die Modellbildung ist unterteilt in das Kraftwerksmodell, die Modelle der Energiemärkte und die Zielfunktion. In jedem Unterkapitel werden erst die Modellgleichungen und am Schluss die Eingangsdaten erläutert. Die im folgenden verwendete Nomenklatur sieht Großbuchstaben für vorgegebene Parameter und Kleinbuchstaben für zu optimierende Variablen vor.

4.1 Ziel der Modellierung

Ziel der Modellierung in diesem Teil ist die optimale Dimensionierung des regenerativen Speicherkraftwerks im Hinblick auf eine Maximierung der wirtschaftlichen Erlöse im Rahmen der Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten. Laut Schmidt et al. [24] eignen sich sowohl ein Druckluftspeicherkraftwerk als auch ein Wasserstoffspeicher für die Teilnahme am Strommarkt und an den Regelleistungsmärkten.

Zu den hier modellierten Märkten gehören außerdem die Möglichkeit eines Direktvertrags mit einem Wind- oder Solarpark sowie der Verkauf von überschüssigen Wasserstoff und Sauerstoff an Industriekunden. Durch die Teilnahme an mehreren Märkten können die Erlöse eines Speichers erhöhen werden. Dieses Vorgehen wird häufig *multiple service provision* oder *co-optimization* genannt. Die Komplexität dieses Ansatzes ergibt sich aus der begrenzten Leistung und Speicherinhalt des Speicherkraftwerks: Die Teilnahme an einem Markt verringert das Potential des Speicherkraftwerks, an anderen Märkten teilzunehmen. Die gesamten Erlöse sind somit geringer als die Summe der Erlöse, wenn das Kraftwerk an jedem Markt einzeln teilnehmen würde [13].

Das Modell wird als lineares Optimierungsproblem gestaltet, wobei der Betrieb des Speicherkraftwerks vereinfacht dargestellt wird. Die linearen Nebenbedingungen basieren auf physikalischen Zusammenhängen und beschreiben die Energieflüsse im Kraftwerk. Betriebsrestriktionen wie Teillastwirkungsgrad, Umschaltzeiten und begrenzte Förderraten der Kavernen werden nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachungen werden vorgenommen, um nicht-lineare Zusammenhänge zu vermeiden. Solche Zusammenhänge können zwar mithilfe von ganzzahligen oder binären Variablen approximiert werden, allerdings erhöht sich dadurch die Komplexität und die Rechenzeit des Modells. Da in diesem Modell zugleich die optimale Dimensionierung und der Betrieb des Speicherkraftwerks berechnet werden sollen, muss ein vereinfachtes Modell des Kraftwerks entwickelt werden, um zu gewährleisten, dass eine optimale Lösung in annehmbarer Rechenzeit gefunden werden kann. Verschiedene Betriebsrestriktionen in Form von nicht-linearen Zusammenhängen werden allerdings in Teil C untersucht.

Bei diesem Modell handelt es sich um ein Modell mit perfekter Prognose (*Perfect Information Model*) [13]. Das bedeutet, dass zeitabhängige Parameter wie Marktpreise zu jedem Zeitpunkt innerhalb des Betrachtungszeitraums bekannt sind. Dies entspricht nicht der Realität, in der exogene Parameter begrenzte Prognosehorizonte und Prognosefehler aufweisen. Allerdings sind Modelle mit perfekter Prognose nützlich, um eine Obergrenze der betrieblichen und wirtschaftlichen Möglichkeiten des Speichers zu ermitteln [13]. Modelle mit perfekter Prognose werden häufig als

lineare Optimierungsmodelle ausgeführt, so wie es auch in diesen Untersuchungen umgesetzt wird .

Day-Ahead-Markt Der Energiegroßhandel an der Strombörse teilt sich auf in den Terminmarkt, den Spotmarkt und den Intraday-Markt. Auf dem Terminmarkt werden langfristige Kontrakte mit Lieferzeiträumen von Wochen bis Jahren gehandelt. Der Spotmarkt wird auch Day-Ahead-Markt genannt, da hier der Handel für den nächsten Tag stattfindet. Die Preisbildung erfolgt anhand eines Marktgleichgewichtspreises für jede Stunde des Folgetages. Der Intraday-Markt schließt sich an den Spotmarkt an. Hier können Kapazitäten mit sehr kurzen Zeithorizonten bis 5 Minuten vor Lieferung gehandelt werden [83, S. 134ff].

Mit 1.416 TWh wurde 2020 ein Großteil der Energie über den börslichen Terminmarkt gehandelt. Im Vergleich dazu wurden 231 TWh am Day-Ahead-Markt gehandelt und der Intraday-Markt wies ein Handelsvolumen von 69 TWh auf [84]. Ein Großteil der erneuerbaren Energien wird aufgrund der guten Prognosegüte am Day-Ahead-Markt gehandelt [83, S. 136]. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Teilnahme am Day-Ahead-Markt modelliert, jedoch nicht die Teilnahme am Intraday-Markt. Für Stromspeicher entfallen mit der Neuerung des EEG 2023 alle Abgaben und Umlagen beim Kauf von Energie am Day-Ahead-Markt [85].

Regelenergiemärkte Um die Frequenz im europäischen Verbundnetz konstant zu halten, können die Übertragungsnetzbetreiber drei Arten von Regelenergie abrufen: Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve. Es wird zwischen positiver Regelenergie zur Steigerung der Netzfrequenz und negativer Regelenergie zur Senkung der Netzfrequenz unterschieden. Die Produkte werden regelzonenübergreifend beschafft. [83, S. 157ff]

Die Bereitstellung der Primärregelleistung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im europäischen Verbundnetz synchron verbundene Übertragungsnetzbetreiber. Die automatische Aktivierung erfolgt innerhalb von 30 Sekunden und die Regelleistung muss bis zu 15 Minuten bereitgestellt werden. Die Sekundärregelreserve dient dem energetischen Ausgleich einer Regelzone und der Frequenzregelung.

Die Aktivierung erfolgt automatisch durch den betroffenen Übertragungsnetzbetreiber. Die Sekundärregelleistung muss innerhalb von fünf Minuten vollständig verfügbar sein. Die Minutenreserve folgt bei größerer Systemungleichgewichten auf die Sekundärregelreserve und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig aktiviert werden [86].

Die Minutenreserve und die Sekundärregelung gliedern sich in positive und negative Regelleistung und positive und negative Regelarbeit. Die Vorhaltung von Regelleistung und der Abruf von Regelarbeit werden getrennt ausgeschrieben und vergütet. Bei der Primärregelleistung erfolgt die Ausschreibung symmetrisch (keine Aufteilung von positiver und negativer Regelreserve) und es wird ausschließlich ein Leistungspreis vergütet. Die Preisbildung bei allen drei Regelenergiemärkten erfolgt über ein pay-as-bid-Verfahren im Merit-Order-Prinzip [83, S. 157ff]. Die Produktlänge beträgt vier Stunden für Regelleistung und eine Viertelstunde für Regelarbeit [86].

Anfahrzeiten von Gasturbinenkraftwerken liegen bei durchschnittlich 10 min [87, S. 61]. Aus diesem Grund können Turbine und Kompressor zwar am Minutenreservemarkt teilnehmen, allerdings nicht am Sekundärregelenergiemarkt, da die Leistung hier innerhalb von 5 min nach Aktivierung erbracht werden muss. Die Elektrolyse kann sehr dynamisch betrieben werden und eignet sich somit auch für die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt [49].

Stromlieferverträge mit EE-Anlagen Zur Finanzierung größerer Wind- und Solarparks werden aufgrund sinkender Einspeisevergütung immer häufiger Stromlieferverträge, sogenannte *Power Purchase Agreements* (PPA), genutzt. Im Ausland sind Direktverträge bereits weiter verbreitet, da dort die staatliche Förderung von EE-Anlagen häufig weniger umfangreich ist. Im Allgemeinen versteht man unter einem PPA einen langfristigen Stromvertrag zwischen Erzeuger und Vermarkter oder Verbraucher mit einem festen Abnahmepreis. Die Höhe der Abnahmemenge, der Preis und sonstige Vereinbarungen werden individuell zwischen den Vertragspartnern ausgehandelt [83, S. 126ff]. Im Folgenden wird die Möglichkeit untersucht, Direktverträge mit einem Windpark und einem Solarpark abzuschließen. Hierbei

wird der Abnahmepreis vorgegeben und die Nennleistung des fiktiven Wind- oder Solarparks ist variabel.

Wasserstoffverkauf und Sauerstoffverkauf Überschüssiger Wasserstoff kann über eine Pipeline an zusätzliche Abnehmer verkauft werden. Mögliche Abnehmer sind Wasserstoff-Tankstellen, Hersteller von synthetischen Kraftstoffen und verschiedene Industriezweige (Ölraffinerien, Chemieindustrie, Eisen- und Stahlindustrie und Erzeugung von Prozesswärme) [54]. Brennstoffzellen und die Produktion von synthetischen Kraftstoffen benötigen hingegen Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad. Durch die mögliche Verschmutzung infolge der Speicherung in einer Salzkaverne wird im folgenden lediglich der Verkauf von Wasserstoff an die Industrie untersucht.

Der in der Elektrolyse gesplattene Sauerstoff kann auch verkauft werden, um die Erlöse des Speicherkraftwerks zu erhöhen. Eine Verwendung von Sauerstoff ist z. B. in verschiedenen Verbrennungsprozessen zur Anreicherungen der Verbrennungsluft oder Substitution der Verbrennungsluft sinnvoll. Anwendungsbereiche sind energieintensive Industrieprozesse wie die Eisen- und Stahlindustrie sowie die Herstellung von Glas, Zement, Kalk und Zellstoffen. Außerdem kommt eine stoffliche Nutzung in der Lebensmittelindustrie, bei der Müll- und Abwasseraufbereitung und in der Medizin infrage [88].

Einschränkungen bei der Modellierung der Märkte Durch die Optimierung der Dimensionierung anhand der Betriebsführung des Speicherkraftwerks handelt es sich um ein komplexes mathematisches Optimierungsproblem. Da es sich um eine lineare Programmierung handelt, können außerdem keine nicht-linearen Zusammenhänge modelliert werden. Aus diesen Gründen werden folgende Vereinfachungen bei der Modellierung der Märkte getroffen:

- Das Kraftwerk wird als *Price Taker* modelliert. Das bedeutet, dass die Teilnahme des Kraftwerks an einem Markt keinen Einfluss auf den Marktpreis hat. Es handelt sich somit nicht um ein strategisches Betriebsmodell nach [13].

- Die Regelernergie teilt sich bei der Minutenreserve und der Sekundärregelernergie in einen Markt für Regelleistung und einen Markt für Regularbeit auf. An den Regelleistungsmärkten wird keine Abrufung von Arbeit berücksichtigt, sodass es sich im Modell um reine Kapazitätsmärkte handelt.
- Alle Regelerenergiemärkte sind pay-as-bid-Märkte, sodass die Marktteilnehmer anhand ihres Angebotspreises vergütet werden. Im Modell wird der Angebotspreis des Speicherkraftwerks allerdings nicht optimiert. Stattdessen wird vereinfacht vorausgesetzt, dass das Speicherkraftwerk immer mit dem mengengewichteten Durchschnittspreis am Markt teilnimmt. In diesem Fall erhält das Speicherkraftwerk, wenn es ein Angebot macht, immer den Zuschlag.
- Es ist keine Vermischung der Regelleistungsmärkte vorgesehen. Das bedeutet, dass das Kraftwerk im Ausspeicherbetrieb mit der Turbine nur positive Regelernergie anbieten kann und im Einspeicherbetrieb mit Elektrolyse und ggf. Kompressor nur negative Regelernergie. Es ist zum Beispiel nicht möglich, die bereits an einem anderen Markt verkaufte Elektrolyseleistung durch positive Regularbeit zu verringern. Durch diese Einschränkung wird verhindert, dass an einem Markt eingekaufte Leistung an einem anderen Markt verkauft wird, ohne dass das Kraftwerk genutzt wird. Dies wäre aufgrund der perfekten Prognose ein unverhältnismäßiger Marktvorteil.
- Wind- oder PV-Leistung kann entweder im Einspeicherbetrieb eingespeichert werden oder am Day-Ahead-Markt verkauft werden. Eine Vermarktung an den Regelleistungsmärkten ist aufgrund der Unsicherheiten der Prognose nicht vorgesehen.

Weitere netzdienliche Anwendungsfälle Neben den beschriebenen marktorientierten Anwendungen gibt es für das Speicherkraftwerk auch netzdienliche Anwendungsfälle, die in diesem Rahmen nicht modelliert werden, da sie standortabhängig sind und keine Vergütung oder eine individuelle Vergütung aufweisen. Hierzu gehört z. B. die Momentanreserve. Durch die in beiden Speicherkraftwerkskonzepten vorgesehene Synchronmaschine, die als Motor oder Generator betrieben werden kann,

wird im Betrieb automatisch Momentanreserve bereitgestellt [81, S. 112]. Hierfür ist derzeit keine Vergütung vorgesehen. Die Synchronmaschine bietet außerdem die Möglichkeit, mithilfe der Erregerspannung die Bereitstellung von Blindleistung zu variieren. Außerhalb des regulären Betriebs des Speicherkraftwerks kann die Synchronmaschine im Phasenschieberbetrieb zusätzlich reine Blindleistung bereitstellen [89, S. 329ff]. Der Bedarf an Blindleistung ist standortabhängig und die Vergütung erfolgt anhand eines individuellen bilateralen Vertrags zwischen Kraftwerksbetreiber und Netzbetreiber.

Durch die Möglichkeit, die Salzkavernen für kurze Zeit unterhalb des technischen Minimaldrucks zu betreiben, ist ein solches Speicherkraftwerk zusätzlich schwarzstartfähig. Das bedeutet, dass das Speicherkraftwerk im Falle eines Netzausfalls selbstständig hochfahren kann, um den Wiederaufbau des Netzes zu unterstützen [81, S. 114]. Der Bedarf der Netzbetreiber an schwarzstartfähigen Anlagen ist ebenfalls standortabhängig und die Vergütung erfolgt basierend auf einer Ausschreibung.

Abseits vom Regelleistungsmarkt muss der Netzbetreiber selbst für die Systemstabilität sorgen. Das führt bei hoher erneuerbarer Einspeisung zur Abregelung von Erzeugungsanlagen zur Vermeidung von Engpässen im Rahmen des Redispatch 2.0. Jede konventionelle oder regenerative Erzeugungseinheit und jeder Speicher mit mindestens 100 kW Erzeugungleistung nehmen am Redispatch teil und müssen täglich ihren Fahrplan für den Folgetag an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber übermitteln. Hieraus werden anhand einer Lastflussberechnung zukünftige Netzengpässe detektiert. Bei Überlastung wird eine Erzeugungseinheit heruntergefahren und an anderer Stelle wird ggf. eine Erzeugungseinheit hochgefahren. Die am Redispatch teilnehmenden Anlagen haben Anspruch auf einen angemessenen finanziellen Ausgleich. Die durch eine Redispatch-Maßnahme entstehenden Kosten oder Verdienstaufschläge werden vom Netzbetreiber erstattet. Mit dem Redispatch kann jedoch kein Gewinn erwirtschaftet werden, da es sich um einen kostenbasierten Mechanismus handelt [90]. Außerdem ist der Bedarf an Redispatch-Eingriffen stark standortabhängig. Aus diesem Grund werden Redispatch-Maßnahmen im folgenden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Im Kontext von Energiespeichern wird häufig auch die Residuallastglättung als netzdienlicher Betrieb genannt. Für die Residuallastglättung gibt es derzeit allerdings keine ökonomischen Anreiz. Dieser ergibt sich jedoch implizit aus der Teilnahme am Day-Ahead-Markt, da die Strommarktpreise mit der Netzlast und der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien korrelieren [91]. In Kapitel 7.2 wird der Einfluss der Residuallast auf die Prognose von Day-Ahead-Marktpreisen untersucht.

4.2 Kraftwerksbetrieb

Das Kraftwerksmodell im Rahmen dieser Untersuchungen basiert auf den physikalischen Energieflüssen im Ein- und Ausspeicherbetrieb. Dabei werden die Momentanleistungen der Komponenten (Turbine, Elektrolyse und ggf. Kompressor) sowie der daraus resultierende Speicherinhalt des Wasserstoffspeichers und ggf. des Druckluftspeichers in jedem Zeitschritt modelliert. Andere physikalische Größen wie die Volumenströme oder der Druck in den Speichern werden nicht berechnet. Der Zielvektor des Optimierungsproblems enthält die zu optimierenden zeitabhängigen und zeitunabhängigen Variablen. In Tabelle 4.2 sind alle zeitabhängigen und zeitunabhängigen Variablen der beiden Speicherkraftwerkskonzepte dargestellt. Diese umfassen den Betriebs des Kraftwerks (z. B. die elektrische Momentanleistung im Turbinenbetrieb $p_t(t)$, den Speicherinhalt der Wasserstoffkaverne $e_H(t)$) und die innerhalb der verschiedenen Anwendungen verkauft oder gekaufte Leistung (z. B. die am Day-Ahead-Markt verkaufte elektrische Momentanleistung $p_D^V(t)$).

Tabelle 4.1: Zu optimierende zeitabhängige und zeitunabhängige Variablen.

FZ	Beschreibung	Einheit	HCAES	HES
$e_H(t)$	Speicherinhalt des Wasserstoffspeichers	MWh _{th}	x	x
$e_L(t)$	Speicherinhalt des Druckluftspeichers	MWh _{el}	x	
$p_E(t)$	Elektrische Leistung der Elektrolyse	MW _{el}	x	x
$p_K(t)$	Elektrische Leistung des Kompressors	MW _{el}	x	
$p_T(t)$	Elektrische Leistung der Turbine	MW _{el}	x	x

Zu optimierende zeitabhängige und zeitunabhängige Variablen (Forts.).

FZ	Beschreibung	Einheit	HCAES	HES
$p_D^E(t)$	Eingekaufte Leistung am Day-Ahead-Markt	MW _{el}	x	x
$p_D^V(t)$	Verkaufte Leistung am Day-Ahead-Markt	MW _{el}	x	x
$p_{M,E}^{L-}(t)$	Negative Regelleistung am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Elektrolyse)	MW _{el}	x	x
$p_{M,K}^{L-}(t)$	Negative Regelleistung am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Kompressor)	MW _{el}	x	
$p_{M,T}^{L+}(t)$	Positive Regelleistung am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Turbine)	MW _{el}	x	x
$p_{M,E}^{A-}(t)$	Negative Regelarbeit am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Elektrolyse)	MW _{el}	x	x
$p_{M,K}^{A-}(t)$	Negative Regelarbeit am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Kompressor)	MW _{el}	x	
$p_{M,T}^{A+}(t)$	Positive Regelarbeit am Minutenreserve- markt (Erbringung durch Turbine)	MW _{el}	x	x
$p_{S,E}^{L-}(t)$	Negative Regelleistung am Sekundärregelleis- tungsmarkt (Erbringung durch Elektrolyse)	MW _{el}	x	x
$p_{S,E}^{A-}(t)$	Negative Regelarbeit am Sekundärregelleis- tungsmarkt (Erbringung durch Elektrolyse)	MW _{el}	x	x
$p_{P,E}(t)$	Regelleistung am Primärregelleistungsmarkt (Erbringung durch Elektrolyse)	MW _{el}	x	x
$p_{P,K}(t)$	Regelleistung am Primärregelleistungsmarkt (Erbringung durch Kompressor)	MW _{el}	x	
$p_{P,T}(t)$	Regelleistung am Primärregelleistungsmarkt (Erbringung durch Turbine)	MW _{el}	x	x
$p_W(t)$	Elektrische Leistung des Windparks	MW _{el}	x	x
$p_X(t)$	Elektrische Leistung des Solarparks	MW _{el}	x	x
$p_V(t)$	Verkaufte Wasserstoffmenge	MW _{th}	x	x
e_H^N	Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers	MWh _{th}	x	x
e_L^N	Speicherkapazität des Druckluftspeichers	MWh _{el}	x	

Zu optimierende zeitabhängige und zeitunabhängige Variablen (Forts.).

FZ	Beschreibung	Einheit	HCAES	HES
p_E^N	Nennleistung der Elektrolyse	MW _{el}	x	x
p_K^N	Nennleistung des Kompressors	MW _{el}	x	
p_T^N	Nennleistung der Turbine	MW _{el}	x	x
p_G^N	Nennleistung des Generators	MW _{el}	x	x
p_W^N	Nennleistung des Windparks	MW _{el}	x	x
p_X^N	Nennleistung des Solarparks	MW _{el}	x	x

Der Zielvektor enthält auch zeitunabhängige Variablen, wie beispielsweise die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers e_H^N , um die optimale Dimensionierung der Komponenten zu bestimmen. Einige Variablen werden nur bei der Modellierung des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks (HCAES) verwendet, da das Wasserstoff-Speicherkraftwerk (HES) keine Druckluftkaverne und keinen Druckluftkompressor aufweist. In diesem Kapitel wird zunächst die Modellierung des HCAES beschrieben. Am Ende jedes Unterkapitels wird darauf eingegangen, wie sich die Modellierung des HES von der des HCAES unterscheidet.

Die Energiebilanzen der Wasserstoff- und Druckluftspeicher sind in Nebenbedingung 4.1 und 4.2 dargestellt. Der Speicherinhalt des Wasserstoffspeichers $e_H(t)$ gibt die Energiemenge des gespeicherten Wasserstoff in MWh_{th} bezogen auf den unteren Heizwert an. Durch den Betrieb der Elektrolyse wird der Wasserstoffspeicher geladen und der Betrieb der Turbine führt zu einer Entladung des Speichers. Die verkaufte Wasserstoffmenge $p_V(t)$ kann entweder durch den Betrieb der Elektrolyse oder aus dem Wasserstoffspeicher gedeckt werden. Der Speicherinhalt der Druckluftkaverne $e_L(t)$ bezieht sich auf die eingespeicherte elektrische Energie und wird in MWh_{el} angegeben. Beim Betrieb des Kompressors wird der Speicher geladen und durch den Betrieb der Turbine wird der Speicher entladen. Die Wirkungsgrade sind in Gleichung 4.16 bis 4.17 definiert. Das Modell basiert auf viertelstündlichen Zeitschritten, deshalb gilt $\Delta t_{15} = 0,25$ h.

$$e_H(t) = e_H(t-1) + \eta_E \cdot p_E(t) \cdot \Delta t_{15} - \frac{p_T(t)}{\eta_{T,H}} \cdot \Delta t_{15} - p_V(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.1)$$

$$e_L(t) = e_L(t-1) + p_K(t) \cdot \Delta t_{15} - \frac{p_T(t)}{\eta_{T,L}} \cdot \Delta t_{15} \quad (4.2)$$

Um zu gewährleisten, dass keine Energie innerhalb des Betrachtungszeitraums im System erzeugt oder vernichtet wird, sind der Speicherinhalt im ersten und im letzten Zeitschritt über $e_i(0) = e_i(T)$ gleichgesetzt. Der Speicherinhalt der Kavernen und die Momentanleistungen der Komponenten werden mit Nebenbedingungen 4.3 bis 4.7 durch die Speicherkapazitäten der Kavernen e^N und die elektrische Nennleistung p^N begrenzt.

$$e_H(t) \leq e_H^N \quad (4.3)$$

$$e_L(t) \leq e_L^N \quad (4.4)$$

$$p_E(t) \leq p_E^N \quad (4.5)$$

$$p_K(t) \leq p_K^N \quad (4.6)$$

$$p_T(t) \leq p_T^N \quad (4.7)$$

Außerdem muss die zu optimierende Speicherkapazität zwischen der minimalen und maximalen Speicherkapazität liegen (Nebenbedingungen 4.8 und 4.9). Die Grenzen ergeben sich aus dem typischen geometrischen Volumen von in Deutschland vorkommenden Salzkavernen (vgl. Gleichungen 4.18 bis 4.21).

$$E_H^{\min} \leq e_H^N \leq E_H^{\max} \quad (4.8)$$

$$E_L^{\min} \leq e_L^N \leq E_L^{\max} \quad (4.9)$$

Die installierten Leistungen der Komponenten werden auf 500 MW begrenzt (Nebenbedingung 4.10). Die Grenze stellt eine technisch realistische Obergrenze der Nennleistung der Komponenten dar. Die Nennleistung des Generators wird durch die Nennleistung im Einspeicherbetrieb und im Ausspeicherbetrieb bestimmt (Nebenbedingung 4.11).

$$p_E^N \leq 500 \text{ MW} \quad p_K^N \leq 500 \text{ MW} \quad p_T^N \leq 500 \text{ MW} \quad (4.10)$$

$$p_G^N \geq p_E^N + p_K^N \quad p_G^N \geq p_T^N \quad (4.11)$$

Für das HES unterscheidet sich die Speicherbilanz des Wasserstoffspeichers in Nebenbedingung 4.12 von der des HCAES (vgl. Nebenbedingung 4.1) nur in der Definition des Wirkungsgrads im Ausspeicherbetrieb. Außerdem wird die Begrenzung der Generatorleistung angepasst (Nebenbedingung 4.11 wird durch 4.13 ersetzt).

$$e_H(t) = e_H(t-1) + \eta_E \cdot p_E(t) \cdot \Delta t_{15} - \frac{p_T(t)}{\eta_T} \cdot \Delta t_{15} - p_V(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.12)$$

$$p_G^N \geq p_E^N \quad (4.13)$$

Zusätzlich gelten diejenigen Nebenbedingung nicht, die den Druckluftkompressor bzw. den Druckluftspeicher beschreiben (4.2, 4.4, 4.6 und 4.9).

Eingangsdaten Die Kraftwerksparameter werden aus den thermodynamischen Berechnungen in Teil A hergeleitet (vgl. Kapitel 3.1.1). Für die Energiebilanzen (Nebenbedingungen 4.1, 4.2 und 4.12) werden verschiedene Wirkungsgrade definiert. Es handelt sich hierbei jeweils nicht um den in Teil A definierten Speicherwirkungsgrad. Bei der Berechnung des Wirkungsgrads der Wasserstoffproduktion η_E muss neben der Arbeit der Elektrolyse W_E auch die Wasserstoffkompression $W_{K,H}$ berücksichtigt werden.

$$\eta_E = \frac{Q_{BS}}{W_E + |W_{K,H}|} = 0,629 \text{ MW}_{th}/\text{MW}_{el} \quad (4.14)$$

Der Wirkungsgrad der Druckluftkaverne $\eta_{T,L}$ in Gleichung 4.15 bezieht sich auf das Verhältnis zwischen ausgespeicherter Energie zur eingespeicherten Energie. Hierbei ist $W_{K,L}$ die Arbeit des Kompressors im Motorbetrieb. Der Wirkungsgrad ist formal größer 1, da durch den Einsatz von Brennstoff mehr elektrische Energie ausgespeichert werden kann, als elektrische Energie im Druckluftspeicher eingespeichert wurde.

$$\eta_{T,L} = \frac{|W_T|}{|W_{K,L}|} = 1,426 \text{ MW}_{el}/\text{MW}_{el} \quad (4.15)$$

Für den Wasserstoffbedarf im Generatorbetrieb des HCAES wird $\eta_{T,H}$ mit Gleichung 4.16 definiert. Hierbei ist W_T die Arbeit der Turbine und Q_{BS} der Brennstoffbedarf.

$$\eta_{T,H} = \frac{|W_T|}{Q_{BS}} = 0,835 \text{ MW}_{el}/\text{MW}_{th} \quad (4.16)$$

Der Wirkungsgrad η_T in Gleichung 4.17 spiegelt den Wasserstoffbedarf der Turbine des HES wieder und entspricht dem Verhältnis aus ausgespeicherter Energie zu Brennstoffbedarf.

$$\eta_T = \frac{|W_T| - |W_{K,L}|}{Q_{BS}} = 0,446 \text{ MW}_{el}/\text{MW}_{th} \quad (4.17)$$

Die Brennstoffausnutzung des HCAES ist deutlich höher als beim HES aufgrund der Nutzung von vorher gespeicherter Druckluft im Generatorbetrieb.

Das geometrische Volumen der Kaverne wird zwischen 250.000 m^3 und $1.000.000 \text{ m}^3$ variiert. Diese Werte entsprechen typischen Volumina von norddeutschen Salzkavernen [51]. Der Betriebsdruck liegt, analog zu den Berechnungen in Teil A, zwischen 40 bar und 100 bar. Daraus ergeben sich die minimalen und maximalen Speicherkapazitäten einer Wasserstoffkaverne und einer Druckluftkaverne in Gleichung 4.18 bis 4.21.

$$E_H^{\max} = Q_{BS}(V = 1.000.000 \text{ m}^3) = 105.540 \text{ MWh}_{th} \quad (4.18)$$

$$E_H^{\min} = Q_{BS}(V = 250.000 \text{ m}^3) = 26.385 \text{ MWh}_{th} \quad (4.19)$$

$$E_L^{\max} = W_{K,L}(V = 1.000.000 \text{ m}^3) = 7.728 \text{ MWh}_{el} \quad (4.20)$$

$$E_L^{\min} = W_{K,L}(V = 250.000 \text{ m}^3) = 1.932 \text{ MWh}_{el} \quad (4.21)$$

4.3 Energiemärkte

Im Rahmen der Modellierung kann das Speicherkraftwerk am Day-Ahead-Markt (Index D) Energie einkaufen oder verkaufen (hochgestellter Index E bzw. V). Es nimmt außerdem am Minutenreservemarkt (Index M), am Sekundärregelenergiemarkt (Index S) und am Primärregelenergiemarkt (Index P) teil. Dabei kann es negative oder positive Regelleistung vorhalten (hochgestellter Index L– bzw. L+) oder negative oder positive Regelarbeit bereitstellen (Index A– bzw. A+). Zusätzlich kann Wind- und Solarenergie über einen Direktvertrag einkaufen werden (Index W bzw. X). In Abbildung 4.1 zeigt, wie die Momentanleistungen der Speicherkraftwerkskomponenten und der Energiemärkte zusammenhängen. Die Momentanleistungen von Elektrolyse $p_E(t)$, Kompressor $p_K(t)$ und Turbine $p_T(t)$ stehen den Leistungen des Wind- und Solarparks, der Leistung am Day-Ahead-Markt und den Leistungen an den Regelarbeitsmärkten gegenüber.

Im Motorbetrieb wird die Leistung der Elektrolyse und des Kompressors entweder durch den Windpark $p_W(t)$ oder Solarpark $p_X(t)$, durch den Einkauf am Day-Ahead-Markt $p_D^E(t)$ oder durch negative Regelarbeit (Minutenreserve $p_{M,E}^{A-}(t)$ und $p_{M,K}^{A-}(t)$ oder Sekundärregelarbeit $p_{S,E}^{A-}(t)$) gedeckt. Die Leistung vom Wind- und Solarpark kann alternativ auch am Day-Ahead-Markt verkauft werden, anstatt mit eingespeichert zu werden. Im Generatorbetrieb wird die Leistung der Turbine entweder am Day-Ahead-Markt $p_D^V(t)$ verkauft oder am Minutenreservemarkt in Form von positiver Regelarbeit $p_{M,T}^{A+}(t)$ vermarktet.

Aus der Kombination dieser Anwendungsfälle ergibt sich für das HCAES die Leistungsbilanz in Nebenbedingung 4.22. Auf der linken Seite stehen die Leistungen der Kraftwerkskomponenten (positiv: Motorbetrieb, negativ: Generatorbetrieb). Die rechte Seite stellt die Summe der ein- und verkauften Leistungen dar (positiv: Einkauf, negativ: Verkauf).

$$\begin{aligned}
 p_E(t) + p_K(t) - p_T(t) &= p_D^E(t) - p_D^V(t) + p_{M,E}^{A-}(t) + p_{M,K}^{A-}(t) - p_{M,T}^{A+}(t) \\
 &\quad + p_{S,E}^{A-}(t) + p_W(t) + p_X(t)
 \end{aligned} \tag{4.22}$$

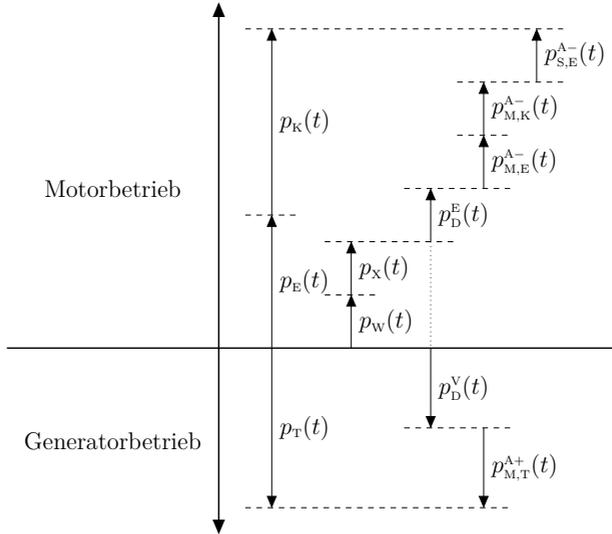


Abbildung 4.1: Leistungen im Modell des HCAES bei gleichzeitiger Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten (für das HES entfallen $p_k(t)$ und $p_{M,K}^{\Delta-}(t)$).

Für das HES gilt die Leistungsbilanz in Nebenbedingung 4.23. Es entfällt lediglich die Kompressorleistung und die mit dem Kompressor anzubietende Regularbeit im Vergleich zur Leistungsbilanz des HCAES.

$$p_E(t) - p_T(t) = p_D^E(t) - p_D^V(t) + p_{M,E}^{\Delta-}(t) - p_{M,T}^{\Delta+}(t) + p_{S,E}^{\Delta-}(t) + p_w(t) + p_x(t) \quad (4.23)$$

4.3.1 Day-Ahead-Markt

Der Einkauf von Energie am Day-Ahead-Markt erfolgt für die Elektrolyse und den Kompressor. Um eine Vermischung des Day-Ahead-Markt mit den Regelenergiemärkten zu verhindern, muss die Summe aus Elektrolyse- und Kompressorleistung in jedem Zeitschritt mindestens so groß sein wie die eingekaufte Leistung am Day-Ahead-Markt (Nebenbedingung 4.24). Am Day-Ahead-Markt wird außerdem die Turbinenleistung verkauft. Zusätzlich kann zuvor eingekaufte Leistung des Wind-

oder Solarparks verkauft werden, wenn diese nicht durch den Betrieb der Elektrolyse oder des Kompressors gespeichert wird. Auch hier wird Nebenbedingung 4.25 eingeführt, um zu gewährleisten, dass keine Regularbeit am Day-Ahead-Markt verkauft wird.

$$p_D^E(t) \leq p_E(t) + p_K(t) \quad (4.24)$$

$$p_D^V(t) \leq p_T(t) + p_W(t) + p_X(t) \quad (4.25)$$

Da das Modell auf viertelstündlichen Zeitschritten basiert ($\Delta t_{15} = 0,25 \text{ h}$), am Day-Ahead-Markt aber Energie in Stunden-Blöcken gehandelt wird, muss die am Day-Ahead-Markt eingekaufte oder verkaufte Leistung innerhalb einer Stunde konstant sein. Das wird mit den folgenden beiden Nebenbedingungen garantiert. T_D sind die Zeitschritte zu Beginn einer vollen Stunde.

$$p_D^E(t) = p_D^E(t+1) = \dots = p_D^E(t+3) \quad \forall t \in T_D \quad (4.26)$$

$$p_D^V(t) = p_D^V(t+1) = \dots = p_D^V(t+3) \quad \forall t \in T_D \quad (4.27)$$

Für das HES wird Nebenbedingung 4.24 mit 4.28 ersetzt.

$$p_D^E(t) \leq p_E(t) \quad (4.28)$$

Eingangsdaten Als Eingangsgrößen werden die Stundenwerte der deutschen Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot für die Jahre 2015 bis 2021 verwendet [3].

4.3.2 Regelenergiemärkte

Die Bereitstellung von Regularbeit erfolgt durch den Betrieb von Elektrolyse, Kompressor und Turbine. Zusätzlich kann das Kraftwerk mit allen drei Komponenten Regelleistung vorhalten. In diesem Modell handelt es sich bei den Regelleistungsmärkten um reine Kapazitätsmärkte, das heißt eine Abrufung der vorgehaltenen

Leistung wird nicht berücksichtigt. Die Komponenten des Speicherkraftwerks können Regelleistung vorhalten, wenn sie mit einer Momentanleistung geringer als die Nennleistung in Betrieb sind. Primärregelleistung wird immer symmetrisch vorgehalten. Die Vorhaltung von Primärregelleistung ist nur möglich, dass die Komponenten bereits im Betrieb ist. Abbildung 4.2 veranschaulicht die Leistungsvorhaltung durch die Komponenten des HCAES.

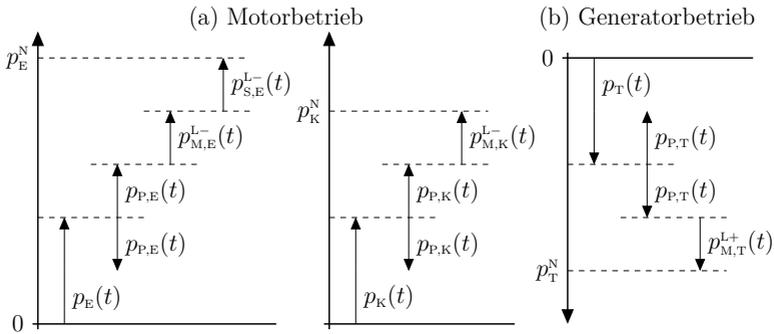


Abbildung 4.2: Leistungsvorhaltung an den Regelenergiemärkten durch die Komponenten des HCAES im (a) Motorbetrieb und (b) Generatorbetrieb.

Im Motorbetrieb können die Elektrolyse und der Kompressor unabhängig voneinander Regelleistung vorhalten. Die Elektrolyse nimmt dabei am Minutenreservemarkt $p_{M,E}^{L-}(t)$ und Sekundärregelleistungsmarkt $p_{S,E}^{L-}(t)$ mit negativer Regelleistung teil und kann zusätzlich symmetrische Primärregelleistung $p_{P,E}(t)$ anbieten, wenn sie in Betrieb ist. Der Kompressor ist weniger flexibel und kommt somit nicht für die Sekundärregelleistung infrage. Mit dem Kompressor kann negative Minutenreserve $p_{M,K}^{L-}(t)$ und im Betrieb auch Primärregelleistung $p_{P,K}(t)$ angeboten werden. Mit der Turbine kann positive Minutenreserve-Regelleistung $p_{M,T}^{L+}(t)$ und Primärregelleistung $p_{P,T}(t)$ vorgehalten werden. Für die Vorhaltung von positiver Sekundärregelleistung ist die Turbine nicht flexibel genug. Für die Modellierung des HES entfallen die Leistungen $p_K(t)$, $p_{M,K}^{L-}(t)$ und $p_{P,K}(t)$.

Für die Vorhaltung der Regelleistung mit der Elektrolyse gelten die Nebenbedingungen 4.29 und 4.30. Die Summe aus Momentanleistung und vorgehaltener Regelleistung an allen drei Regelenergiemärkten darf die Nennleistung der Elektrolyse nicht überschreiten. Primärregelleistung kann nur vorgehalten werden, wenn die Elektrolyse in Betrieb ist (Nebenbedingung 4.30). Für die Vorhaltung von Regelleistung durch den Kompressor gelten die Nebenbedingungen 4.31 und 4.32. Der Kompressor kann aufgrund seiner Trägheit nicht am Sekundärregelleistungsmarkt teilnehmen.

$$p_E(t) + p_{M,E}^{L-}(t) + p_{S,E}^{L-}(t) + p_{P,E}(t) \leq p_E^N \quad (4.29)$$

$$p_{P,E}(t) \leq p_E(t) \quad (4.30)$$

$$p_K(t) + p_{M,K}^{L-}(t) + p_{P,K}(t) \leq p_K^N \quad (4.31)$$

$$p_{P,K}(t) \leq p_K(t) \quad (4.32)$$

Bei der positiven Regelleistung gilt, dass die Summe aus Turbinenleistung, positiver Regelleistung am Minutenreservemarkt und mit der Turbine vorgehaltene Primärregelleistung die Nennleistung der Turbine nicht überschreiten darf (Nebenbedingung 4.33). Die vorgehaltene Primärregelleistung kann außerdem nicht größer sein als die Momentanleistung der Turbine (Nebenbedingung 4.34).

$$p_T(t) + p_{M,T}^{L+}(t) + p_{P,T}(t) \leq p_T^N \quad (4.33)$$

$$p_{P,T}(t) \leq p_T(t) \quad (4.34)$$

Die Höhe der vorgehaltenen Primärregelleistung richtet sich außerdem nach der Flexibilität der Kraftwerkskomponenten. Typische Gasturbinen weisen einen Lastgradienten von 6%/min bis 15%/min auf [92], das entspricht ca. 5% der Nennleistung innerhalb von 30s. Die vorgehaltene Regelleistung wird dementsprechend mit Nebenbedingungen 4.36 und 4.35 begrenzt. Elektrolyseure können hingegen aufgrund von kurzen Anfahrtszeiten und hohen Lastgradienten uneingeschränkt am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen [49].

$$p_{P,K}(t) \leq 0,05 \cdot p_K^N \quad (4.35)$$

$$p_{P,T}(t) \leq 0,05 \cdot p_T^N \quad (4.36)$$

Bei der Teilnahme an den Regelleistungsmärkten muss gewährleistet werden, dass das Speicherkraftwerk in der Lage ist, die Regelleistung bei Abrufung über einen vorgegebenen Zeitraum zu erbringen (15 min bei Primärregelleistung und Sekundärregelleistung, eine Stunde bei Minutenreserve [83, S. 158]). Wenn die Elektrolyse an einem Regelleistungsmarkt teilnimmt, wird mit der Nebenbedingung 4.37 gewährleistet, dass der Speicherinhalt des Wasserstoffspeichers ausreichend niedrig ist: Der Speicherinhalt darf nur so hoch sein, dass die vorgehaltene negative Regelleistung noch abgerufen werden könnte. Nebenbedingung 4.38 gilt für die Vorhaltung von Regelleistung mit dem Kompressor und dem Druckluftspeicher.

$$e_H(t) + p_{M,E}^{L-}(t) \cdot \eta_E \cdot 1 \text{ h} + p_{S,E}^{L-}(t) \cdot \eta_E \cdot 0,25 \text{ h} + p_{P,E}(t) \cdot \eta_E \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_H^N \quad (4.37)$$

$$e_L(t) + p_{M,K}^{L-}(t) \cdot 1 \text{ h} + p_{P,K}(t) \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_L^N \quad (4.38)$$

Bei der Vorhaltung von positiver Regelleistung muss der Speicherinhalt in jedem Zeitschritt groß genug sein, um die vorgehaltene positive Regelleistung bei Abrufung zu erbringen. Nebenbedingungen 4.39 bis 4.39 berücksichtigen diese Einschränkung für die Vorhaltung mit der Turbine.

$$\frac{p_{M,T}^{L+}(t)}{\eta_{T,H}} \cdot 1 \text{ h} + \frac{p_{P,T}(t)}{\eta_{T,H}} \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_H(t) \quad (4.39)$$

$$\frac{p_{M,T}^{L+}(t)}{\eta_{T,L}} \cdot 1 \text{ h} + \frac{p_{P,T}(t)}{\eta_{T,L}} \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_L(t) \quad (4.40)$$

Die Regelleistungsvorhaltung ist innerhalb eines 4-Stunden-Blocks konstant (Nebenbedingungen 4.41 bis 4.43). $T_M = T_S = T_P$ sind die Zeitschritte zu Beginn eines 4-Stunden-Blocks.

$$p_{M,i}^{L-}(t) = p_{M,i}^{L-}(t+1) = \dots = p_{M,i}^{L-}(t+15) \quad \forall i = \{E, K, T\} \wedge \forall t \in T_M \quad (4.41)$$

$$p_{S,E}^{L-}(t) = p_{S,E}^{L-}(t+1) = \dots = p_{S,E}^{L-}(t+15) \quad \forall t \in T_S \quad (4.42)$$

$$p_{P,i}(t) = p_{P,i}(t+1) = \dots = p_{P,i}(t+15) \quad \forall i = \{E, K, T\} \wedge \forall t \in T_P \quad (4.43)$$

Bei den Regelarbeitsmärkten handelt es sich um reine Energiemärkte, das bedeutet, dass die Bereitstellung von Energie, nicht die Vorhaltung von Leistung, vergütet wird. Negative Regelarbeit am Minutenreservemarkt wird von der Elektrolyse und dem Kompressor bereitgestellt. Negative Sekundärregelarbeit kann nur mit der Elektrolyse bereitgestellt werden, da der Kompressor nicht flexibel genug ist. Nebenbedingungen 4.44 und 4.45 gewährleisten, dass die Regelarbeit durch die jeweilige Komponente bereitgestellt wird, sodass die Energiemärkte nicht vermischt werden.

$$p_{M,E}^{\Lambda-}(t) + p_{S,E}^{\Lambda-}(t) \leq p_E(t) \quad (4.44)$$

$$p_{M,K}^{\Lambda-}(t) \leq p_K(t) \quad (4.45)$$

Positive Regelarbeit am Minutenreserve-Markt wird mit der Turbine erbracht. Die Leistung des Wind- oder Solarparks kann hierfür nicht verwendet werden, deswegen muss die Momentanleistung der Turbine immer mindestens so groß sein wie die am Minutenreserve-Markt bereitgestellte Regelarbeit.

$$p_{M,T}^{\Lambda+}(t) \leq p_T(t) \quad (4.46)$$

Das Handelsvolumen an den Regelenenergiemärkten ist insgesamt deutlich kleiner als am Day-Ahead-Markt. Um die Modellierung des Speicherkraftwerks als Price Taker zu gewährleisten, muss berücksichtigt werden, dass das Speicherkraftwerk nur einen Bruchteil des Markts bedient. So wird vermieden, dass andere Marktteilnehmer zusätzlich modelliert werden müssen. Die vorgehaltenen Leistung bzw. die abgerufene Arbeit $p_M^i(t)$ darf einen Anteil B_M der insgesamt am Markt vorgehaltenen Leistung bzw. abgerufenen Arbeit $P_M^{i,\max}$ nicht überschreiten. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Teilnahme des Kraftwerks die Marktpreise nicht beeinflusst.

$$p_{M,E}^i(t) + p_{M,K}^i(t) \leq B_M \cdot P_M^{i,\max} \quad \forall i = \{L-, A-\} \quad (4.47)$$

$$p_{M,T}^i(t) \leq B_M \cdot P_M^{i,\max} \quad \forall i = \{L+, A+\} \quad (4.48)$$

$$p_{S,E}^i(t) \leq B_S \cdot P_S^{i,\max} \quad \forall i = \{L-, A-\} \quad (4.49)$$

$$p_{P,T}(t) + p_{P,E}(t) + p_{P,K}(t) \leq B_P \cdot P_P^{\max} \quad (4.50)$$

Für das HES gelten diejenigen Nebenbedingungen nicht, die den Druckluftkompressor oder den Druckluftspeicher beschreiben (4.31, 4.32, 4.38, 4.35 und 4.45). Die Nebenbedingung 4.39, die die Regelleistungsvorhaltung des Wasserstoffspeichers beschreibt, wird durch 4.51 ersetzt. Außerdem gelten zur Begrenzung des Marktvolumens die Nebenbedingungen 4.52 und 4.53 statt 4.47 und 4.50.

$$\frac{p_{M,T}^{L+}(t)}{\eta_T} \cdot 1 \text{ h} + \frac{p_{P,T}(t)}{\eta_T} \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_H(t) \quad (4.51)$$

$$p_{M,E}^i(t) \leq B_M \cdot P_M^{i,\max} \quad \forall i = \{L-, A-\} \quad (4.52)$$

$$p_{P,T}(t) + p_{P,E}(t) \leq B_P \cdot P_P^N \quad (4.53)$$

Eingangsdaten Die Vergütung am Regelleistungsmarkt erfolgt anhand eines Pay-as-Bid-Verfahrens. Das bedeutet, dass ein Marktteilnehmer anhand seines Angebots bezahlt wird, nicht anhand eines Market-Clearing-Preises, wie es beim Day-Ahead-Markt der Fall ist. Ohne die Modellierung anderer Marktteilnehmer ist die Optimierung des Angebots jedoch nicht möglich. Aus diesem Grund wird der Angebotspreis für die Regelleistungsmärkte vorgegeben. Dieses Vorgehen ist unter anderem zu finden in [93], [94], [95] und [96]. Im Folgenden werden die historischen mengengewichteten Durchschnittspreise der verschiedenen Regelleistung- und Regelarbeitsmärkte aus [3] verwendet.

Das Speicherkraftwerk wird als Price Taker modelliert, was bedeutet, dass seine Teilnahme an einem Markt keinen Einfluss auf den Marktpreis hat. Diese Vereinfachung setzt voraus, dass der Marktanteil des Speicherkraftwerks ausreichend klein ist. Das Marktvolumen der Regelleistungsmärkte ist für die Primärregelleistungsmarkt am geringsten. In den Jahren 2015 bis 2021 lag die mittlere vorgehaltene Primärregelleistung zwischen 538 MW und 620 MW, das mittlere Marktvolumen des Sekundärregelleistungsmarkts war hingegen mit 1.836 MW bis 2.064 MW deutlich größer. Für den Minutenreservemarkt ist die mittlere vorgehaltene Regelleistung von ca. 2.000 MW in 2015 auf 500 MW bis 1.100 MW in 2021 gesunken. Hinsichtlich der abgerufenen Regelarbeit weist der Minutenreservemarkt ein höheres Marktvolumen als der Sekundärregelarbeitsmarkt. Am Sekundärregelarbeitsmarkt wurden in den Jahren 2015 bis 2021 durchschnittlich 40,4 MWh (positiv) bzw. 28,7 MWh (nega-

tiv) pro Viertelstunde abgerufen, am Minutenreservemarkt hingegen 106,8 MWh (positiv) bzw. 88,6 MWh (negativ). Im Folgenden wird der Marktanteil des Speicherkraftwerks B_i für alle Regelleistung- und -arbeitsmärkte auf 10 % des Marktvolumens gesetzt.

4.3.3 Stromlieferverträge mit EE-Anlagen

Der modellierte Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark umfasst einen Festpreis und eine Abnahmepflicht, wobei das Speicherkraftwerk die Wind- oder Solarenergie selber einspeichern oder am Day-Ahead-Markt verkaufen kann. Es wird die Möglichkeit berücksichtigt, dass die abzunehmende Leistung auf bis zu 70 % der Momentanleistung gesenkt wird, um dem Speicherkraftwerk mehr Flexibilität zu bieten. Das Speicherkraftwerk muss allerdings 100 % der erzeugten Energie zahlen. Eine Reduzierung der verwendeten Leistung ist attraktiv, wenn die Speicher voll sind und der Day-Ahead-Marktpreis niedrig. Der EE-Anlagenbetreiber kann die restlichen 30 % der Momentanleistung selber nutzen. So erhöht sich die Attraktivität des Direktvertrags für beide Seiten.

Im Modell wird die installierte Leistung des Windparks p_w^N und des Solarparks p_x^N optimiert. Mit Nebenbedingungen 4.54 und 4.55 wird gewährleistet, dass die verwendete Wind- und Solarleistung zwischen 70 % und 100 % der Momentanleistung der Anlage liegt. Dabei ist $P_i^n(t)$ die normierte Einspeiseleistung ($i = \{W, X\}$).

$$0,7 \cdot P_w^n(t) \cdot p_w^N \leq p_w(t) \leq P_w^n(t) \cdot p_w^N \quad (4.54)$$

$$0,7 \cdot P_x^n(t) \cdot p_x^N \leq p_x(t) \leq P_x^n(t) \cdot p_x^N \quad (4.55)$$

Die installierten Leistungen des Wind- und Solarparks werden ebenfalls auf 500 MW begrenzt. Dieser Wert wird als realistische, technische obere Grenze für die Nennleistung eines EE-Parks gewählt und dient zusätzlich dazu, zu verhindern, dass das Speicherkraftwerk einen unverhältnismäßigen Anteil der in Deutschland installierten EE-Leistung über Direktverträge bindet.

$$p_w^N \leq 500 \text{ MW} \quad p_x^N \leq 500 \text{ MW} \quad (4.56)$$

Eingangsdaten Als Preise für die Wind- und Solarenergie werden die mengen- gewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte verwendet, die nach dem Direkt- vermarktungsprinzip für Anlagen > 750 kW je Ausschreibungsrunde berechnet werden. Diese lagen im Dezember 2020 bei $K_w = 5,91$ ct/kWh (Wind an Land) und $K_x = 5,1$ ct/kWh (Solar) [84].

Das Verfahren zur Berechnung der normierten Einspeisezeitreihen eines fiktiven Windparks und eines fiktiven Solarparks wird in Anhang B.1 beschrieben. Es werden Wetterdaten einer Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes in Nord- West-Niedersachsen verwendet. Die Leistungskurve des Windparks basiert auf Messdaten von Windenergieanlagen verschiedener Hersteller im 3-MW-Bereich. Beim Solarpark wird eine Südausrichtung mit 30° Neigung angenommen. Außerdem werden die Modultemperatur und Verluste durch Reflexion, Verschmutzung und den Wechselrichter berücksichtigt.

4.3.4 Wasserstoffverkauf und Sauerstoffverkauf

Überschüssiger Wasserstoff, der nicht im Speicherkraftwerk genutzt wird, kann an externe Abnehmer verkauft werden. Die Wasserstoffmenge, die je Zeitschritt verkauft wird, kann entweder direkt aus der Elektrolyse oder aus der Kaverne bereitgestellt werden kann (vgl. Energiebilanzen des Wasserstoffspeichers 4.1 und 4.12). Die zu verkaufende Menge wird optimiert und kann nicht größer sein als die Kapazität der Pipeline P_v^N , hierfür wird folgende Nebenbedingung hinzugefügt.

$$p_v(t) \leq P_v^N \quad (4.57)$$

Die Erlöse durch den Wasserstoffverkauf ergeben sich aus der verkauften Was- serstoffmenge je Zeitschritt multipliziert mit einem Festpreis. Beim Betrieb der Elektrolyse wird zusätzlich Sauerstoff produziert, der ebenfalls verkauft wird. Die Erlöse durch den Sauerstoffverkauf werden in der Zielfunktion ebenfalls über einen Festpreis berücksichtigt. Der Transport von Sauerstoff erfolgt mit Druckflaschen und wird nicht durch eine Transportkapazität begrenzt. Kosten für Trocknung,

Verdichtung, Speicherung und Transport des Sauerstoffs fließen in die Festlegung des Verkaufspreises ein.

Eingangsdaten Die derzeitigen Gesteungskosten für Wasserstoff aus Erdgasreformierung liegen in Europa bei 1,7 \$/kg bezogen auf den unteren Heizwert [54, S. 42]. Die Wasserstoffgestehungskosten für CO₂-freien Wasserstoff liegen aktuell bei 2,7 \$/kg bis über 4 \$/kg [97]. Da die Verdichtung, der Transport und die Reinigung des Wasserstoffs nicht berücksichtigt wird, wird von einem aktuellen Marktpreis von 2 €/kg = 60 €/MWh_{th} ausgegangen.

Beim Bezug von elektrischer Energie zur Erzeugung von Wasserstoff, der nicht rückverstromt wird, fallen Steuern und Abgaben in Höhe von 2,883 ct/kWh_{el} = 4,448 ct/kWh_{th} an². Lediglich die EEG-Umlage [85] und die Netzentgelte [98] entfallen. Nach Abzug der Steuern und Abgaben ergibt sich somit ein Wasserstoffpreis von $K_v = 15,53 \text{ €/MWh}_{th}$.

Die Förderkapazität der Wasserstoff-Pipeline hängt von verschiedenen Parametern ab. Die Förderkapazität einer Pipeline mit einem Durchmesser von 500 mm und einem Betriebsdruck von 50 bar liegt zwischen 300 MW_{th} (25 % Auslastung) und 1.200 MW_{th} (100 % Auslastung). Mit einem Durchmesser von 900 mm steigt die Fördermenge auf 4.700 MW_{th} bei 100 % Auslastung [99, S. 112]. Im Folgenden wird eine maximale Einspeiseleistung von $P_v^N = 500 \text{ MW}_{th}$ des Speicherkraftwerks angenommen, da die Pipeline auch von anderen Marktteilnehmer verwendet wird.

Die Reinheit des Sauerstoffs, der in der Elektrolyse als Nebenprodukt anfällt, ist ausreichend für medizinische Anwendungen [100]. Das Linde-Verfahren ist derzeit die effizienteste und kostengünstigste Technologie zur Erzeugung großer Mengen von medizinischem Sauerstoff. Dieses Verfahren weist einen spezifisches Energiebedarf von 0,5 kWh/Nm³ auf [100]. Bei einem Strompreis von 30,5 €/MWh (Durchschnitt 2020, Datenbasis: [3]) ergeben sich Betriebskosten von 1 ct/kg. Der Großhandelspreis³ lag 2020 bei 15 ct/kg. Da Trocknung, Verdichtung, Speicherung und Transport

²Abnahmefall 24 GWh pro Jahr (2020): 0,226 ct/kWh KWKG-Umlage, 0,12 ct/kWh Konzessionsabgabe, 0,063 ct/kWh §19 StromNEV-Umlage, 0,416 ct/kWh Offshore-Netz-Umlage, 0,0075 ct/kWh Umlage für abschaltbare Lasten und 2,05 ct/kWh Stromsteuer [84, S. 271]

³Telefonische Aussage eines Unternehmens der chemischen Industrie

des Sauerstoffs nicht berücksichtigt wird, wird im Folgenden mit einem Preis von 5 ct/kg gerechnet.

4.4 Zielfunktion

Die Zielfunktion 4.58 des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks (HCAES) stellt die innerhalb des Betrachtungszeitraums erzielten Erlöse am Day-Ahead-Markt und den Minutenreservemärkten sowie die Erlöse durch den Wasserstoff- und Sauerstoffverkauf abzüglich der Kosten für Wind- und Solarenergie und der auf den Betrachtungszeitraum bezogenen Investitionskosten dar. Die Zielfunktion und somit die jährlichen Gewinne werden im Rahmen der Optimierung maximiert.

$$\max \left(\sum_{t=1}^T \left(r_D(t) - c_D(t) + r_M(t) + r_S(t) + r_P(t) + r_V(t) + r_O(t) \right) - c_W - c_X - c_E - c_K - c_T - c_G - c_H - c_L \right) \quad (4.58)$$

Die Erlös- und Kostenterme am Day-Ahead-Markt und den Regelleistungsmärkten sind in Gleichung 4.59 bis 4.63 dargestellt. Die Erlöse am Day-Ahead-Markt $r_D(t)$ ergeben sich aus dem Verkauf von Energie und die Kosten $c_D(t)$ stehen für den Kauf von Energie. Hierbei ist $K_D(t)$ der Preis am Day-Ahead-Markt in €/MWh und $\Delta t_{15} = 0,25$ h die Länge eines Zeitschritts.

$$r_D(t) = K_D(t) \cdot p_D^V(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.59)$$

$$c_D(t) = K_D(t) \cdot p_D^E(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.60)$$

Die Erlöse am Minutenreservemarkt $r_M(t)$ setzen sich zusammen aus den Erlösen für negative und positive Regelleistung und für negative und positive Regelarbeit. Der Preis am Regelleistungsmarkt $K_M^{L-}(t)$ wird für Vorhaltung von Regelleistung innerhalb eines vier-Stunden-Blocks bezahlt und wird mit dem Faktor $1/16$ auf die Zeitschritte aufgeteilt. Am Regelleistungsmarkt wird hingegen die abgerufene Energie vergütet. Ebenso verhält es sich mit den Erlösen am Sekundärregelleistungsmarkt

$r_s(t)$, wobei das Speicherkraftwerk aufgrund der Trägheit der Turbine nur negative Sekundärregelleistung anbieten kann.

$$r_M(t) = \frac{1}{16} \cdot K_M^{L-}(t) \cdot \left(p_{M,E}^{L-}(t) + p_{M,K}^{L-}(t) \right) + K_M^{\Lambda-}(t) \cdot \left(p_{M,E}^{\Lambda-}(t) + p_{M,K}^{\Lambda-}(t) \right) \cdot \Delta t_{15} \\ + \frac{1}{16} \cdot K_M^{L+}(t) \cdot p_{M,T}^{L+}(t) + K_M^{\Lambda+}(t) \cdot p_{M,T}^{\Lambda+}(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.61)$$

$$r_S(t) = \frac{1}{16} \cdot K_S^{L-}(t) \cdot p_{S,E}^{L-}(t) + K_S^{\Lambda-}(t) \cdot p_{S,E}^{\Lambda-}(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.62)$$

$$r_P(t) = \frac{1}{16} \cdot K_P(t) \cdot \left(p_{P,E}(t) + p_{P,K}(t) + p_{P,T}(t) \right) \quad (4.63)$$

Die Kosten für Wind- und Solarenergie $c_w(t)$ und $c_x(t)$ im Rahmen eines Direktvertrags werden anhand der zu optimierenden installierten Leistung des Wind- oder Solarparks und eines konstanten Abnahmepreises K_w bzw. K_x berechnet, wobei $P_w^n(t)$ und $P_x^n(t)$ die normierten Einspeisezeitreihen darstellen. Die Erlöse durch den Wasserstoffverkauf $r_v(t)$ ergeben sich aus der verkauften Wasserstoffmenge und einem konstanten Wasserstoffpreis K_v . Die Erlöse durch den Sauerstoffverkauf $r_o(t)$ entsprechen der elektrischen Elektrolyseleistung multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Elektrolyse, der spezifischen Sauerstoffmenge⁴ und einem konstanten Sauerstoffpreis K_o .

$$c_w = K_w \cdot \sum_{t=1}^T \left(p_w^N \cdot P_w^n(t) \cdot \Delta t_{15} \right) \quad (4.64)$$

$$c_x = K_x \cdot \sum_{t=1}^T \left(p_x^N \cdot P_x^n(t) \cdot \Delta t_{15} \right) \quad (4.65)$$

$$r_v(t) = K_v \cdot p_v(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.66)$$

$$r_o(t) = K_o \cdot 238 \text{ kg}_{O_2}/\text{MWh}_{H_2,th} \cdot \eta_E \cdot p_E(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.67)$$

Die jährlichen Investitionskosten der Speicherkraftwerkskomponenten Elektrolyse c_E , Kompressor c_K , Turbine c_T , Generator c_G , Wasserstoffkaverne c_H und Druckluftkaverne c_L sind in Gleichung 4.68 bis 4.73 dargestellt. Die Investitionskosten berechnen sich aus den auf die Lebensdauer bezogenen jährlichen spezifischen Investitionskosten in €/MW multipliziert mit der Nennleistung. Dabei werden die

⁴Die spezifische Sauerstoffmenge ($238 \text{ kg}_{O_2}/\text{MWh}_{H_2,th}$) setzt sich zusammen aus dem Verhältnis der molaren Massen von Sauerstoff und Wasserstoff und dem Heizwert von Wasserstoff.

Investitionskosten gleichmäßig auf alle Nutzungsjahre aufgeteilt, ohne Zinsen zu berücksichtigen. Die Lebensdauer T wird in Jahren angegeben und ist komponentenspezifisch. Die Investitionskosten enthalten außerdem fixe spezifische Betriebskosten pro Jahr, die komponentenspezifisch als Prozentsatz B^{fix} von den Investitionskosten angegeben werden.

$$c_E = \left(\frac{I_E}{T_E} + B_E^{\text{fix}} \cdot I_E \right) \cdot p_E^N \quad (4.68)$$

$$c_K = \left(\frac{I_K}{T_K} + B_K^{\text{fix}} \cdot I_K \right) \cdot p_K^N \quad (4.69)$$

$$c_T = \left(\frac{I_T}{T_T} + B_T^{\text{fix}} \cdot I_T \right) \cdot p_T^N \quad (4.70)$$

$$c_G = \left(\frac{I_G}{T_G} + B_G^{\text{fix}} \cdot I_G \right) \cdot p_G^N \quad (4.71)$$

Bei den Kavernen sind nur ein Drittel der Investitionskosten von der Speicherkapazität der Kaverne abhängig (I^{var}), zwei Drittel fallen unabhängig von der Größe der Kaverne bei der Aussolung an (I^{fix}).

$$c_H = \left(\frac{I_H^{\text{fix}}}{T_H} + B_H^{\text{fix}} \cdot I_H^{\text{fix}} \right) + \left(\frac{I_H^{\text{var}}}{T_H} + B_H^{\text{fix}} \cdot I_H^{\text{var}} \right) \cdot e_H^N \quad (4.72)$$

$$c_L = \left(\frac{I_L^{\text{fix}}}{T_L} + B_L^{\text{fix}} \cdot I_L^{\text{fix}} \right) + \left(\frac{I_L^{\text{var}}}{T_L} + B_L^{\text{fix}} \cdot I_L^{\text{var}} \right) \cdot e_H^N \quad (4.73)$$

Beim Wasserstoff-Speicherkraftwerk (HES) unterscheidet sich die Zielfunktion 4.74 nur insofern von der Zielfunktion 4.58 des HCAES, dass die Investitionskosten für Druckluftkaverne und Druckluftkompressor nicht enthalten sind.

$$\max \left(\sum_{t=1}^T \left(r_D(t) - c_D(t) + r_M(t) + r_S(t) + r_P(t) + r_V(t) + r_O(t) \right) - c_W - c_X - c_E - c_T - c_G - c_H \right) \quad (4.74)$$

Die Gleichungen zur Berechnung der Erlöse am Minutenreserve-Markt 4.61 und am Primärregelleistungsmarkt 4.63 werden ersetzt durch 4.75 und 4.76.

$$r_M(t) = \frac{1}{16} \cdot K_M^{L-}(t) \cdot p_{M,E}^{L-}(t) + K_M^{A-}(t) \cdot p_{M,E}^{A-}(t) \cdot \Delta t_{15} \\ + \frac{1}{16} \cdot K_M^{L+}(t) \cdot p_{M,T}^{L+}(t) + K_M^{A+}(t) \cdot p_{M,T}^{A+}(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (4.75)$$

$$r_P(t) = \frac{1}{16} \cdot K_P(t) \cdot \left(p_{P,E}(t) + p_{P,T}(t) \right) \quad (4.76)$$

Eingangsdaten In Teil A werden absolute Investitionskosten je Komponente berechnet (siehe Tabelle 3.3 auf S. 38). Diese werden nun durch die Nennleistung der jeweiligen Komponente geteilt, um die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse, der Turbine, des Generators und des Kompressors zu erhalten, die hier in Tabelle 4.2 dargestellt sind. Die Kosten für die Kavernen bestehen aus fixen Kosten unabhängig von der Größe der Kaverne und variablen Kosten, die mit der Speicherkapazität der Kaverne multipliziert werden. Die Kostenkomponenten werden anhand eines linearen Zusammenhangs und den Eckpunkten $I(250.000 \text{ m}^3) = 25 \text{ Mio. €}$ und $I(1.000.000 \text{ m}^3) = 35 \text{ Mio. €}$ berechnet [51, S.91]. Daraus ergeben sich fixe Kosten für eine einzelne Kaverne von 21,7 Mio. € bzw. 16,3 Mio. € bei gleichzeitigem Bau von zwei Kavernen. Die spezifischen variablen Kosten der Kavernen beziehen sich auf die eingespeicherte Energie und sind aus diesem Grund für die Druckluftkaverne deutlich höher als für die Wasserstoffkaverne.

Tabelle 4.2: Spezifische Investitionskosten der Komponenten des Speicherkraftwerks basierend auf Kostenrechnungen in Teil A.

		HCAES	HES
Elektrolyse	I_E	1.176.103 €/MW	1.172.298 €/MW
Druckluftkompressor	I_K	93.118 €/MW	
Turbine	I_T	22.663 €/MW	79.523 €/MW
Generator	I_G	12.322 €/MW	12.322 €/MW
Wasserstoffkaverne	I_H^{fix}	16,3 Mio. €	21,7 Mio. €
	I_H^{var}	94,8 €/MWh _{th}	126,3 €/MWh _{th}
Druckluftkaverne	I_L^{fix}	16,3 Mio. €	
	I_L^{var}	1.725 €/MWh _{el}	

Die Kosten für die Elektrolyse enthalten die Kosten für die Wasserstoffverdichtung und sind somit etwas höher als in Abbildung 3.2 in Teil A dargestellt (S. 35). Die Wasserstoffverdichtung hat höhere leistungsbezogene Investitionskosten als die Elektrolyse und hat beim HCAES einen höheren Anteil an der Gesamtleistung des Wasserstoffsystems als beim HES. Daraus resultieren höhere leistungsspezifische Investitionskosten für das Elektrolysesystem bei HCAES als beim HES. In den spezifischen Investitionskosten der Turbine sind die Kosten für die Brennkammern enthalten und beim HES zusätzlich die Kosten für die Luftverdichtung des offenen Gasturbinenprozesses, wodurch die spezifischen Investitionskosten der Turbine beim HES deutlich höher sind als beim HCAES.

Für die Lebensdauer aller Komponenten eines konventionellen Gaskraftwerks (Druckluftkompressor, Turbine, Generator) wird $T_K = T_T = T_G = 30$ Jahre und für die fixen Betriebskosten $B_K^{\text{fix}} = B_T^{\text{fix}} = B_G^{\text{fix}} = 4\%$ der Investitionskosten angenommen [101]. Die Lebensdauer von Salzkavernen liegt laut [51, S. 88ff] bei über 30 Jahren und die jährlichen fixen Betriebskosten für die ober- und untertägigen Anlagen entsprechen $0,6\%$ der Investitionskosten. Im Folgenden wird vereinfacht $T_H = T_L = 40$ Jahre und $B_H^{\text{fix}} = B_L^{\text{fix}} = 1\%$ angenommen. Die Lebensdauer von Elektrolyseuren wird häufig in Volllaststunden oder Betriebsstunden angegeben. Da die Betriebsstunden vor der Modellierung kaum abgeschätzt werden können, wird als kalendarische Lebensdauer $T_E = 20$ Jahre gewählt (vgl. [47], [48]). Die jährlichen fixen Betriebskosten werden basierend auf [50] mit $B_E^{\text{fix}} = 2\%$ der Investitionskosten angenommen.

5 Ergebnisse der Dimensionierung

Die optimale Dimensionierung erfolgt in diesem Kapitel für beide Speicherkraftwerkskonzepte anhand der simultanen Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten basierend auf dem im vorherigen Kapitel beschriebenen Modell. Hierbei werden anhand der Kraftwerkseinsatzplanung die ökonomisch optimalen Nennleistungen der Komponenten des Kraftwerks bestimmt. Im Folgenden wird zunächst ein Basisjahr definiert, das die aktuellen und zukünftigen Marktbedingungen angemessen abbildet. Anhand des Basisjahres werden verschiedene Eingangsparameter der Energiemärkte variiert und deren Einfluss auf die Ergebnisse der Dimensionierung untersucht. Zum Schluss werden drei Preisszenarien entwickelt, die für die Dimensionierung des Speicherkraftwerks verwendet werden.

5.1 Bestimmung eines Basisjahrs

Ziel der Untersuchungen ist zunächst die Bestimmung eines repräsentativen Zeitverlaufs der Eingangszeitreihen als Basis für die folgende Parametervariation. Ein repräsentativer realer Abschnitt eines Zeitverlaufs ist bei Energiesystemsimulationen immer vorzuziehen im Vergleich zu generischen oder durchschnittlichen Werten, da die Nutzung von durchschnittlichen Werten zur Unterschätzung der Systemkosten und -erlöse führt. Dabei steigt die sinnvolle Länge dieses repräsentativen Abschnitts mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und (saisonalen) Speicher im Energiesystem [102]. Für die Untersuchungen wird als Länge des repräsentativen Abschnitts ein Jahr gewählt.

Zur Bestimmung eines geeigneten Basisjahrs werden die Preis- und Einspeisezeitreihen der Jahre 2015 bis 2021 verwendet. Ziel der Optimierung ist die Maximierung

des jährlichen Gewinns unter Berücksichtigung der Dimensionierung des Speicherkraftwerks anhand der Investitionskosten. Abbildung 5.1 zeigt die Ergebnisse der Dimensionierung der beiden Speicherkraftwerke sowie den Gewinn pro Jahr für jedes Untersuchungsjahr.

Die Optimierung resultiert in der in Abbildung 5.1 (a) und (b) dargestellten Dimensionierung der Nennleistungen der Kraftwerkskomponenten. Beim HCAES wird der Kompressor immer größer dimensioniert als die Elektrolyse, da die spezifischen Investitionskosten des Kompressors geringer sind als die der Elektrolyse. Außerdem weist der Druckluftspeicher einen geringeren Energieinhalt auf als der Wasserstoffspeicher und wird aus diesem Grund deutlich flexibler betrieben, wofür eine höhere Einspeicherleistung benötigt wird. Das HES weist keinen Kompressor auf, sodass die Elektrolyse im Vergleich zum HCAES häufig größer dimensioniert wird. Die Nennleistung der Turbine wird beim HCAES in jedem Jahr auf den Maximalwert von 500 MW gesetzt, nur 2019 ist sie geringer. Beim HES entspricht die optimale Turbinenleistung hingegen nur im Jahr 2021 dem oberen Grenzwert.

Die Dimensionierung der Speicherkapazitäten von Wasserstoff und Druckluft ist in Abbildung 5.1 (c) und (d) dargestellt. Die Speicherkapazität kann zwischen 250.000 m^3 und $1.000.000 \text{ m}^3$ bezogen auf das geometrische Volumen variiert werden. Die maximale Speicherkapazität entspricht $E_{\text{H}}^{\text{max}} = 106 \text{ GWh}_{\text{th}}$ für den Wasserstoffspeicher und $E_{\text{L}}^{\text{max}} = 7,7 \text{ GWh}_{\text{el}}$ für den Druckluftspeicher. Beim HCAES entspricht die Kapazität des Druckluftspeichers immer dem oberen Grenzwert, um ausreichend Flexibilität für das Speicherkraftwerk bereitstellen zu können. Das liegt an der geringeren Lade- und Entladedauer des Druckluftspeichers. Bei einem HCAES mit Nennleistungen von 500 MW dauert ein vollständiger Ladevorgang einer Druckluftkaverne mit $1.000.000 \text{ m}^3$ 15,5 h und der vollständige Entladevorgang 22,7 h. Bei einer Wasserstoffkaverne mit gleichem Volumen entspricht die Ladedauer 325,7 h und die Entladedauer 178,8 h. Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers verhält sich bei beiden Konzepten ähnlich und korreliert weder mit den Nennleistungen der Komponenten noch mit dem jährlichen Gewinn, sondern ist vom Betrieb des Kraftwerks abhängig.

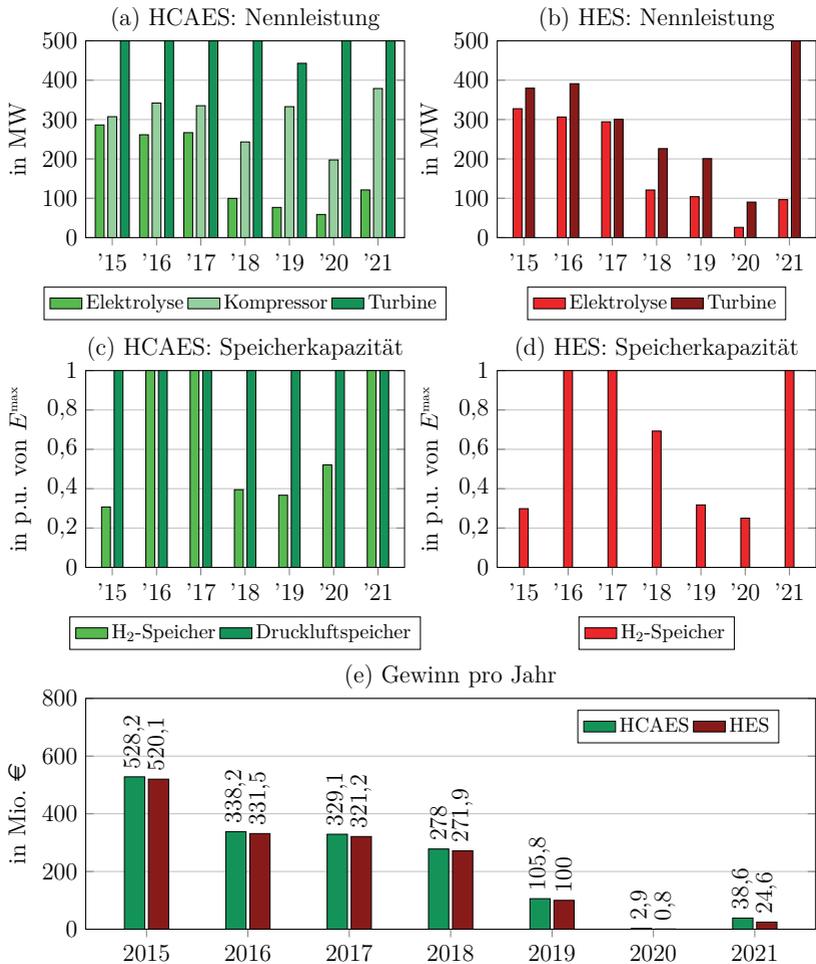


Abbildung 5.1: (a,b) Optimale Nennleistungen der Komponenten und (c,d) optimale Speicherkapazität der Kavernen bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von 1.000.000 m³ sowie (e) resultierender theoretischer Gewinn pro Jahr für beide Speicherkraftwerkskonzepte (Gewinn: Erlöse abzgl. Kosten, Ergebnisse basierend auf einer perfekten Prognose vergangener Preise, vgl. [13]).

Der Gewinn in Abbildung 5.1 (e) setzt sich zusammen aus den Erlösen an den verschiedenen Märkten abzüglich der variablen Kosten und der auf das Jahr bezogenen fixen Investitions- und Betriebskosten. Steuern oder ähnliches werden nicht berücksichtigt. Das Modell basiert auf einer perfekten Prognose der historischen Marktpreise und Einspeisezeitreihen, sodass zu Beginn des Betriebs bereits alle Preise des Betrachtungszeitraums bekannt sind. Der Gewinn entspricht also einer theoretischen Obergrenze und variiert von unter 1 Mio. € bis über 500 Mio. € pro Jahr. Die Gewinne des HCAES Konzepts liegen in jedem Jahr über den jährlichen Gewinnen des HES, obwohl das HCAES mit dem Druckluftkompressor und der Druckluftkaverne zwei zusätzliche Komponenten aufweist. Der Grund dafür ist die bessere Brennstoffausnutzung des HCAES. Durch die Nutzung der Druckluft aus dem Druckluftspeicher ist der Brennstoffwirkungsgrad beim HCAES höher als bei der Gasturbine des HES. Das führt zu einem höheren Speicherwirkungsgrad und dementsprechend besseren Erlösoptionen.

Die starken Schwankungen zwischen den Jahren sind vor allem in den Preisen am Day-Ahead-Markt und an den Regelenenergiemärkten begründet. In Abbildung 5.2 sind die Erlös- und Kostenanteile je Jahr für das HCAES dargestellt sowie für beide Kraftwerke für das Jahr 2020. Der Gewinn setzt sich zusammen aus den Erlösen am Day-Ahead-Markt, an den Regelenenergiemärkten und durch den Wasserstoff- und Sauerstoffverkauf abzüglich der Betriebskosten am Day-Ahead-Markt und für Wind- und Solar-Direktverträge sowie der Investitionskosten der einzelnen Komponenten des Speicherkraftwerks.

In den Jahren 2015 bis 2019 ergibt sich der mit Abstand größte Erlösanteil durch die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt. Grund dafür sind im Vergleich hohe Leistungspreise: 2015 lag der mengengewichtete Durchschnittspreis für die Bereitstellung von Primärregelleistung bei 3.613 €/MW. Ausgehend von diesem Preisgefüge trat im Juli 2019 eine Reform des Primärregelleistungsmarktes in Kraft, um hohe Leistungspreise zu unterbinden, was dazu führte, dass der Durchschnittspreis 2020 nur noch bei 1,77 €/MW lag. Dabei ist das Marktvolumen in etwa konstant geblieben: 2015 lag die vorgehaltene Primärregelleistung im Mittel bei 578 MW und 2020 bei 538 MW [3]. In den Jahren mit hohen Primärregelleistungspreisen

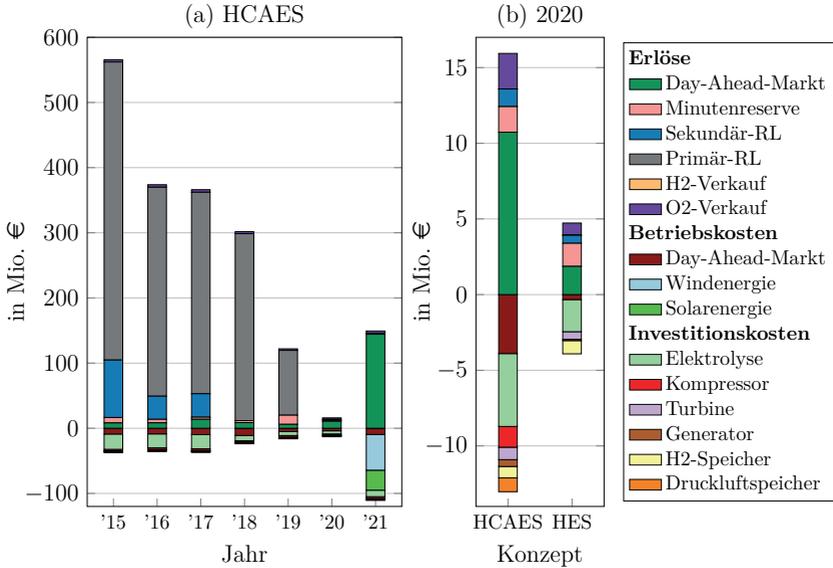


Abbildung 5.2: Anteile der Erlöse, der Betriebskosten und der Investitionskosten pro Jahr (a) für das HCAES und (b) Vergleich der Speicherkraftwerke HCAES und HES für das Jahr 2020.

sind die Ein- und Ausspeicherkomponenten häufig gleichzeitig in Betrieb. Dadurch kann mit allen Komponenten gleichzeitig Primärregelleistung angeboten werden. Die Energiedifferenz, der dabei aufgrund des Speicherwirkungsgrads auftritt, wird am Day-Ahead-Markt gekauft. Nur durch die hohen Regelleistungspreise ist dieses Vorgehen profitabel. Ebenfalls einen großen Anteil an den Erlösen weist der Sekundärregelleistungsmarkt in den Jahren 2015 bis 2017 auf. Auch hier wurden aufgrund von hohen Leistungs- und Arbeitspreisen die Marktvorgaben angepasst, wodurch die Erlösmöglichkeiten an diesem Markt stark gesunken sind.

Im Jahr 2021 sind die Day-Ahead-Marktpreise stark gestiegen: In den Jahren 2015 bis 2020 lag der Durchschnittspreis bei 34,57 €/MWh und 2021 bei 96,85 €/MWh. Das führt zu höheren Erlöse am Day-Ahead-Markt im Vergleich zu den anderen Jahren. Aus diesem Grund ist es im Jahr 2021 außerdem profitabel, je einen

Direktvertrag mit einem Windpark und einem Solarpark abzuschließen, da die Preise für die Direktverträge unter dem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis liegen. In diesem Fall werden drei Viertel der erzeugten EE-Leistung direkt am Day-Ahead-Markt verkauft und nur ein Viertel wird von Elektrolyse und Kompressor eingespeichert, um zu einem späteren Zeitpunkt über die Turbine rückverstromt zu werden.

Das Jahr 2020 ist somit das einzige Jahr, das keine unverhältnismäßig hohen Day-Ahead-Marktpreise oder Regelenergiepreise aufweist. In diesem Jahr liegt der Gewinn pro Jahr bei 2,9 Mio. € für das HCAES. Die Erlöse summieren sich zu 15,9 Mio. €, wobei der Day-Ahead-Markt mit 67 % den größten Anteil hat (vgl. Abbildung 5.2 (b)). Zusätzlich werden 11 % am Minutenreservemarkt und 7 % am Sekundärregelleistungsmarkt erwirtschaftet, wohingegen die Erlöse am Primärregelleistungsmarkt geringer als 1.000 € sind. Überschüssiger Wasserstoff wird nicht verkauft, sodass sich die restlichen Erlöse aus dem Verkauf von Sauerstoff ergeben. Den Erlösen stehen 13 Mio. € Kosten gegenüber. Diese setzen sich zusammen aus den Betriebskosten am Day-Ahead-Markt (30 %) und den Investitionskosten. Wind- und Solarenergie wird nicht eingekauft. Von den Investitionskosten hat die Elektrolyse mit 37 % den größten Anteil, gefolgt vom Kompressor mit 11 %.

Beim HES sind die Erlöse ebenfalls größer als die Kosten, sie sind aber mit 4,7 Mio. € in Summe deutlich geringer. Der schlechtere Wirkungsgrad des HES führen zu geringeren Erlösoptionen am Day-Ahead-Markt. Das hat eine kleinere Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten zu Folge, was wiederum geringere Erlösoptionen nach sich zieht. Der Day-Ahead-Markt hat mit 39 % einen geringeren Anteil als beim HCAES, dafür ist der Anteil des Minutenreservemarkts mit 32 % größer. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 3,9 Mio. €. Hier dominiert die Elektrolyse mit 54 %, denn die Kosten am Day-Ahead-Markt haben nur einen Anteil von 8 %.

Als Basisjahr für weitere Untersuchungen wird das Jahr 2020 ausgewählt. Die Jahre 2015 bis 2019 kommen nicht infrage, da die Regelenergiepreise durch die durchgeführten Umstrukturierungen der Regelenergiemärkte nicht die aktuellen Marktbedingungen widerspiegeln. Das Jahr 2021 wird aufgrund der steigenden Preise

nicht ausgewählt. Eine durchschnittliche Steigerung der Day-Ahead-Marktpreise wird allerdings im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalyse untersucht.

In Abbildung 5.3 sind für eine Beispielwoche im Februar 2020 die Zeitreihen des Speicherinhalts, der Leistungen der Komponenten des HCAES, der Day-Ahead-Marktpreis, die Leistung am Day-Ahead-Markt, die abgerufene Regelarbeit und die vorgehaltene Regelleistung dargestellt. Im Generatorbetrieb speist die Turbine elektrische Leistung ein, die am Day-Ahead-Markt oder am Minutenreservemarkt in Form von positiver Regelarbeit vermarktet wird. Der Speicherinhalt beider Speicher sinkt durch den Turbinenbetrieb. Im Motorbetrieb wird elektrische Energie entweder durch die Elektrolyse genutzt, wodurch sich der Speicherinhalt des Wasserstoffspeichers erhöht, oder der Druckluftkompressor wird betrieben und der Speicherinhalt des Druckluftspeichers steigt. Die elektrische Energie für Elektrolyse und Kompressor wird entweder am Day-Ahead-Markt oder an einem der Regelarbeitsmärkte (negative Minutenreserve oder Sekundärregelenergie) erworben.

Der Betrieb von Turbine und Kompressor wird vor allem von den Day-Ahead-Marktpreisen beeinflusst. Bei hohen Preisen ist die Turbine in Betrieb, bei niedrigen Preisen der Kompressor und beide Komponenten werden fast immer bei Nennleistung betrieben. Die Elektrolyse hat eine niedrigere Nennleistung und damit deutlich höheren Betriebsstunden als die beiden anderen Komponenten und nimmt auch bei mittleren Preisen am Day-Ahead-Markt teil. Die Energie für die Elektrolyse wird zusätzlich häufig über den Sekundärregelarbeitsmarkt eingekauft. Grund dafür ist auch die höhere Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers: Mit 59 MW der Elektrolyse hat der Wasserstoffspeicher eine Ladedauer von 1.442 h, der Druckluftspeicher wird jedoch innerhalb von 39 h geladen mit einer Kompressorleistung von 197 MW. Das führt auch dazu, dass die Elektrolyse teilweise gleichzeitig mit der Turbine in Betrieb ist.

Turbine und Kompressor nehmen hingegen nur selten an den Regelarbeitsmärkten teil. Sind die beiden Komponenten nicht in Betrieb, wird positive bzw. negative Regelleistung für den Minutenreservemarkt vorgehalten. Die Elektrolyse nimmt aufgrund von höheren Erlösen stattdessen am Sekundärregelleistungsmarkt teil. Primärregelleistung ist in der Abbildung nicht dargestellt, da sie in diesem Zeitraum

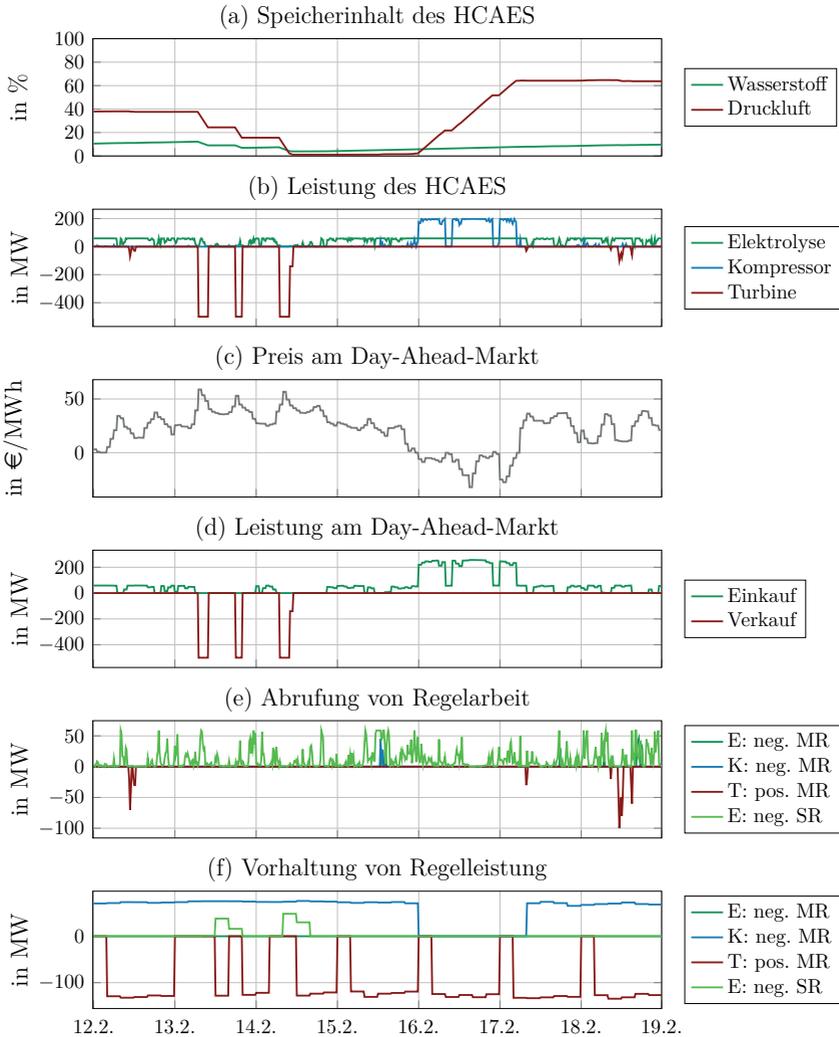


Abbildung 5.3: Zeitreihen des Speichereinhalts und der Leistungen des HCAES und der Leistungen an den Energiemärkten für eine Beispielwoche im Februar des Basisjahrs 2020 (E: Elektrolyse, K: Kompressor, T: Turbine, MR: Minutenreserve, SR: Sekundärregelenergie).

nicht angeboten wird. Sie ist weniger attraktiv als die anderen beiden Regelleistungsmärkte, weil die jeweilige Kraftwerkskomponente für die Vorhaltung von Primärregelleistung für vier Stunden am Stück in Betrieb sein muss.

Im Jahr 2020 hat der Sauerstoffverkauf mit 14,7 % (HCAES) bzw. 17,1 % (HES) einen nicht unerheblichen Anteil an den Erlösen der Speicherkraftwerke. Derzeit wird der Sauerstoffmarkt durch das Linde-Verfahren zur Gastrennung der Umgebungsluft dominiert. Der Sauerstoff, der in der Elektrolyse an Nebenprodukt anfällt, weist einen hohen Reinheitsgrad auf, der vergleichbar oder höher ist als der des Linde-Verfahrens. Mit einem Sauerstoffpreis von 0,15 €/kg ergeben sich für die Elektrolyse spezifische Erlöse von 23,1 €/MWh_{el} für den Verkauf von Sauerstoff. Dem gegenüber stehen 28,8 €/MWh_{el} Steuern und Abgaben für den Einkauf von elektrischer Energie. Mit dem Sauerstoffverkauf könnten diese Kosten fast vollständig gedeckt werden. Trotz dieses erheblichen Erlösvorteils wird der Verkauf von Sauerstoff bei Planung und Betrieb von Elektrolyseuren bisher kaum berücksichtigt. Es bleibt abzuwarten, inwiefern der Ausbau der Elektrolysekapazität in Deutschland Einfluss auf den Sauerstoffmarkt haben wird.

5.2 Sensitivitätsanalyse

Anhand einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss verschiedener Eingangsparameter auf die optimale Dimensionierung der Komponenten und auf die jährlichen Erlöse untersucht. Dabei werden die Investitionskosten der Elektrolyse, die durchschnittlichen Preise am Day-Ahead-Markt, die Abnahmepreise für Direktverträge mit Wind- und Solarparks sowie der Wasserstoffpreis anhand von Zukunftsprognosen basierend auf dem Basisjahr 2020 variiert. Der Einfluss der Regelenenergiepreise auf die Dimensionierung des Speicherkraftwerks ist gering und daher in Anhang B.2.2 dargestellt. Es wird weiterhin das lineare Optimierungsmodell mit perfekter Prognose aus Kapitel 4 verwendet, sodass es sich bei dem resultierenden Gewinn um eine theoretischer Obergrenze handelt.

5.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der beiden Speicherkraftwerkskonzepte setzen sich zusammen aus den Kosten für Kavernen, Elektrolyse, Kompressor, Turbine und Generator. Die Elektrolyse hat dabei mit 37 % (HCAES) bzw. 54 % (HES) den größten Anteil an den Investitionskosten. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung gibt an, dass in Zukunft keine Reduktion der Investitionskosten von Gaskraftwerken zu erwarten sind [87, S. 78]. Eine Reduzierung der Investitionskosten für Salzkavernen ist laut Stolzenburg et al. ebenfalls nicht zu erwarten [51, S. 92]. Bis 2050 ist allerdings ein Reduktion der Investitionskosten der Elektrolyse um ca. 64 % gegenüber 2020 zu erwarten (vgl. Abbildung 3.2 auf S. 35). Im Folgenden werden somit die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse I_E von 0 % bis -70 % in 10%-Schritten gegenüber dem Ausgangswert von 1.176 €/kW variiert. In Abbildung 5.4 sind der resultierende Gewinn pro Jahr und die Investitionskosten der Elektrolyse in Abhängigkeit von den spezifischen Kosten der Elektrolyse dargestellt.

Der theoretische jährliche Gewinn zeigt eine leicht exponentielle Steigerung bei sinkenden Elektrolysekosten: Der Gewinn des HCAES steigt um das Dreifache, wenn die spezifischen Kosten der Elektrolyse um -70 % sinken. Die absoluten Investitionskosten der Elektrolyse steigen dabei von 4,8 Mio. € auf 12,2 Mio. € trotz sinkender spezifischer Kosten, da die Nennleistung der Elektrolyse steigt. Obwohl die Investitionskosten steigen, steigt auch den Gewinn, da sich durch die höhere Nennleistung der Elektrolyse besser Erlösoptionen an den Energiemärkten ergeben. Auch beim HES steigen Gewinn und Investitionskosten der Elektrolyse, die jährlichen Gewinne liegen allerdings weiterhin unterhalb der Ergebnisse des HCAES.

Abbildung 5.5 zeigt die Nennleistungen der Komponenten und die Speicherkapazitäten beider Konzepte in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse. Bei aktuellen Kosten (Änderung = 0 %) liegt die Elektrolyseleistung bei 58,8 MW (HCAES) bzw. 25,9 MW (HES). Die optimale Leistung der Elektrolyse zeigt ein exponentielles Verhalten bei einer Reduktion der spezifischen Kosten, bis -40 % ist der Einfluss allerdings gering. Bei -70 % steigt die Nennleistung der

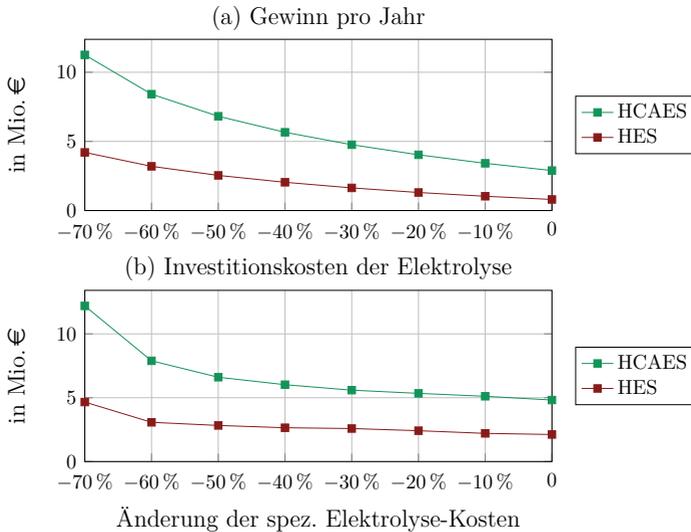


Abbildung 5.4: (a) Gewinn pro Jahr und (b) absolute Investitionskosten der Elektrolyse für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse.

Elektrolyse beim HCAES auf 496 MW und beim HES auf 190 MW. Gleichzeitig ermöglichen geringere Kosten für die Elektrolyse auch eine größere Dimensionierung der anderen Komponenten des Kraftwerks.

Mit steigender Nennleistung der Elektrolyse steigt auch die optimale Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers, damit die Elektrolyse möglichst flexibel betrieben werden kann. Der Druckluftspeicher beim HCAES bleibt konstant auf dem oberen Grenzwert. Auch mit sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse wird weiterhin kein Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark abgeschlossen oder überschüssiger Wasserstoff verkauft.

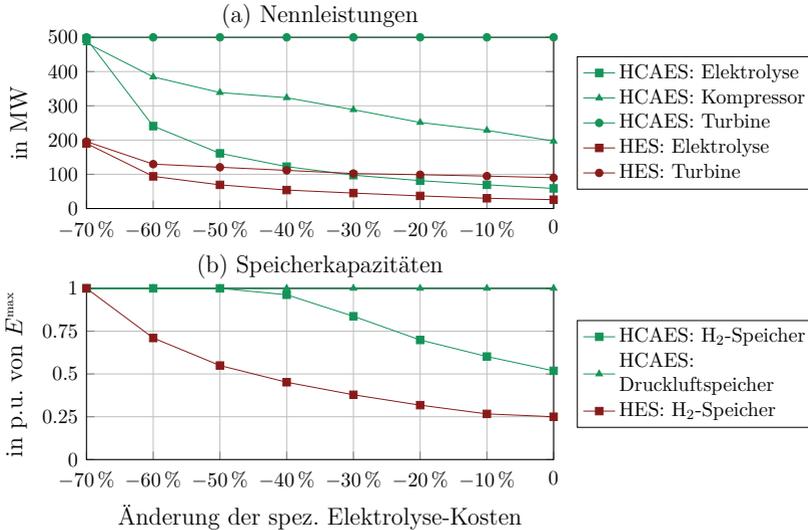


Abbildung 5.5: (a) Nennleistungen der Komponenten und (b) Speicherkapazität bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von $1.000.000 \text{ m}^3$ für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse.

5.2.2 Day-Ahead-Marktpreise

Der Durchschnitt der Day-Ahead-Marktpreise im Jahr 2020 lag bei $30,5 \text{ €/MWh}$ [3]. Es wird allgemein davon ausgegangen, dass der Strompreis in Zukunft im Durchschnitt steigen wird, wie der Preisverlauf im Jahr 2021 es bereits angedeutet hat (durchschnittlich $96,8 \text{ €/MWh}$ [3]). Abbildung 5.6 zeigt mögliche Entwicklungspfade des nachfragegewichteten Großhandelsstrompreises⁵ bis 2030 in Abhängigkeit von dem Grad der Elektrifizierung, der Verfügbarkeit von Gasimporten und dem Ausbau der erneuerbaren Energien laut einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln [103]. Die günstigste Entwicklung ergibt einen durchschnittlichen Strompreis von 52 €/MWh bis 2030, was einer Steigerung um

⁵Der nachfragegewichteten Strompreis entspricht der Summe der stündlichen Strompreise multipliziert mit der stündlichen Nachfrage dividiert durch die jährliche Nachfrage

5.2 Sensitivitätsanalyse

+71 % gegenüber 2020 entspricht. Bei ungünstigen Entwicklungen steigt der Preis um +340 % auf durchschnittlich 135 €/MWh bis 2030. Ein Rückgang auf oder unter das Niveau von langjährigen historischen Preisen ist nicht zu erwarten.

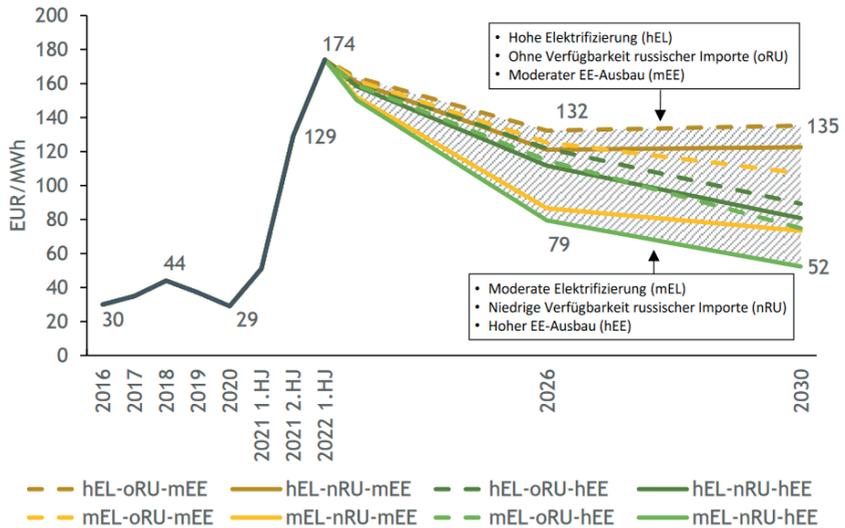


Abbildung 5.6: Entwicklung der Großhandelspreise für Strom bis 2030 in Abhängigkeit von den Einflussfaktoren Elektrifizierung, Verfügbarkeit von russischen Gasimporten und Ausbau der erneuerbaren Energien [103].

Darauf basierend wird der durchschnittliche Day-Ahead-Marktpreis im Folgenden von 0 % bis +350 % in 50 %-Schritten erhöht. Der zeitliche Jahresverlauf der Preise bleibt dabei gleich und basiert auf dem Basisjahr 2020 (siehe Abbildung B.6 im Anhang). In Abbildung 5.7 sind der Gewinn pro Jahr sowie die Erlöse und die Kosten am Day-Ahead-Markt für beide Speicherkraftwerke dargestellt. Der Gewinn pro Jahr zeigt zunächst einen exponentiellen Verlauf, der mit dem Erlösen korreliert. Ab einer Preissteigerung von +200 % steigen die Erlöse am Day-Ahead-Markt und

damit auch der Gewinn nur noch linear. Die Kosten am Day-Ahead-Markt steigen weniger stark als die Erlöse, da aufgrund der Skalierung des Durchschnittspreises auch die negativen Preisspitzen größer werden, die die jährlichen Kosten für die eingekaufte Energie reduzieren. Zum Vergleich: bei aktuellen Preisen setzen sich die Kosten für eingekaufte Energie aus 5,0 Mio. € Kosten und 1,1 Mio. € Erlöse aufgrund negativer Strompreise zusammen. Bei einer Steigerung des Durchschnittspreises um +350 % steigen die Kosten auf 17,1 Mio. € und die Erlöse für eingekaufte Energie bei negativen Strompreisen auf 10,9 Mio. €.

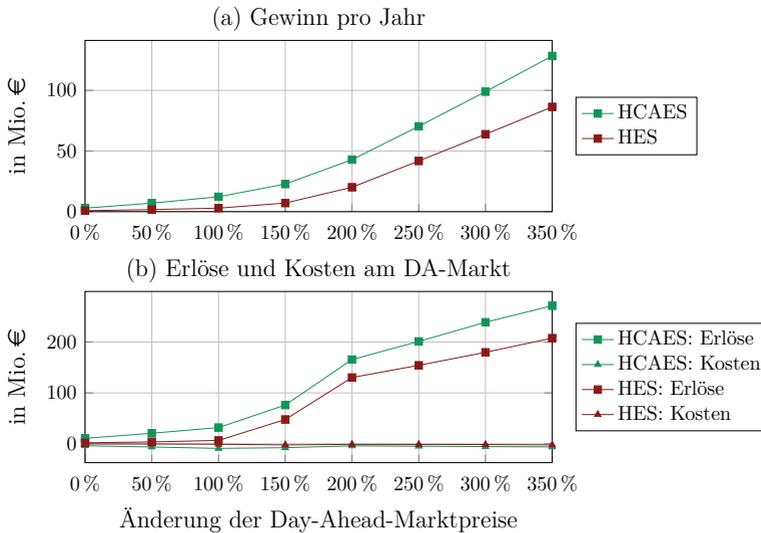


Abbildung 5.7: (a) Gewinn pro Jahr und (b) Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei steigendem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis.

Der durchschnittliche DA-Preis liegt bei einer Steigerung um +100 % mit 61 €/MWh über dem Preis für Solarenergie von 51 €/MWh und über dem Preis für Windenergie von 59,1 €/MWh. Allerdings wird Solarenergie erst ab einer Preissteigerung

um 150 % mit einer installierten Leistung von 500 MW eingekauft und am Day-Ahead-Markt verkauft. Erst ab +200 % wird zusätzlich Windenergie in Form eines Direktvertrags (500 MW) eingekauft. Die Erlöse an den Regelenergiemärkten werden vom Day-Ahead-Marktpreis kaum beeinflusst. Eine Steigerung der Preise führt außerdem nicht dazu, dass überschüssiger Wasserstoff verkauft wird.

Abbildung 5.8 zeigt die Änderung der Nennleistungen und der Speicherkapazitäten der Kraftwerkskomponenten in Abhängigkeit von der Änderung des durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreises. Mit steigenden DA-Preisen steigt beim HCAES zunächst die Nennleistung des Kompressors und im Anschluss die Leistung der Elektrolyse. Bei einer Steigerung um +350 % werden die Leistungen aller Komponenten des HCAES auf den oberen Grenzwert gesetzt. Beim HES erreicht die Leistung der Turbine bei +200 % ihren Grenzwert. Die Leistung der Elektrolyse steigt von 25,9 MW bei 0 % auf 282,1 MW bei +350 %. Die Speicherkapazität des Druckluftspeichers bleibt unverändert hoch. Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers wächst schneller als die Leistung der Elektrolyse und erreicht schon bei einer Preissteigerung um +100 % bzw. +150 % ihren oberen Grenzwert.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Durchschnitt der Day-Ahead-Marktpreise einen erheblichen Einfluss auf die Dimensionierung der Speicherkraftwerke hat. Eine verlässliche langfristige Prognose der Day-Ahead-Marktpreise ist somit wesentlich für die Risikominimierung beim Bau eines solchen Speicherkraftwerks.

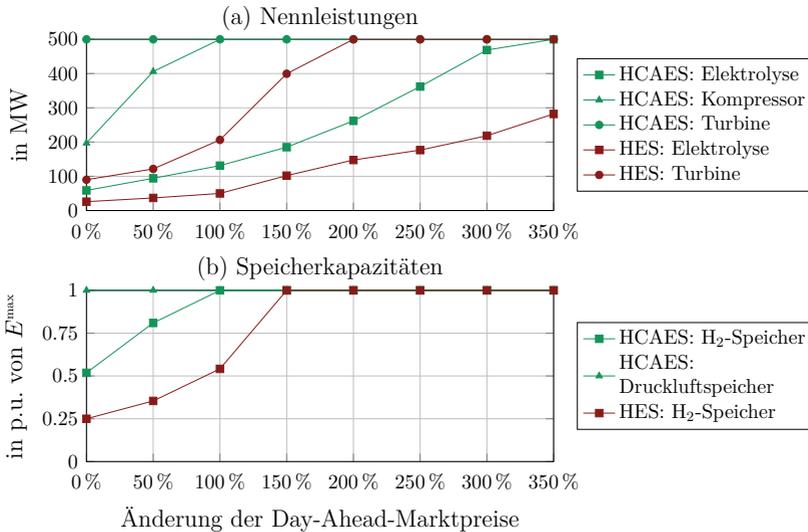


Abbildung 5.8: (a) Nennleistungen der Komponenten und (b) Speicherkapazität bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von 1.000.000 m³ für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei steigendem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis.

5.2.3 Wind- und Solarpreise

Die Wirtschaftlichkeit eines Direktvertrags mit einem Wind- oder Solarpark hängt vor allem von den Preisen für ebendiese Wind- oder Solarenergie ab. Eine Studie des Fraunhofer ISE [104] hat die Entwicklung der Stromgestehungskosten verschiedener Energieträger bis 2040 analysiert. Die Haupteinflussfaktoren der Stromgestehungskosten sind die Anlagenpreise und das Primärenergieangebot. Bei Wind an Land sinken die Kosten von derzeit 4 bis 8,3 ct/kWh auf 3,4 bis 7 ct/kWh. Für Freiflächen-Solaranlagen sinken die Stromgestehungskosten von 2,5 bis 5,7 ct/kWh in 2021 bis 2040 auf 1,8 bis 3,5 ct/kWh [104]. Eine Steigerung der Stromgestehungskosten ist nicht zu erwarten.

Die Abnahmepreise werden im Folgenden von 0 % bis –80 % in 10 %-Schritten

variiert. Die Preise für Wind- und Solarenergie werden gleichzeitig variiert (vgl. Kapitel B.2.3 im Anhang). Als Basiswerte werden wie im Basisjahr die mengen-gewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte des Direktvermarktungsprinzips $K_w = 5,91$ ct/kWh (Wind an Land) und $K_x = 5,1$ ct/kWh (Solar) [84] verwendet. Das Modell zur Bestimmung der optimalen Dimensionierung aus Kapitel 4 sieht vor, dass die Nennleistung des Wind- und Solarparks optimiert wird. Eine Nennleistung von 0 MW entspricht dabei der Entscheidung, keinen Direktvertrag einzugehen.

Abbildung 5.9 zeigt den Gewinn pro Jahr und die Nennleistungen des Wind- und Solarparks in Abhängigkeit von den Abnahmepreisen für Wind- und Solarenergie. Direktverträge mit einem Solarpark werden ab einer Preisreduktion um -60% eingegangen und mit einem Windpark ab -70% . Bei einer Reduktion der Preise um -80% steigt der theoretische Gewinn pro Jahr um das Zehnfache (HCAES) bzw. Zwanzigfache (HES). Dabei wird ein Großteil der EE-Energie direkt am Day-Ahead-Markt weiterverkauft und nur ca. 15% wird vom Speicherkraftwerk gespeichert. Die hohe Reduzierung um -80% entspricht allerdings einem Preis von $1,18$ ct/kWh (Wind) und $1,02$ ct/kWh (Solar) und ist nach aktuellem Stand für zukünftige Entwicklungen nicht realistisch. Das Fraunhofer ISE [104] prognostizieren im besten Fall eine Reduktion um -32% für Windenergie und um -65% für Solarenergie.

Der Direktvertrag sieht vor, dass die Leistung der EE-Parks bis auf 70% der Momentanleistung abgeregelt werden kann, allerdings muss das Speicherkraftwerk die volle Leistung bezahlen. Diese Bestimmung ermöglicht dem Speicherkraftwerk, weniger Energie abzunehmen, wenn die Speicher bereit sehr voll sind und der Day-Ahead-Marktpreis so niedrig ist, dass mit der Verkauf Verluste gemacht werden würden. Durch diese Regelung können insgesamt bis zu 30% der erzeugten EE-Energie abgeregelt werden. Es werden allerdings nur 4% bis 5% der Solarenergie und 5% bis 6% der Windenergie abgeregelt. Dieser Wert ändert sich auch mit sinkenden EE-Preisen nicht. Die Vertragsbestimmung wird also kaum ausgenutzt.

In Abbildung 5.10 ist die Dimensionierung der Komponenten der Speicherkraftwerke in Abhängigkeit von einer Reduktion der Wind- und Solarpreise dargestellt. Die Nennleistungen der Elektrolyse und des Kompressors steigen geringfügig an, wenn

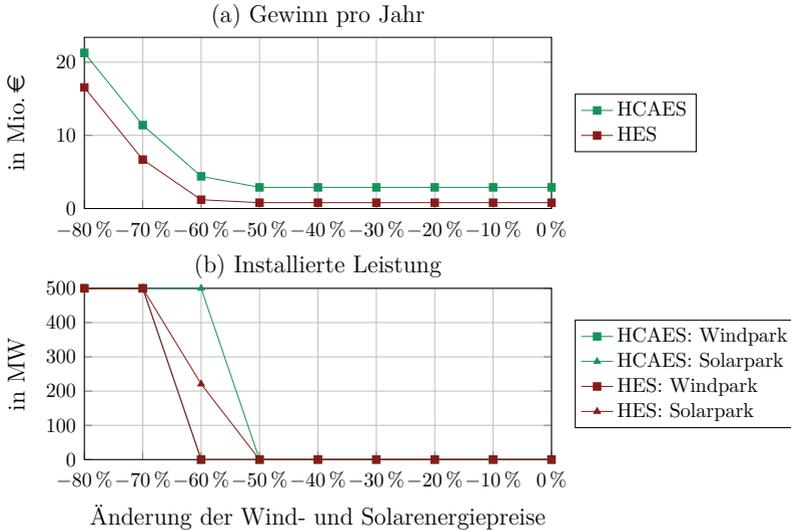


Abbildung 5.9: (a) Gewinn pro Jahr und (b) installierte Leistungen des Wind- und Solarparks für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark.

ein Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark abgeschlossen wird. Die Nennleistung der Turbine des HES zeigt hingegen einen deutlicheren Einfluss durch die Direktverträge. Beim HCAES hat die Änderung der EE-Preise keinen Einfluss auf die Speicherkapazitäten der Kavernen, beim HES hingegen steigt die optimale Kapazität des Wasserstoffspeichers. Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers des HCAES ist ohne Direktverträge doppelt so groß wie die Wasserstoff-Speicherkapazität des HES. Mit Direktverträgen liegt die optimale H_2 -Speicherkapazität des HES leicht über der des HCAES.

Zusammenfassend ist zu erkennen, dass es eine Preisgrenze gibt, die über die Wirtschaftlichkeit eines Direktvertrags entscheidet. Unterhalb dieser Preisgrenze wird ein Direktvertrag mit einem größtmöglichen EE-Park abgeschlossen. Die Höhe des Preises hat dann jedoch keinen Einfluss auf die Dimensionierung von Wind-

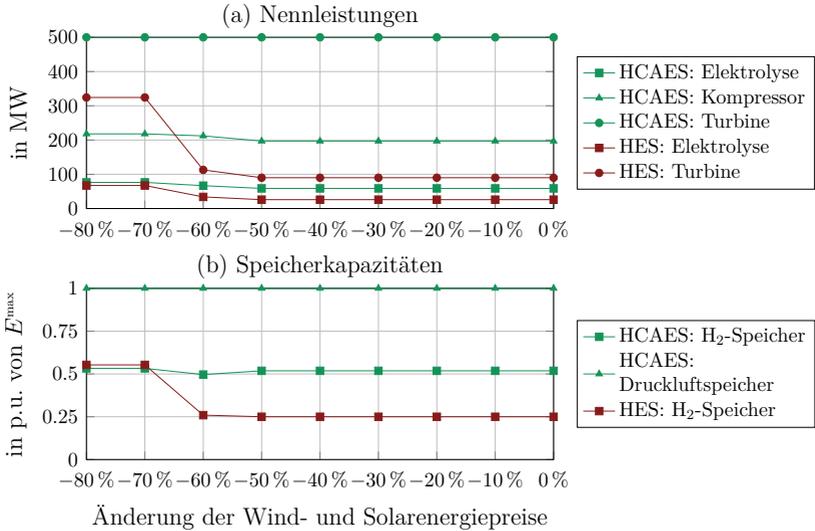


Abbildung 5.10: (a) Nennleistungen der Komponenten und (b) Speicherkapazität bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von 1.000.000 m³ für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark.

und Solarpark oder vom Speicherkraftwerk. Werden Direktverträge mit Wind und Solar profitabel, nähern sich die installierten Leistungen und Speicherkapazitäten des HES an die Ergebnisse HCAES an.

Der Nutzen eines Direktvertrags mit einem Wind- oder Solarpark ist neben dem Abnahmepreis auch vom Preis am Day-Ahead-Markt abhängig. Die Langfristprognose der Kosten für Wind- und Solarenergie sieht nicht vor, dass Windenergie so günstig wird, dass sie in diesem Fall mit Day-Ahead-Marktpreisen für 2020 profitabel wird. In Kapitel 5.3 wird der Einfluss der gleichzeitigen Änderung der Day-Ahead-Marktpreise und der Abnahmepreise für Wind- und Solarenergie untersucht.

Die Ergebnisse beruhen auf einer perfekten Prognose. Diese wird mit einem steigenden Anteil fluktuierender Einspeisung im System weniger realistisch. Die Ergebnisse

des theoretischen Gewinns würden somit in der Realität bei Direktverträgen mit großen EE-Parks den tatsächlichen Gewinn deutlicher überschätzen als ohne Direktverträge.

5.2.4 Wasserstoffpreis

Für das zukünftige Energiesystem wird Wasserstoff als Energieträger in vielen Prognosen als essentieller Baustein der Energiewende angesehen. Je nach Ausmaß der Nutzung von Wasserstoff ergeben sich lokale und globale Wasserstoffmärkte. Der Einfluss des Wasserstoffpreises auf die Dimensionierung des Speicherkraftwerks wird im Folgenden untersucht. Als Basiswert für den Verkauf von Wasserstoff an die Industrie wird analog zu Kapitel 4 ein Preis von $K_v = 15,53 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ verwendet, der sich aus dem Marktpreis von $2 \text{ €/kg}_{\text{H}_2}$ abzüglich der Steuern und Abgaben auf Strom für Power-to-Gas-Anlagen in Höhe von $2,88 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ berechnet.

Eine Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts [105] hat die Wasserstoffgestehungskosten von verschiedenen Produktionspfaden für den Standort Deutschland im Jahr 2030 und 2050 untersucht. Die Ergebnisse für das Jahr 2030 sind in Abbildung 5.11 dargestellt. Wasserstoff aus in Deutschland installierten Elektrolyse-Systemen, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden, liegt bei 3 bis $3,5 \text{ €/kg}$. Wenn der Wasserstoff aus Spanien oder Algerien importiert wird, liegen die Wasserstoffgestehungskosten bei 2 bis 4 €/kg . Laut [105] können die Gestehungskosten für inländisch produzierten Wasserstoff bis 2050 zusätzlich auf 2 bis $2,4 \text{ €/kg}$ und für importierten Wasserstoff auf unter 1 €/kg sinken.

Der Wasserstoffpreis ist sowohl vom Marktpreis als auch von den Steuern und Abgaben abhängig. Eine Erhöhung des Marktpreises auf $2,5 \text{ €/kg}$ und eine Halbierung der Steuern und Abgaben würde eine Erhöhung des Wasserstoffpreises um $+240 \%$ auf $52,78 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ bedeuten. Auf der anderen Seite resultiert ein Marktpreis von $1,5 \text{ €/kg}$ bei gleichbleibenden Steuern in einem Wasserstoffpreis von $0,53 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Im Folgenden wird der Wasserstoffpreis von 0% bis $+250 \%$ in 25% -Schritten variiert. Eine Analyse der Reduktion des Wasserstoffpreises ist nicht sinnvoll, da schon im Basisszenario kein überschüssiger Wasserstoff verkauft wird.

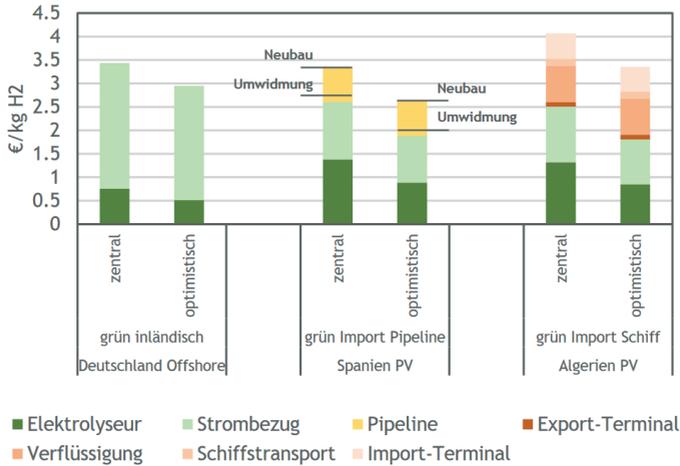


Abbildung 5.11: Vergleich der Gestehungskosten für grünen Wasserstoff bei verschiedenen Produktionspfade im Jahr 2030 [105].

In Abbildung 5.12 ist der theoretische Gewinn pro Jahr und die Menge Wasserstoff, die über eine Pipeline im Jahresverlauf verkauft wird, in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis dargestellt. Der Verkauf von Wasserstoff wird beim HCAES erst ab einer Steigerung des Wasserstoffpreises von +150 % in Anspruch genommen, beim HES schon ab +50 %. Der Gewinn steigt dabei exponentiell und die Ergebnisse des HES nähern sich den Werten des HCAES an. Bis +175 % steigt die Wasserstoffmenge nur moderat auf 370 GWh, bei +200 % liegt der Wert bei über 1.900 GWh. Für 2045 wird laut Agora Energiewende eine inländische Wasserstoffproduktion von 96 TWh pro Jahr prognostiziert [1]. Die Wasserstoffmenge von 2.250 GWh bei +250 % entspräche dann 2,3 % der deutschen Jahresproduktion. Die obere Grenze liegt bei 2.700 GWh, wenn die Elektrolyse eine Leistung von 500 MW aufweist und das ganz Jahr über bei Nennleistung Wasserstoff produzieren würde, der direkt weiterverkauft wird.

Neben dem Wasserstoffverkauf trägt auch der Sauerstoffverkauf zu den Erlösen bei, wobei der Preis für Sauerstoff nicht variiert wird. Mit steigender Menge produziertem Wasserstoff steigt auch die produzierte Sauerstoffmenge, sodass die Erlöse aus dem

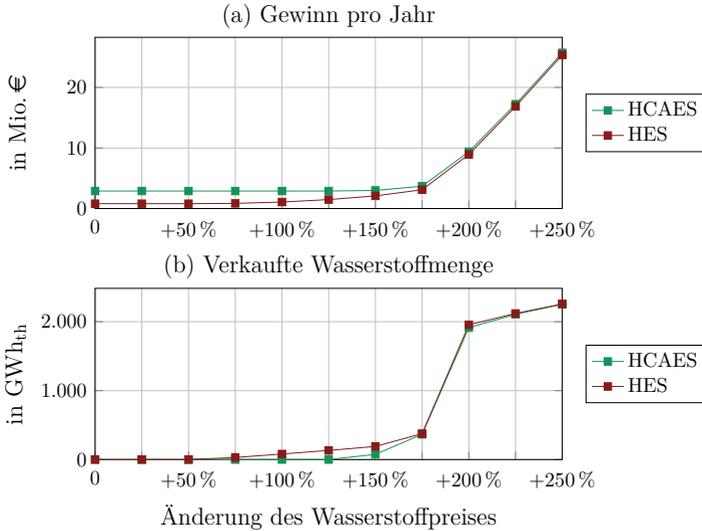


Abbildung 5.12: (a) Gewinn pro Jahr und (b) verkaufte Wasserstoffmenge pro Jahr für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierendem Wasserstoffpreis.

Sauerstoffverkauf ebenfalls steigen. Bei einem Wasserstoffpreis von +250 %, wenn über 2.000 GWh_{th} Wasserstoff pro Jahr produziert werden, steigen die Erlöse des Sauerstoffverkaufs um mehr als das Zehnfache und entsprechen 15 % (HCAES) bzw. 18 % (HES) der Gesamterlöse pro Jahr.

Abbildung 5.13 zeigt die Nennleistungen und Speicherkapazitäten der Speicherkraftwerke in Abhängigkeit vom Wasserstoffpreis. Die Nennleistung der Elektrolyse steigt mit steigendem Wasserstoffpreis exponentiell und erreicht bei +200 % ihren Grenzwert von 500 MW. Ab +125 % liegen die Elektrolyseleistungen von HCAES und HES auf dem gleichen Niveau. Durch den Verkauf von Wasserstoff sinken die Nennleistungen von Turbine und Kompressor. Ab einer Preissteigerung von +150 % sinkt außerdem die optimale Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers beim HCAES auf den unteren Grenzwert. Die Speicherkapazität des Druckluftspeichers sinkt erst ab +175 % und erreicht bei +250 % einen Wert von 0,35 p.u..

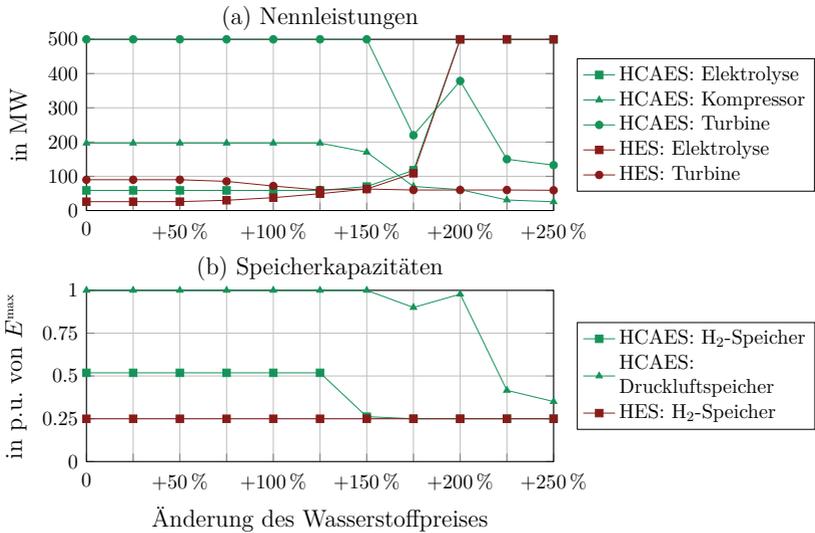


Abbildung 5.13: (a) Nennleistungen der Komponenten und (b) Speicherkapazität bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von 1.000.000 m³ für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierendem Wasserstoffpreis.

Das Szenario mit +200 % stellt beim HCAES eine Ausnahme der Trends dar. Die verkaufte Wasserstoffmenge, die dadurch entstehenden Erlöse und die Nennleistung der Elektrolyse steigen von +150 % zu +200 % exponentiell an. Die Erlöse des Wasserstoffverkaufs können verwendet werden, um die anderen Komponenten des HCAES zu finanzieren, wodurch die Leistung der Turbine und die Speicherkapazität des Druckluftspeichers im Vergleich zu den Werten bei +150 % steigen. Da die Nennleistung der Elektrolyse bei +200 % bereits ihren oberen Grenzwert erreicht hat, kann die Leistung bei +250 % nicht mehr steigen, um mehr Wasserstoff zu produzieren. Die Erlöse steigen in diesem Schritt somit nur geringfügig an.

5.3 Zweidimensionale Sensitivitätsanalyse

Die bisherige Analyse beschränkt sich auf den Einfluss von Änderungen eines einzelnen Parameters, allerdings bedingen sich einige Parameter gegenseitig. So führen z. B. höhere Day-Ahead-Marktpreise ebenso zu einer höheren Wirtschaftlichkeit von Direktverträgen mit EE-Parks wie niedrigere EE-Preise. Im Folgenden werden drei Parameterkombinationen untersucht:

- Investitionskosten der Elektrolyse und Wasserstoffpreis
- Day-Ahead-Marktpreise und Wasserstoffpreis
- Day-Ahead-Marktpreise und Wind- und Solarpreise

Die Parameter werden analog zum vorherigen Unterkapitel variiert. Die Prognose der Regelernergiepreise ist zu unberechenbar und die Preisänderung hat nur wenig Einfluss auf die Dimensionierung der Speicherkraftwerken, daher wird die Variation der Regelernergiepreise nicht weiter berücksichtigt. Die folgenden Ergebnisse werden nur für die Leistung der Elektrolyse des HCAES dargestellt, da die Elektrolyseleistung in den bisherigen Untersuchungen die größte Varianz zeigt.

Investitionskosten der Elektrolyse und Wasserstoffpreis Sowohl die Investitionskosten der Elektrolyse als auch der Wasserstoffpreis haben einen direkten Einfluss auf die Nennleistung der Elektrolyse. Sinken die spezifischen Investitionskosten, steigt die optimale Nennleistung der Elektrolyse und es kann mehr Wasserstoff produziert werden. Es ist davon auszugehen, dass der Schwellenpreis, ab dem es sich lohnt, überschüssigen Wasserstoff zu verkaufen, mit sinkenden spezifischen Elektrolysekosten ebenfalls sinkt. In Abbildung 5.14 ist die optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von einer Reduzierung der spezifischen Elektrolysekosten und einer Steigerung des Wasserstoffpreises dargestellt. Die rote Linie zeigt die Grenze, ab der Wasserstoff verkauft wird. Bei aktuellen spezifischen Elektrolyse-Kosten ist ein Wasserstoffverkauf erst bei einer Änderung der Preise um +150% gewinnbringend. Wenn die Elektrolysekosten um -70% sinken, wird bereits bei einem Wasserstoffpreis von +25% überschüssiger Wasserstoff verkauft.

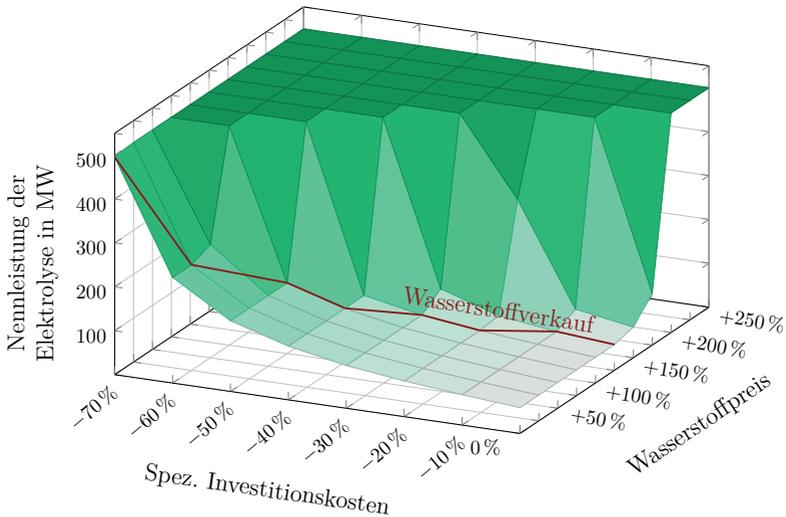


Abbildung 5.14: Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse und dem Wasserstoffpreis (rote Linie: Grenze für Wasserstoffverkauf).

Beide Parameter haben einen exponentiellen Einfluss auf die Leistung der Elektrolyse, wobei der Einfluss des Wasserstoffpreises größer ist. Die optimale Elektrolyseleistung erreicht bei aktuellen Investitionskosten die obere technische Grenze von 500 MW bei einer Steigerung des Wasserstoffpreises um +200%. Sinken die Investitionskosten um -70%, wird die Grenze schon bei +25% erreicht. Die spezifischen Investitionskosten haben außerdem im Vergleich zum Wasserstoffpreis einen geringeren Einfluss auf den jährlichen Gewinn: Bei -70% Investitionskosten steigt der Gewinn um den Faktor 3, bei +250% Wasserstoffpreis jedoch um den Faktor 8. Liegen beide Parameter an ihrer prognostizierten unteren bzw. oberen Grenze, steigt der theoretische Gewinn um den Faktor 19 im Vergleich zum Basisszenario.

Day-Ahead-Marktpreise und Wasserstoffpreis Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffverkaufs ist sowohl abhängig vom Einkaufspreis der Energie als auch vom Verkaufspreis für Wasserstoff und beides hat wiederum Einfluss auf die Nennleistung

der Elektrolyse. In Abbildung 5.15 ist die optimale Nennleistung der Elektrolyse in Abhängigkeit von einer Steigerung der Day-Ahead-Marktpreise und des Wasserstoffpreises dargestellt. Die rote Linie zeigt die Grenze, ab der Wasserstoff verkauft wird. Der Verkauf von Wasserstoff ist nur bei aktuellen Day-Ahead-Marktpreisen und ab einer Steigerung des Wasserstoffpreises über +150 % gewinnbringend. Ab +200 % liegt die Elektrolyseleistung an der oberen technischen Grenze von 500 MW. Bei einer Steigerung der Day-Ahead-Marktpreise ist der Wasserstoffverkauf unabhängig vom Wasserstoffpreis nicht wirtschaftlich.

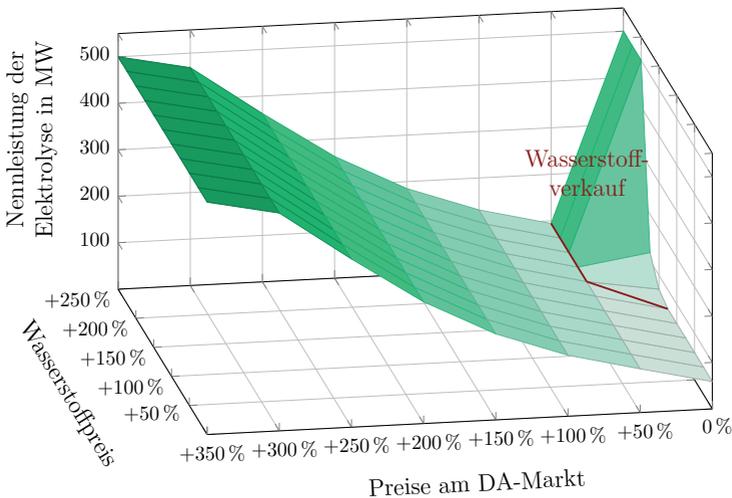


Abbildung 5.15: Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den Day-Ahead-Marktpreisen und dem Wasserstoffpreis (rote Linie: Grenze für Wasserstoffverkauf).

Die Nennleistung der Elektrolyse ist nur mittelbar abhängig vom Day-Ahead-Marktpreis: durch höhere Preise steigen die Erlöse am Day-Ahead-Markt, sodass das Speicherkraftwerk insgesamt größer dimensioniert werden kann. Mit einer größeren Elektrolyseleistung können außerdem Preissenken besser ausgenutzt werden. Aus

diesem Grund steigt die Nennleistung der Elektrolyse bei steigenden Day-Ahead-Marktpreisen langsamer als bei steigenden Wasserstoffpreisen. Die Day-Ahead-Marktpreise haben allerdings aus dem oben genannten Gründen einen stärkeren Einfluss auf den Gewinn: Der Gewinn pro Jahr steigt bei einer Steigerung des DA-Preises um +350 % um den Faktor 44 und bei einer Steigerung der Wasserstoffpreises +250 % nur um das Neunfache.

Day-Ahead-Marktpreise und Wind- und Solarpreise Ob ein Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark wirtschaftlich ist, hängt sowohl vom Einkaufspreis als auch vom Verkaufspreis ab. Der Einfluss der beiden Parameter auf die Nennleistung der Elektrolyse ist allerdings nur mittelbar. Abbildung 5.16 zeigt die optimale Nennleistung der Elektrolyse in Abhängigkeit von einer Steigerung der Preise am Day-Ahead-Markt und einer Reduktion der Preise für Wind- und Solarenergie. Die rote Linie zeigt die Grenze für einen Direktvertrag mit einem Solarpark und die blaue Linie die für einen Direktvertrag mit einem Windpark. Durch einen Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark steigt die Elektrolyseleistung nur geringfügig um maximal 30 % an. Die Preise am Day-Ahead-Markt haben einen deutlich größeren Einfluss auf die optimale Leistung der Elektrolyse und ab +200 % ist keine Änderung der optimalen Leistung in Abhängigkeit von den EE-Preisen zu verzeichnen.

Die Wirtschaftlichkeit der Direktverträge steigt mit steigenden Day-Ahead-Marktpreisen. Bei aktuellen Preisen wird ab -60 % bzw. -70 % ein Direktvertrag mit einem Solarpark bzw. Windpark eingegangen. Steigen die Day-Ahead-Marktpreise auf +150 % bzw. +200 %, wird unabhängig vom EE-Preis je ein Direktvertrag abgeschlossen. Der Gewinn pro Jahr ist stärker abhängig von den Day-Ahead-Marktpreisen als von den Preisen für Wind- und Solarenergie. Bei Day-Ahead-Marktpreisen von +350 % stieg der jährliche Gewinn um den Faktor 44, bei EE-Preisen von -80 % nur um das Siebenfache.

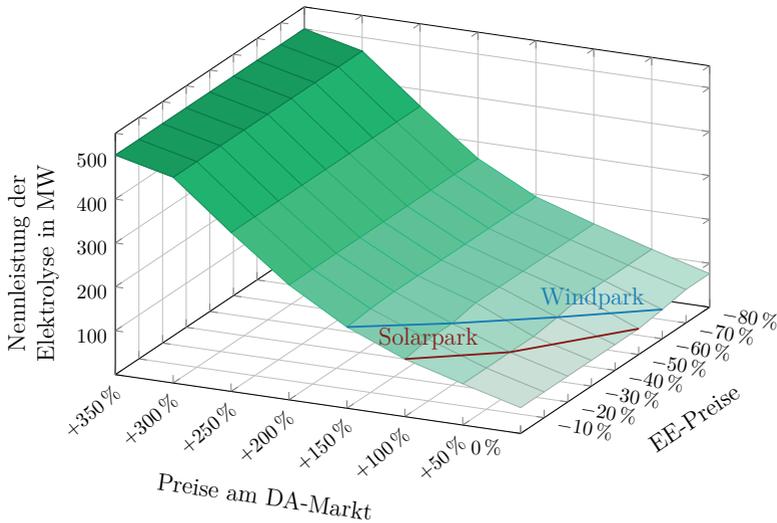


Abbildung 5.16: Optimale Nennleistung der Elektrolyse des HCAES in Abhängigkeit von den Day-Ahead-Marktpreisen und den Abnahmepreisen für Wind- und Solarenergie (rote Linie: Grenze für Direktvertrag mit einem Solarpark, blaue Linie: Grenze für Direktvertrag mit einem Windpark).

5.4 Auswertung

Das Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerk zeigt in allen Untersuchungen höhere jährliche Gewinne als das Wasserstoff-Speicherkraftwerk ohne Druckluftkaverne. Dies hat zwei Gründe: zum einen hat das HCAES einen besseren Speicherwirkungsgrad und eine bessere Brennstoffausnutzung durch die Nutzung der gespeicherten Druckluft im Rückverstromungspfad. Hierdurch kann sowohl mehr Energie zeitlich verschoben als auch insgesamt zurück ins Netz eingespeist werden. Zum anderen führen der zusätzliche Kompressor und der Druckluftspeicher zu einer höheren Flexibilität des Kraftwerks. Die zukünftig erwarteten Entwicklungen führen dazu, dass die Gewinne des HCAES außerdem teils schneller steigen als die Gewinne des HES. Lediglich steigende Wasserstoffpreise führen zu einer Angleichung der jährlichen

Gewinne, da die Erlöse dann vor allem von der Elektrolyse und weniger vom Rückverstromungspfad abhängen. Die folgende Auswertung und die szenarienbasierte Dimensionierung werden aus diesem Grund nur für das Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerk durchgeführt.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die prognostizierten Marktentwicklungen größtenteils positiven Einfluss auf den Betrieb und die Gewinne des Speicherkraftwerks haben. Hierzu gehören die Reduktion der Investitionskosten für Elektrolyse-Systeme, die Zunahme der durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise sowie die Reduktion der Stromgestehungskosten für Wind- und Solarenergie. Eine zukünftige Steigerung des Wasserstoffpreises begünstigt zwar die Wirtschaftlichkeit des Speicherkraftwerks, ist jedoch auf dem Niveau unwahrscheinlich.

Dimensionierung der Elektrolyse Die Elektrolyse ist im Basisjahr mit 58,8 MW (HCAES) bzw. 25,9 MW (HES) die Komponente mit der geringsten Nennleistung, da sie die höchsten spezifischen Investitionskosten aufweist. Dementsprechend wird die Leistung am stärksten von externen Parametern beeinflusst. Der Wasserstoffpreis hat einen exponentiellen Einfluss mit starker Steigung auf die Elektrolyseleistung. Einen vergleichbaren Einfluss haben die Investitionskosten der Elektrolyse, jedoch setzt die exponentielle Steigung hier erst bei größeren Änderungen ein. Die Leistung der Elektrolyse wird auch vom Day-Ahead-Marktpreis exponentiell beeinflusst, allerdings mit einer geringeren Steigung. Die Elektrolyseleistung wird nur geringfügig höher dimensioniert, wenn ein Direktvertrag mit einem EE-Park abgeschlossen wird.

Dimensionierung des Kompressors Der Kompressor des HCAES wird fast immer größer dimensioniert als die Elektrolyse, da die spezifischen Investitionskosten geringer sind. Im Basisjahr liegt die optimale Kompressorleistung bei 197 MW. Die steigenden Day-Ahead-Marktpreise haben den größten Einfluss auf die Erhöhung der Kompressorleistung. Durch geringere spezifische Elektrolysekosten steigt die Kompressorleistung linear. Wird ein EE-Direktvertrag abgeschlossen, wird der

Kompressor etwas größer dimensioniert. Durch den Verkauf von überschüssigem Wasserstoff sinkt die optimale Leistung des Kompressors.

Dimensionierung der Turbine Die Turbine des HCAES wird in fast allen Fällen so groß wie möglich dimensioniert und die optimale Leistung entspricht dann der technischen Grenze von 500 MW. Eine Änderung der Investitionskosten der Elektrolyse, der Day-Ahead-Marktpreise oder der Preise für Wind- und Solarenergie führen nicht dazu, dass die optimale Turbinenleistung sinkt. Lediglich eine Steigerung der Wasserstoffpreise um +225 % führt zu einer Reduktion der optimalen Turbinenleistung.

Dimensionierung der Speicher Im Basisjahr liegt die optimale Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers bei 55 GWh_{th}, das entspricht einer Salzkaverne mit ca. 500.000 m³. Der Day-Ahead-Markt hat auch hier den größten Einfluss, auch wenn der Anstieg der Speicherkapazität im Gegensatz zu den Nennleistungen der anderen Komponenten nur linear von der Steigerung des DA-Preises abhängig ist. Die Speicherkapazität steigt auch linear mit sinkenden Investitionskosten der Elektrolyse. Ein Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpreis beeinflusst die Speicherkapazität nicht. Ab einem Wasserstoffpreis von +150 % sinkt die Speicherkapazität auf die untere technische Grenze.

Der Druckluftspeicher ist immer so groß wie möglich zu wählen. Die optimale Speicherkapazität entspricht dann dem technischen Maximum von 7,7 GWh_{el}, was einem geometrischen Volumen von 1.000.000 m³ gleichkommt. Auch hier führt nur eine Steigerung der Wasserstoffpreise um mindestens +275 % zu einer Reduktion der Speicherkapazität.

5.5 Szenarienbasierte Dimensionierung

Basierend auf den vorangegangenen Untersuchungen werden drei Preisszenarien definiert, für die die optimale Dimensionierung des Wasserstoff-Druckluft-

Speicherkraftwerks bestimmt wird. Da das HCAES immer höhere jährliche Gewinne aufweist als das HES, werden die folgenden Untersuchungen nur noch für das HCAES vorgenommen. Eine Übersicht der Preisszenarien ist in Tabelle 5.1 dargestellt. Das Szenario *basis* beschreibt die Preisstrukturen des Basisjahrs 2020. Das Szenario *moderat* stellt eine moderate und somit wahrscheinliche Preisentwicklung der nächsten Jahre dar. Das Szenario *optimistisch* entspricht einer für das Speicherkraftwerk vorteilhaften Preisentwicklung.

Tabelle 5.1: Definition der Preisszenarien zur Berechnung der optimalen Dimensionierung des HCAES-Speicherkraftwerks.

Preisszenario	<i>basis</i>	<i>moderat</i>	<i>optimistisch</i>
Investitionskosten der Elektrolyse	1.149 €/kW	817 €/kW (-29 %)	413 €/kW (-64 %)
Day-Ahead-Marktpreise (Durchschnitt)	30,5 €/MWh	52 €/MWh (+70 %)	135 €/MWh (+343 %)
Regelenergiepreise	konstant		
Direktvertrag Windpark	5,91 ct/kWh	3,94 ct/kWh (-33 %)	3,40 ct/kWh (-42 %)
Direktvertrag Solarpark	5,10 ct/kWh	3,12 ct/kWh (-39 %)	1,92 ct/kWh (-62 %)
Wasserstoffpreis	2 €/kg abzgl. Steuern	2 €/kg abzgl. Steuern	2 €/kg abzgl. 50 % Steuern (+143 %)

Für das Szenario *moderat* werden die spezifischen Kosten für die Elektrolyse anhand Abbildung 3.2 auf S. 35 für 2030 angenommen und die Kosten bei optimistischer Preisentwicklung entsprechen dem Wert für 2050. Die Untersuchungen in Kapitel 5.2.2 zeigen, dass steigende Day-Ahead-Marktpreise zu höheren Erlösen führen, sodass die durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise der Szenarien *moderat* und

optimistisch der unteren und oberen Grenze der prognostizierten Preise bis 2030 laut [103] (vgl. Abb. 5.6) entsprechen. Die Preise für Direktverträge mit Wind- und Solarparks ergeben sich aus den unteren Grenzen der Stromgestehungskosten für 2021 (*moderat*) und 2040 (*optimistisch*) laut [104]. Die Wasserstoffpreise werden aufgrund der unsicheren Entwicklung in beiden Szenarien nicht variiert, allerdings wird für die optimistische Preisentwicklung angenommen, dass die Steuern und Abgaben auf Strom für Power-to-Gas um 50 % fallen.

Eine optimistische Preisentwicklung entspricht einer für das Speicherkraftwerk vorteilhaften Entwicklung, die jedoch nicht einer volkswirtschaftlich optimalen Entwicklung entsprechen muss. So steigen die Erlöse des Speicherkraftwerks mit steigenden Day-Ahead-Marktpreisen, aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten diese aber so niedrig wie möglich ausfallen. Bei der Steigerung der durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreise werden auch die Preisspitzen und -senken im gleichen Maße skaliert (vgl. Anhang B.2.1). Es wird zwar allgemein davon ausgegangen, dass mit steigendem Anteil volatiler Einspeisung durch erneuerbarer Energien sowohl die Preissenken als auch die Preisspitzen an den Strommärkten steigen. Ob die Extrema sich tatsächlich so entwickeln, bleibt jedoch abzuwarten. Für das optimistische Szenario wird diese Entwicklung trotzdem angenommen, da sie für die Erlösoptionen des Speicherkraftwerks von Vorteil ist.

Die Optimierung der Dimensionierung wird für alle drei Preisszenarien für das Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerk (HCAES) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5.2 dargestellt. Die Elektrolyse weist in den Szenarien *basis* und *moderat* von allen Komponenten die geringste Nennleistung auf, da sie die höchsten spezifischen Kosten hat. Erst bei optimistischen Preisentwicklungen erreicht die Elektrolyse-Leistung auch die technische Obergrenze von 500 MW. Die optimale Leistung des Kompressors ist im *basis*-Szenario drei Mal größer als die Leistung der Elektrolyse. Er erreicht bereits im Szenario *moderat* die technische Obergrenze. Die Nennleistung der Turbine liegt hingegen konstant bei 500 MW. Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers liegt im Szenario *basis* noch bei ca. der Hälfte der technischen Obergrenze und schon im Szenario *moderat* entspricht sie der tech-

Tabelle 5.2: Ergebnisse der Dimensionierung des HCAES-Speicherkraftwerks in Abhängigkeit vom Preisszenario.

Preisszenario	<i>basis</i>	<i>moderat</i>	<i>optimistisch</i>
Nennleistung Elektrolyse	59 MW	197 MW	500 MW
Nennleistung Kompressor	190 MW	500 MW	500 MW
Nennleistung Turbine	500 MW	500 MW	500 MW
Speicherkapazität Wasserstoff	518.388 m ³	1.000.000 m ³	1.000.000 m ³
Speicherkapazität Druckluft	1.000.000 m ³	1.000.000 m ³	1.000.000 m ³
Nennleistung Windpark	0 MW	0 MW	500 MW
Nennleistung Solarpark	0 MW	500 MW	500 MW
Verkaufte Wasserstoffmenge	0 MW _{th} /Jahr	0 MW _{th} /Jahr	0 MW _{th} /Jahr
Investitionskosten	9,1 Mio. €/Jahr	17,8 Mio. €/Jahr	21,8 Mio. €/Jahr
Betriebskosten	3,9 Mio. €/Jahr	25,7 Mio. €/Jahr	56,8 Mio. €/Jahr
Erlöse	15,9 Mio. €/Jahr	61,2 Mio. €/Jahr	276,9 Mio. €/Jahr
Gewinn	2,9 Mio. €/Jahr	17,6 Mio. €/Jahr	198,4 Mio. €/Jahr

nischen Obergrenze. Die Speicherkapazität des Druckluftspeichers wird in allen Preisszenarien so groß wie möglich gewählt.

Die technische Obergrenze der installierten Leistungen von 500 MW wurde gewählt, um eine realisierbare Speicherdimensionierung zu gewährleisten. Die Ergebnisse im Szenario *optimistisch* lassen allerdings vermuten, dass höhere Leistungen noch höhere Gewinne ergeben würden. Neben der fraglichen Realisierung könnte das Speicherkraftwerk dann jedoch am Day-Ahead-Markt vermutlich nicht mehr als Price Taker modelliert werden. Im Jahr 2020 wurde insgesamt 198 TWh am Day-Ahead-

Markt gehandelt [84], das entspricht einem durchschnittlichen Handelsvolumen von 22,6 GW. Eine Leistung von 500 MW weist in diesem Fall einem Marktanteil von 2,2% auf. Eine deutliche Erhöhung der Nennleistung würde bei Teilnahme am Day-Ahead-Markt voraussichtlich zu einer Beeinflussung der Marktpreise führen.

Analog zu der eindimensionalen Sensitivitätsanalyse in Kapitel 5.2.3 wird im Szenario *moderat* zunächst ein Direktvertrag mit einem Solarpark und in Szenario *optimistisch* auch ein Direktvertrag mit einem Windpark abgeschlossen. Hier hat der geringere Preis für Solarenergie einen höheren Einfluss als die geringeren Volllaststunden im Vergleich zur Windenergie. In keinem Szenario wird überschüssiger Wasserstoff verkauft. Der Verkauf von Wasserstoff wäre profitabel, wenn die Wasserstoffgestehungskosten niedriger sind als der Marktpreis für Wasserstoff. Die Wasserstoffgestehungskosten ergeben sich aus den Investitionskosten für Elektrolyse und den Kosten für die eingekaufte Energie. Im Szenario *optimistisch* steigt zwar der Marktpreis für Wasserstoff und zusätzlich sinken die spezifischen Elektrolyse-Kosten und die Kosten für Wind- und Solarenergie, allerdings führen steigende Day-Ahead-Marktpreise dazu, dass der Wasserstoffverkauf weiterhin nicht wirtschaftlich ist.

Die Gesamtinvestitionskosten steigen im Vergleich zum *basis*-Szenario trotz deutlich höherer Nennleistungen im Szenario *moderat* nur um 92% und in Szenario *optimistisch* nur um 132%. Das liegt vor allem an den sinkenden spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse, sodass die Kosten für die Elektrolyse im Szenario *optimistisch* trotz fast 10-facher Leistung nur drei Mal so hoch sind wie im Szenario *basis*. Durch die Direktverträge mit EE-Parks steigen die Betriebskosten in den Szenarien *moderat* und *optimistisch* deutlich im Vergleich zum *basis*-Szenario. Im Szenario *optimistisch* ergeben sich die Betriebskosten zu 68% aus dem Direktvertrag mit dem Windpark, zu 21% aus dem Solar-Direktvertrag und zu 11% aus der Teilnahme am Day-Ahead-Markt. Die höheren Kosten für die Windenergie trotz gleicher Nennleistung wie der Solarpark liegen an den höheren Volllaststunden und dem höheren Abnahmepreis des Windparks. Die Erlöse hingegen beruhen vor allem auf dem Verkauf von Energie am Day-Ahead-Markt. Im Szenario *basis* werden zwei Drittel der Erlöse am Day-Ahead-Markt erzielt und im Szenario *optimistisch* sind es sogar 96%. Grund dafür ist nicht nur der Betrieb der Turbine, sondern

auch der direkte Verkauf der Wind- und Solarenergie ohne Zwischenspeicherung im Speicherkraftwerk.

Die simultane Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten bildet den Kern der Betriebsoptimierung des Speicherkraftwerks. Abbildung 5.17 zeigt, wie häufig das Speicherkraftwerk an welchem Markt teilnimmt als jährlichen Zeitanteil. Ein Anteil von 0,5 bedeutet, dass das Speicherkraftwerk 50 % des Betrachtungszeitraums dieses Produkt anbietet bzw. einkauft.

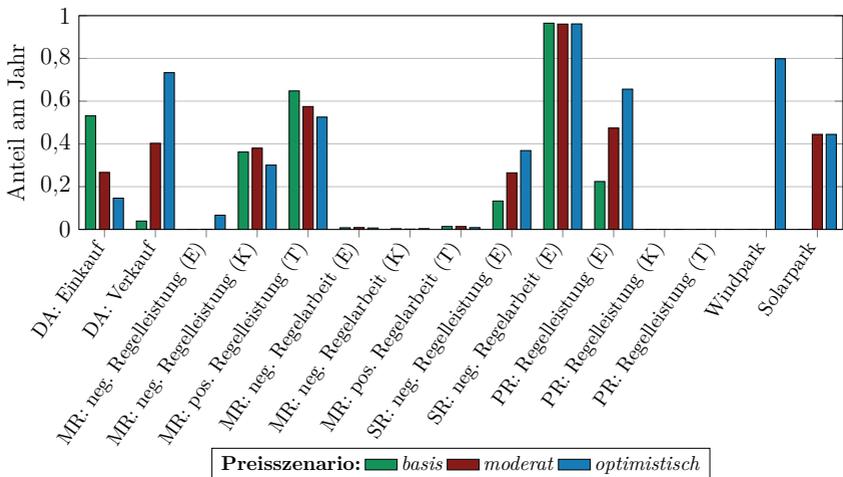


Abbildung 5.17: Teilnahme des HCAES an den verschiedenen Energiemärkten als Anteil am Jahr in Abhängigkeit vom Preisszenario (E: Elektrolyse, K: Kompressor, T: Turbine, DA: Day-Ahead-Markt, MR: Minutenreserve, SR: Sekundärregelenergie, PR: Primärregelenergie).

Mit steigenden Szenario sinkt der Anteil der eingekauften Energie am Day-Ahead-Markt und der Anteil der verkauften Energie steigt. Grund dafür sind die Direktverträge mit Wind- und Solarparks, die dazu führen, dass weniger Energie eingekauft werden muss, aber mehr Energie verkauft werden kann. Am Minutenreservemarkt

wird vor allem positive Regelleistung mit der Turbine und negative Regelleistung mit dem Kompressor angeboten. Die Bereitstellung von Regelarbeit am Minutenreservemarkt spielt aufgrund geringer Preise kaum eine Rolle: die Anteile liegen bei allen drei Komponenten bei unter 2 % des Jahres.

Die Elektrolyse zeigt deutlich höhere Betriebsstunden als die Turbine und der Kompressor, was sich am Sekundärregelarbeitsmarkt und Primärregelleistungsmarkt widerspiegelt. Die Elektrolyse ist aufgrund der Flexibilitätsanforderungen die einzige Komponente, die Sekundärregelenergie bereitstellen kann. Da die Erlösoptionen für Sekundärregelleistung besser sind als für Minutenreserve, bietet die Elektrolyse ihre Regelleistung vor allem am Sekundärregelleistungsmarkt an. Der negative Sekundärregelarbeitsmarkt zeigt den größten Anteil aller Energiemärkte: über 95 % des Jahres nimmt die Elektrolyse an diesem Markt teil. Der Vorteil der negativen Regelenergie liegt darin, dass das Speicherkraftwerk für den Verbrauch von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt belohnt wird. 24 % des Jahres ist der Preis positiv, d.h. das Speicherkraftwerk erhält eine Vergütung für den Verbrauch von Energie. In der restlichen Zeit des Jahres liegt der Durchschnittspreis bei $-11,7 \text{ €/MWh}$ und damit deutlich unter dem durchschnittlichen DA-Marktpreis.

Durch die hohen Betriebsstunden bietet die Elektrolyse auch vermehrt Primärregelleistung an. Anders als bei der Elektrolyse wird mit der Turbine in allen drei Preisszenarien in keinem Zeitschritt Primärregelleistung vorgehalten, und mit dem Kompressor wird in den Szenarien *basis* und *moderat* nur in einem vier-Stunden-Block pro Jahr Primärregelleistung angeboten. Grund dafür ist der flexible Betrieb der Komponenten: Für die Vorhaltung von Primärregelleistung müssten die Komponenten vier Stunden am Stück in Betrieb sein und eine Leistung aufweisen, die geringer als die Nennleistung ist, aber mindestens so groß wie die vorgehaltene Primärregelleistung. In allen drei Preisszenarien gibt es weniger als 75 Zeitschritte, in denen an keinem Markt teilgenommen wird.

Alleinige Teilnahme am Day-Ahead-Markt Die bisherigen Ergebnisse basieren auf der gleichzeitigen Teilnahme am Day-Ahead-Markt und den Regelenergiemärkten sowie der Möglichkeit, Direktverträge mit Wind- und Solarparks abzuschließen

und Wasserstoff bzw. Sauerstoff zu verkaufen. Dabei hat der Day-Ahead-Markt den größten Anteil an den Erlösen und den Betriebskosten. Die Modellierung wird wiederholt, allerdings ohne die Möglichkeit der Teilnahme an der Regelenenergiemärkten, ohne Direktverträge und ohne Wasserstoff- und Sauerstoff verkauft. Wenn das HCAES nur am Day-Ahead-Markt teilnimmt, ist es im Szenario *basis* nicht rentabel und alle Nennleistungen werden auf Null gesetzt. Im Szenario *moderat* sind die optimalen Nennleistungen der Elektrolyse und des Kompressors bis zu ein Drittel niedriger als in Tabelle 5.2 und der jährliche Gewinn beträgt 2,2 Mio. € im Vergleich zu 17,6 Mio. €. Im Szenario *optimistisch* ist der jährliche Gewinn mit 61 Mio. € ca. 70 % niedriger als bei der gleichzeitigen Teilnahme an mehreren Märkten, aber die optimale Dimensionierung entspricht Tabelle 5.2. Trotz des großen Anteils des Day-Ahead-Markt an den Kosten und Erlösen ist es somit mit heutigen Preisstrukturen notwendig, auch am Regelenenergiemarkt teilzunehmen und den überschüssigen Sauerstoff zu verkaufen. In Zukunft führt dies außerdem dazu, dass höhere Erlöse erzielt werden können.

Konstantes Volumen der Salzkavernen Das geometrische Volumen von Salzkavernen hängt von den geologischen Gegebenheiten des Kraftwerksstandorts ab. Je nach Geologie kann die Speicherkapazität zusätzlich durch den maximal zulässigen Kavernendruck beeinflusst werden, der wiederum von der Lage der Kaverne abhängt. Um den Einfluss der maximalen Speicherkapazität auf die Ergebnisse der Dimensionierung der Nennleistungen zu untersuchen, wurde die Optimierung erneut durchgeführt, allerdings mit einer nicht zu optimierenden, konstanten Speicherkapazität von 250.000 m³ für beide Kavernen. Das entspricht der unteren Grenze in den bisherigen Untersuchungen. Im *basis*-Szenario liegen die Nennleistungen dann ein Drittel bis ein Halb niedriger als in Tabelle 5.2. Der jährliche Gewinn sinkt dadurch geringfügig von 2,9 Mio. € auf 2,3 Mio. €. Im Szenario *optimistisch* liegen alle drei Nennleistungen wieder bei 500 MW und der theoretische jährliche Gewinn liegt bei 174,9 Mio. € statt 198,4 Mio. €. Die Standortbedingungen und die sich daraus ergebenden verfügbaren Speicherkapazitäten haben somit nur einen geringen Einfluss auf die Dimensionierung der obertägigen Komponenten und auf die Wirtschaftlichkeit.

Die Dimensionierung der Nennleistungen und Speicherkapazität im Szenario *basis* ähnelt bei einem vorgegebenen Kavernenvolumen von 250.000 m³ dem bestehenden Druckluftspeicherwerk Huntorf. Mit einer Elektrolyse im mittleren zweistelligen MW-Bereich und einer weiteren Salzkaverne könnte das Kraftwerk Huntorf somit in ein emissionsfreies Wasserstoff-Druckluftspeicherwerk umgebaut werden, das bereits mit den aktuellen Preisstrukturen gewinnbringend betrieben werden kann.

Konstante Investitionskosten der Elektrolyse Die Preisszenarien in Tabelle 5.1 berücksichtigen sowohl die Reduzierung der Investitionskosten der Elektrolyse als auch die zukünftige Entwicklung der Energiepreise. Für Anlagenbetreiber ist es jedoch auch interessant, wie sich die optimale Dimensionierung ändert, wenn das Speicherkraftwerk unter aktuellen Bedingungen gebaut wird, aber unter zukünftigen Bedingungen betrieben wird. Die szenarienbasierte Dimensionierung wird für die Szenarien *moderat* und *optimistisch* wiederholt, wobei die spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse bei konstanten 1.149 €/kW belassen werden. Im Szenario *moderat* liegt die optimale Leistung der Elektrolyse dann 39 % niedriger als bei sinkenden Investitionskosten (vgl. Tabelle 5.2). Die Nennleistung des Kompressors liegt nur geringfügig niedriger, ebenso wie die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers. Der jährliche Gewinn liegt bei 14,1 Mio. € und ist somit 20 % unter den Ergebnissen in 5.2. Im Szenario *optimistisch* werden alle Nennleistungen und Speicherkapazitäten auf die obere Grenze gesetzt. Der jährliche Gewinn ist allerdings 13,2 % geringer als mit sinkenden Elektrolysekosten. Die Berücksichtigung von konstanten Elektrolysekosten hat somit nur einen geringen Einfluss auf die optimale Dimensionierung und spielt vor allem im Szenario *optimistisch* nur hinsichtlich der jährlichen Erlöse eine Rolle.

Kombination der Dimensionierung mit anderen Preisszenarien Die Optimierung der Betriebsführung wird erneut für alle drei Preisszenarien durchgeführt. Hierbei werden die Nennleistungen der Komponenten anhand der szenarienbasierten Dimensionierung vorgegeben. So soll die Situation dargestellt werden, dass beim Bau

eines Speicherkraftwerks ein Preisszenario als Basis für die Dimensionierung zugrunde gelegt wird, nach Inbetriebnahme allerdings andere Preisstrukturen herrschen. Tabelle 5.3 zeigt den Gewinn pro Jahr in Abhängigkeit von der Dimensionierung und dem Preisszenario. Die Ergebnisse für die Kombination *basis/basis*, *moderat/moderat* und *optimistisch/optimistisch* entsprechen den jährlichen Gewinnen, die in Tabelle 5.2 dargestellt sind.

Tabelle 5.3: Gewinn pro Jahr in Abhängigkeit von der Dimensionierung (Zeilen) und dem Preisszenario (Spalten).

Dimensionierung	Preisszenario		
	<i>basis</i>	<i>moderat</i>	<i>optimistisch</i>
<i>basis</i>	2,9 Mio. €	7,8 Mio. €	27,3 Mio. €
<i>moderat</i>	-13,7 Mio. €	17,7 Mio. €	100,1 Mio. €
<i>optimistisch</i>	-50,7 Mio. €	24,9 Mio. €	198,5 Mio. €

Erfolgt die Dimensionierung des Speicherkraftwerks anhand des Szenarios *basis* (erste Zeile in Tabelle 5.3), beträgt der Gewinn pro Jahr 2,9 Mio. € im Szenario *basis*. Bei einer moderaten Preisentwicklung steigt der jährliche Gewinn ca. das Dreifache und im Szenario *optimistisch* liegt der Gewinn fast zehn Mal höher als im Basisszenario.

Wenn die Dimensionierung anhand des Szenarios *moderat* durchgeführt wird (zweite Zeile in Tabelle 5.3), steigen die Nennleistungen der Komponenten und damit auch die Investitionskosten. Zusätzlich wird Energie von einem Solarpark mit 500 MW installierter Leistung eingekauft. Bei aktuellen Preisstrukturen (Preisszenario *basis*) sind die jährlichen Kosten dadurch größer als die Erlöse und das Speicherkraftwerk macht 13,7 Mio. € Verlust pro Jahr machen. Steigen die Preise hingegen anhand einer optimistischen Prognose, liegen die jährlichen Gewinne über fünf Mal höher als im Szenario *moderat*.

Die Dimensionierung basierend auf dem Szenario *optimistisch* (letzte Zeile in Tabelle 5.3) zeigt aufgrund der hohen Investitionskosten und der Direktverträge mit einem Wind- und einem Solarpark die größte Abhängigkeit von den Eingangsdaten. Hier liegen die jährlichen Verluste mit dem Preisszenario *basis* bei über 50 Mio. €. Mit dem Preisszenario *moderat* liegen die jährlichen Gewinne bei 12,5% im Vergleich zum Szenario *optimistisch*. In keiner Kombination der Dimensionierung und der Preisszenarien wird überschüssiger Wasserstoff verkauft.

Die Dimensionierung basierend auf dem *basis*-Szenario ist somit die einzige Variante, die unabhängig von den Preisentwicklungen wirtschaftlich ist. Wird das Kraftwerk größer dimensioniert, ist das Risiko höher, dass die jährliche Erlöse die Kosten nicht decken, wenn die Preise sich nicht so entwickeln wie prognostiziert. Die Dimensionierung des Kraftwerks ist somit eine Frage der Risikobereitschaft und der Güte der langfristigen Prognose der Preisentwicklungen.

Langfristige Prognose der Day-Ahead-Marktpreise Die hohen Gewinne des Speicherkraftwerks im Szenario *optimistisch* sind vor allem auf das hohe Niveau des Day-Ahead-Marktpreises zurückzuführen. Durch die angewandte Skalierung anhand des durchschnittlichen DA-Preises sinken die negativen Preissenken im gleichen Maße wie die positiven Preisspitzen. Im Szenario *optimistisch* bedeutet dies, dass der DA-Preis bei einem Durchschnitt von 135 €/MWh zwischen -372 €/MWh und 885 €/MWh variiert (vgl. Anhang B.2.1). Es wird zwar im Allgemeinen davon ausgegangen, dass der Preisspread mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien am Strommarkt steigt, es bleibt jedoch abzuwarten ob sich solche Extrema tatsächlich einstellen. Im Vergleich zum Basisjahr 2020 sind die Day-Ahead-Marktpreise im Jahr 2022 deutlich höher. Im Mittel lagen die Preise in diesem Jahr bei 235,45 €/MWh mit einem Preisspread von -19,04 €/MWh bis 871 €/MWh [3]. Im Jahr 2022 lag der Day-Ahead-Marktpreis somit sogar deutlich höher als im Szenario *optimistisch*, wobei die Preisspitzen ähnlich hoch und die Preissenken deutlich niedriger sind.

Die Optimierung der Betriebsführung des Speicherkraftwerks wird erneut durchgeführt mit den Day-Ahead-Marktpreisen für 2022, wobei die Dimensionierung des Szenarios *basis* vorgegeben wird. Die Regelenenergiepreise und alle anderen Parameter

entsprechen weiterhin dem *basis*-Szenario. Der theoretische jährliche Gewinn des Speicherkraftwerks liegt dann bei 42,4 Mio. € und damit um ein Vielfaches höher als im Basisjahr 2020 (2,9 Mio. €) und im Szenario *optimistisch* (27,3 Mio. €, Tabelle 5.3). Die Erlöse am Day-Ahead-Markt sind ca. sieben Mal höher und die Kosten steigen um das sechs-Fache im Vergleich zum Szenario *basis*. Die Ergebnisse zeigen, dass der jährliche Gewinn des Speicherkraftwerks größtenteils vom Durchschnitt des Day-Ahead-Marktpreises abhängt. Ein höherer Durchschnittspreis führt zu höheren Erlösen, dabei ist der Preisspread weniger relevant.

5.6 Zwischenfazit

Die Dimensionierung eines Speicherkraftwerks zur simultanen Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten wird von den Erlösoptionen an den ebendiesem Energiemärkten beeinflusst. Das entwickelte lineare Optimierungsmodell eines Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks und eines Wasserstoff-Speicherkraftwerks stellt die theoretischen Erlöse, Betriebskosten und jährlichen Investitionskosten gegenüber und ermittelt die optimale Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten anhand einer Gewinnmaximierung. Beide Speicherkraftwerke können im Rahmen von heutigen und zukünftigen Preissituationen wirtschaftlich betrieben werden. Das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks zeigt durchweg höhere jährliche Gewinne im Vergleich zum Wasserstoff-Speicherkraftwerk. Grund dafür ist vor allem der um 10 %-Punkte bessere Speicherwirkungsgrad, der durch die deutlich bessere Brennstoffausnutzung bedingt wird. Im Basisjahr 2020 sind die jährlichen Gewinne des HCAES mit 2,9 Mio. € über drei Mal höher als die Gewinne des HES.

Zukünftige Entwicklungen an den Energiemärkten haben einen positiven Einfluss auf die Gewinne des Speicherkraftwerks. Der steigende Day-Ahead-Marktpreis hat dabei den höchsten Einfluss auf die Dimensionierung des Speicherkraftwerks, da vermutet wird, dass der durchschnittliche Day-Ahead-Marktpreis bis 2030 um 70 % bis über 300 % steigen wird gegenüber 2020. Außerdem führen sinkenden Investitionskosten für die Elektrolyse zu höheren Nennleistungen aller Speicherkraftwerkskomponenten.

Steigende Day-Ahead-Preise und sinkenden Stromgestehungskosten führen außerdem dazu, dass Direktverträge mit Wind- und Solarparks in Zukunft profitabel werden. Die Entwicklung der Regelenergiepreise hat hingegen keinen signifikanten Einfluss auf die Dimensionierung des Speicherkraftwerks. Die Entwicklung des Wasserstoffpreises ist ungewiss. Unter aktuellen Bedingungen ist der Verkauf von überschüssigem Wasserstoff nicht profitabel, da die Kosten höher sind als die Erlöse. Eine Steigerung des Wasserstoffpreises oder eine Senkung der Abgaben und Umlagen auf Power-to-Gas-Strom kann dazu führen, dass die Elektrolyse des Speicherkraftwerks größer dimensioniert wird, um überschüssigen Wasserstoff zu verkaufen. Allerdings ist der Verkauf auch bei höheren Wasserstoffpreisen nicht wirtschaftlich, sobald der Day-Ahead-Marktpreis über den Durchschnitt von 2020 steigt.

Bei aktuellen Preisstrukturen liegt die optimale Dimensionierung des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks bei 59 MW (Elektrolyse), 190 MW (Kompressor) und 500 MW (Turbine). Die hohe Ausspeicherleistung wird benötigt, um Preisspitzen am Day-Ahead-Markt auszunutzen. Die Nennleistung der Elektrolyse ist aufgrund höherer spezifischer Investitionskosten kleiner als die des Kompressors. Zukünftige Preisentwicklungen führen zu höheren Nennleistungen und höheren Speicherkapazitäten. Die Größe von vorhandenen Speicherkavernen hat dabei nur einen geringen Einfluss auf die Dimensionierung der obertägigen Komponenten und auf den jährlichen Gewinn. Mit sinkenden Stromgestehungskosten und steigenden Day-Ahead-Marktpreisen wird in zukünftigen Preisszenarien außerdem zunächst ein Direktvertrag mit einem Solarpark und bei optimistischen Entwicklungen auch ein Direktvertrag mit einem Windpark abgeschlossen. Der Verkauf von Wasserstoff ist in keinem Preisszenario sinnvoll, da die Wasserstoffgestehungskosten mit steigenden Day-Ahead-Marktpreisen immer über den Erlösen durch den Wasserstoffverkauf an Industriekunden liegen. Allerdings hat der Verkauf von Sauerstoff unter aktuellen Bedingungen einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Speicherkraftwerks.

Wenn das Wasserstoff-Speicherkraftwerk nur am Day-Ahead-Markt teilnimmt, und die Regelenergiemärkte sowie Direktverträge und der Verkauf von Wasserstoff und

Sauerstoff nicht berücksichtigt werden, ist der Betrieb bei heutigen Preisstrukturen nicht wirtschaftlich. In Zukunft ist allerdings auch in diesem Fall ein profitabler Betrieb möglich, wenn die Day-Ahead-Marktpreise gegenüber 2020 steigen. Die gleichzeitige Teilnahme an mehreren Märkten führt aber immer zu höheren Gewinnen.

Eine größere Dimensionierung der Speicherkraftwerkskomponenten führt zu hohen jährlichen Gewinnen in zukünftigen Preisszenarien. Allerdings steigt auch das Risiko, dass mit dem Betrieb Verluste gemacht werden, wenn die Energiemärkte sich nicht so entwickeln, wie derzeit angenommen. Die Dimensionierung des Kraftwerks ist somit eine Frage der Risikobereitschaft und der Güte der langfristigen Preisprognose.

Die Ergebnisse basieren auf einer perfekten Prognose der Marktpreise über den Zeitraum von einem Jahr. Mit diesem Ansatz werden die jährlichen Gewinne überschätzt, es handelt sich somit um theoretische Obergrenzen. Außerdem werden die Komponenten des Speicherkraftwerks als ideal modelliert und weisen dadurch eine hohe Flexibilität im Betrieb auf. Beide Annahmen sind nicht realistisch, jedoch notwendig, um die optimale Dimensionierung zu bestimmen. Im folgenden Teil C wird der Einfluss von Betriebsrestriktionen und von begrenzten kurzfristigen Prognosehorizonten auf die Betriebsführung eines Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerks untersucht.

Teil C: Betriebsführung von HCAES-Speicherkraftwerken

6 Detailgrad des Speicherkraftwerksmodells

Die vorangegangene Dimensionierung erfolgte anhand eines vereinfachten Modells des Speicherkraftwerks, das nur lineare physikalische Zusammenhänge der Energieflüsse im Speicherkraftwerk abbildet. Grund dafür ist das komplexe Optimierungsziel, bei dem sowohl die Dimensionierung als auch der Betrieb des Kraftwerks optimiert wird. Allerdings weist ein reales Speicherkraftwerk verschiedene Einschränkungen im Betrieb auf, z. B. die minimale Teillast der Komponenten. Bei solchen Einschränkungen handelt es sich häufig um nicht-lineare Zusammenhänge, die mithilfe von ganzzahligen oder binären Variablen linearisiert werden können. Die Berücksichtigung solcher Einschränkungen kann zu geringeren Erlösen und zu erhöhten Rechenzeiten führen [106]. Im Folgenden wird untersucht, welche nicht-linearen Zusammenhänge im Kraftwerksbetrieb einen Einfluss auf den Betrieb und die Erlöse des Speicherkraftwerks aufweisen. Hierzu wird zunächst die szenarienbasierte Dimensionierung anhand des Basismodells aus Kapitel 5.5 analysiert, um Betriebsrestriktionen zu identifizieren, die im Anschluss mit einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem modelliert werden.

6.1 Speicherkraftwerksbetrieb mit dem Basismodell

Das Modell des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks aus den vorherigen Untersuchungen liegt dem im Folgenden als *Basismodell* bezeichneten linearen Optimierungsproblems des Speicherkraftwerks zugrunde. Das Basismodell in Teil C unterscheidet sich vom Modell des Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerks in Teil B insofern, dass die Nennleistungen und Speicherkapazitäten der Komponenten des Speicherkraftwerks anhand der szenarienbasierten Dimensionierung in Kapitel

5.5 als Eingangsparameter vorgegeben werden. Die drei Dimensionierungen des Speicherkraftwerks basieren auf den drei Preisszenarien aus dem gleichen Kapitel, die heutige und zukünftige Preisstrukturen widerspiegeln. Die Preisszenarien unterscheiden sich in den Investitionskosten für die Elektrolyse, dem durchschnittlichen Day-Ahead-Marktpreis, den Preisen für Wind- und Solarenergie und dem Wasserstoffpreis.

Das Ziel dieses Optimierungsmodells ist die Maximierung der Nettoerlöse bei gleichzeitiger Teilnahme an verschiedenen Energiemärkten. Die Nettoerlöse entsprechen den Erlösen an den Energiemärkten abzüglich der variablen Betriebskosten. Sie berücksichtigen nicht die Investitionskosten und die fixen Betriebskosten des Speicherkraftwerks, da diese durch die vorgegebene Dimensionierung in diesem Fall nicht mehr beeinflusst werden können. Zu den Energiemärkten gehören, wie in Teil B, der Day-Ahead-Markt, die Regelenergiemärkte, Direktverträge mit EE-Parks und der Verkauf von Wasserstoff und Sauerstoff. Die Nennleistungen der EE-Parks, mit denen ein Direktvertrag eingegangen wird, entsprechen ebenfalls den optimierten Werten aus Teil B. Die Zielfunktion und die Nebenbedingungen des Basismodells sind in Anhang C.1 dargestellt. Bei dem Modellierungsansatz in diesem Kapitel handelt es sich weiterhin um ein Modell mit perfekter Prognose. Die erzielten Nettoerlöse entsprechen also einer theoretischen oberen Grenze, die in der Realität aufgrund von kürzeren Prognosehorizonten und Prognoseunsicherheiten nicht erreicht wird.

Bei diesem Basismodell handelt es sich um ein vereinfachtes, lineares Modell eines Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks, das von idealen Komponenten mit hoher Flexibilität ausgeht. Abbildung 6.1 zeigt exemplarisch den Verlauf der Momentanleistung der Elektrolyse, des Kompressors und der Turbine für eine Beispielwoche in Abhängigkeit vom Preisszenario. Im Szenario *basis* ist die Elektrolyse mit 59 MW deutlich kleiner dimensioniert als die anderen beiden Komponenten. Im Szenario *moderat* steigt die Nennleistung auf 190 MW und im Szenario *optimistisch* liegt sie bei 500 MW. Die Elektrolyse weist durch die steigende Nennleistung im Szenario *optimistisch* mehr Lastwechsel und vermehrten Teillastbetrieb auf im Vergleich zum Szenario *basis*. Die Elektrolyse ist insgesamt häufiger in Betrieb als die anderen

beiden Komponenten. Auch beim Kompressor und der Turbine ist mit steigendem Szenario ein vermehrter Teillastbetrieb zu verzeichnen. Der Kompressor hat im Szenario *basis* eine Nennleistung von 197 MW, in den anderen beiden Szenarien liegt die optimale Nennleistung bei 500 MW. Die Turbine hat in allen drei Preisszenarien eine Nennleistung von 500 MW. Der Betrieb von Kompressor und Turbine ist größtenteils gegenläufig.

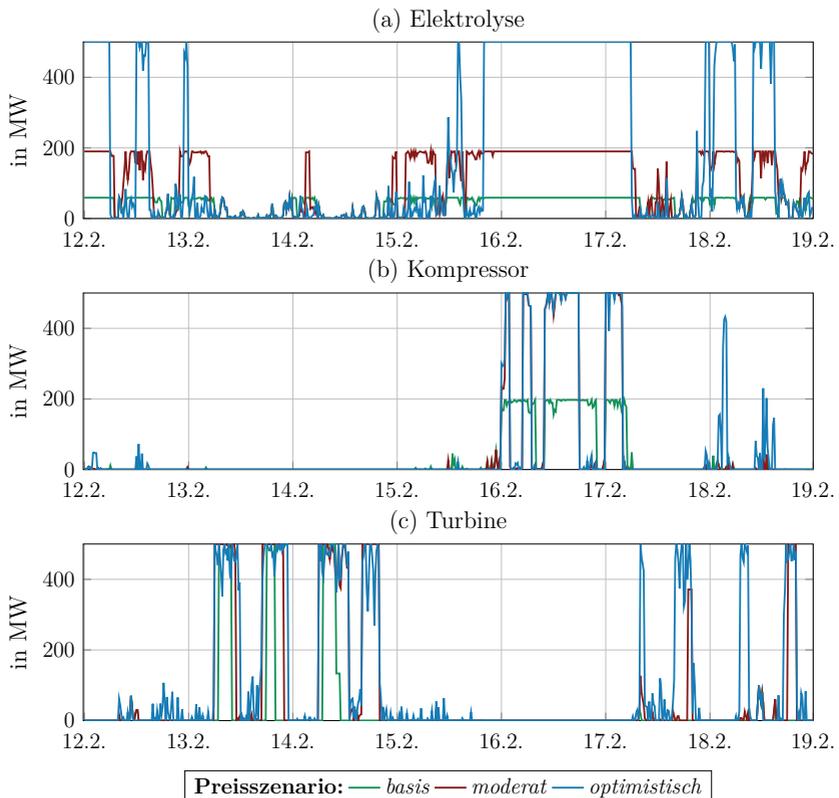


Abbildung 6.1: Zeitreihen der Leistungen des Basismodells des HCAES für eine Beispielwoche im Februar in Abhängigkeit vom Preisszenario.

Die nachfolgenden Bewertungen beziehen sich im Gegensatz zur vorangegangenen Abbildung auf den gesamten Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Die Elektrolyse hat unabhängig vom Szenario hohe Betriebsstunden von über 8.600 h pro Jahr, allerdings sinkt mit steigender installierter Leistung die Ausnutzung. Durch die geringere Leistung wird die Elektrolyse im Szenario *basis* häufiger bei Nennleistung betrieben als in den anderen beiden Szenarien. Der Ausnutzungsgrad ist definiert als Quotient aus durchschnittliche Leistung geteilt durch Nennleistung oder auch Volllaststunden geteilt durch Betriebsstunden. Im Szenario *basis* liegt der Ausnutzungsgrad der Elektrolyse bei 60 %, im Szenario *optimistisch* hingegen sinkt er auf 21 % durch einen vermehrten Teillastbetrieb. Der flexiblere Betrieb der Elektrolyse spiegelt sich auch in der Anzahl Starts wieder: diese steigen von unter 200 im *basis*-Szenario auf über 300 Starts pro Jahr im Szenario *optimistisch*.

Der Kompressor hat mit unter 1.500 h in allen Preisszenarien deutlich weniger Betriebsstunden pro Jahr als die Elektrolyse. Der Ausnutzungsgrad liegt bei ca. 45 % unabhängig vom Preisszenarien. Die Anzahl der Starts liegt zwischen 1.200 und 1.800 und somit deutlich höher als bei der Elektrolyse, was mit den geringeren Betriebsstunden korreliert. Die Betriebsstunden und die Anzahl Starts des Kompressors sind in Szenario *moderat* am geringsten. Durch die kleinere Nennleistung muss der Kompressor im Szenario *basis* im Vergleich zum Szenario *moderat* häufiger in Betrieb sein, um den gleichen Nutzen für das Kraftwerk zu erbringen. Im Szenario *optimistisch* hat der Kompressor die gleiche Nennleistung wie im Szenario *moderat*. Durch die niedrigeren Preise und die größere Dimensionierung der Elektrolyse hat der Kompressor allerdings mehr Möglichkeiten, Erlöse zu erzielen, was zu mehr Betriebsstunden führt.

Der Betrieb der Turbine wird durch das Preisszenario mehr beeinflusst als die anderen Komponenten, da die Nennleistung konstant ist. Die Betriebsstunden steigen von 450 h im *basis*-Szenario auf über 2.700 h im Szenario *optimistisch*. Der Ausnutzungsgrad sinkt dabei von 74 % auf 35 %. Die Anzahl Starts erhöht sich deutlich von 312 auf über 4.000. Die Turbine wird somit insgesamt mit steigendem Preisszenario deutlich flexibler betrieben. Grund dafür sind vor allem die steigenden Erlösmöglichkeiten am Day-Ahead-Markt: in Szenario *basis* speist die Turbine eine

Energiemenge von 167 GWh pro Jahr ein, in Szenario *optimistisch* ist es fast drei Mal so viel.

Zusammenfassend wird deutlich, dass das Speicherkraftwerk sehr flexibel betrieben wird. Die Komponenten sind häufigen Starts ausgesetzt und werden vermehrt in Teillast betrieben. Das Basismodell ermöglicht dieses Verhalten, da die Komponenten als ideal flexibel modelliert werden. Ein solch flexibler Betrieb ist in der Realität jedoch aufgrund von verschiedenen Restriktionen hinsichtlich des Teillastverhaltens häufig nicht möglich. Außerdem führen häufige Starts der Komponenten zu einem höheren Verschleiß. Aus diesem Grund werden im Folgenden sechs Restriktionen modelliert und hinsichtlich ihres Einflusses auf die Betriebsführung des Speicherkraftwerks untersucht:

- Minimale Teillast der Komponenten
- Teillastwirkungsgrad der Komponenten
- modulare Elektrolyse
- Kopplung der elektrischen Maschine
- Umschaltzeit zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb
- Startkosten der Komponenten

Bei dem Basismodell handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell. Mit den Betriebsrestriktionen werden nicht-lineare Zusammenhänge unter Nutzung von ganzzahligen Variablen approximiert, die durch griechische Buchstaben (μ und α) gekennzeichnet werden. Ganzzahlige oder binäre Variablen können praktische Fragestellungen in Form von Null-Eins-Entscheidungen darstellen [33, S. 2]. Dazu gehört z. B. ob eine Komponente des Kraftwerks in einem Zeitschritt in Betrieb ist. Alle Modellerweiterungen beinhalten binäre oder ganzzahlige Variablen zur Abbildung von nicht-linearen Zusammenhängen, sodass es sich bei allen detaillierteren Kraftwerksmodellen um gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme handelt.

6.2 Betriebsrestriktionen im Speicherkraftwerksmodell

6.2.1 Minimale Teillast

Die elektrische Momentanleistung der Komponenten des Speicherkraftwerks kann nicht beliebig variiert werden. Die untere technische Grenze der Leistung, die eine Komponente erreichen kann, wird minimale Teillast genannt und schränkt die Flexibilität des Speicherkraftwerks ein. Laut Buttler et al. [49] liegt die minimale Teillastleistung von Elektrolyseuren bei 10 % bis 40 % der Nennleistung bei alkalischen Elektrolyseuren und bei 0 % bis 10 % der Nennleistung bei PEM-Elektrolyseuren. Für die Untersuchungen wird ein Technologie-neutraler Grenzwert von $P_E^{\min} = 10\% \cdot P_E^N$ angenommen. Für Gasturbinen-Kraftwerke werden in der Literatur unterschiedliche Werte für die minimale Teillast angegeben. Angelehnt an Schröder et al. [87, S. 66] wird ein Wert von $P^{\min} = 20\% \cdot P^N$ für den Kompressor und die Turbine angenommen.

Die binären Variablen $\mu_E(t)$, $\mu_K(t)$ und $\mu_T(t)$ für Elektrolyse, Kompressor und Turbine werden hinzugefügt und anhand der Nebenbedingungen 6.1 bis 6.3 definiert. Die Variablen geben an, ob die Komponenten im Zeitschritt t in Betrieb sind. Ist $\mu(t) = 1$, kann die Momentanleistung $p(t)$ zwischen P^{\min} und P^N variiert werden. Wenn $\mu(t) = 0$ ist, folgt $p(t) = 0$.

$$\mu_E(t) \cdot P_E^{\min} \leq p_E(t) \leq \mu_E(t) \cdot P_E^N \quad (6.1)$$

$$\mu_K(t) \cdot P_K^{\min} \leq p_K(t) \leq \mu_K(t) \cdot P_K^N \quad (6.2)$$

$$\mu_T(t) \cdot P_T^{\min} \leq p_T(t) \leq \mu_T(t) \cdot P_T^N \quad (6.3)$$

Ergebnisse Abbildung 6.2 zeigt die Nettoerlöse pro Jahr, den Ausnutzungsgrad und die Anzahl Starts der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast der Komponenten für das *basis*-Szenario. Die Nettoerlöse ergeben sich aus den Erlösen abzüglich der variablen Betriebskosten. In diesem Szenario sinken die Nettoerlöse von 12 Mio. € mit Berücksichtigung der minimalen Teillast

um 0,025 p.u. auf 11,7 Mio. €. Dabei steigt der Ausnutzungsgrad der Komponenten, da die Momentanleistung nicht mehr unter die minimale Teillast-Leistung fallen kann.

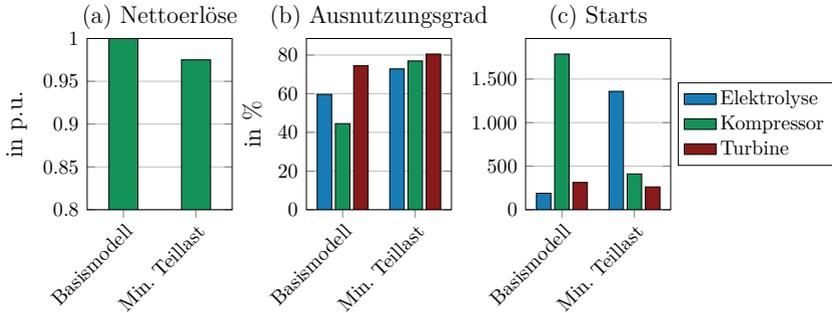


Abbildung 6.2: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr, Ausnutzungsgrad und Anzahl Starts der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast für das Szenario *basis*.

Die Berücksichtigung der minimalen Teillast hat zusätzlich einen großen Einfluss auf die Anzahl Starts der Komponenten. Die Anzahl Starts der Elektrolyse steigt im Szenario *basis* um das Siebenfache, wohingegen die Anzahl Starts des Kompressors um 77% sinkt. Grund dafür ist der deutlich flexiblere Betrieb der Elektrolyse im Vergleich zum Kompressor. Ohne Berücksichtigung der minimalen Teillast wird die Elektrolyse häufig bei geringer Leistung betrieben und damit seltener ausgeschaltet. Der Kompressor hingegen wird häufig an- und ausgeschaltet und dann bei geringer Leistung betrieben. Wird die minimale Teillast berücksichtigt, muss die Elektrolyse häufiger an- und ausgeschaltet werden, da sie im Betrieb eine höhere Durchschnittsleistung hat, aber im Jahresverlauf die gleiche Energiemenge wie im Basismodell bereitstellt. Der Kompressor hingegen wird seltener ein- und ausgeschaltet, da er im Betrieb eine höhere Durchschnittsleistung aufweist.

Die alleinige Berücksichtigung der minimalen Teillastleistung hat somit je nach Komponente unterschiedliche Auswirkungen. Bei allen drei Komponenten steigt

der Ausnutzungsgrad. Das führt bei der Elektrolyse auch zu einer erheblichen Steigerung der Anzahl Starts pro Jahr. Bei Kompressor und Turbine führt es jedoch zu geringerer Anzahl Starts. Insgesamt reduziert sich der flexible Betrieb der thermischen Komponenten (Turbine und Kompressor) deutlich, wodurch die Lebensdauer dieser Komponenten gesteigert werden kann.

6.2.2 Teillastwirkungsgrad

In den bisherigen Untersuchungen wurde für jede Komponente ein konstanter Wirkungsgrad über den gesamten Leistungsbereich angenommen. In der Realität ist der Wirkungsgrad allerdings abhängig von der Belastung der Komponente. Neben dem Wirkungsgrad bei Nennlast wird zur Kennzeichnung dieses Verhaltens häufig ein zweiter Wirkungsgrad im Betriebspunkt der minimalen Teillast angegeben. Sinnvoll kann diese Restriktion daher nur in Verbindung mit der Annahme einer minimalen Teillast modelliert werden. Im nachfolgenden Modell wird davon ausgegangen, dass in erster Näherung ein linearer Zusammenhang zwischen der jeweiligen Last und dem Wirkungsgrad besteht. In diesem Fall kann der Wirkungsgrad aus einer Geradengleichung mit zwei Stützstellen (Wirkungsgrad bei Nennlast und bei minimaler Teillast) berechnet werden (vgl. [106]).

Elektrolyseure haben den Vorteil, dass der Teillastwirkungsgrad höher ist als der Wirkungsgrad bei Nennleistung. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse des HCAES beträgt bei Vollast $\eta_E = 0,629 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{MW}_{\text{el}}$ (vgl. Kapitel 4.2). Laut Buttler et al. [49] liegt der Teillastwirkungsgrad bei minimaler Teillast um etwa 10 %-Punkte höher als bei Nennleistung. Die resultierende Wasserstoffmenge $p_{\text{H}}^{\text{eln}}(t)$, die in die Kaverne eingespeichert wird, ist somit abhängig von der elektrischen Momentanleistung der Elektrolyse multipliziert mit der Steigung $B_{E,1}$ und einer Konstante $B_{E,2}$. Die Konstanten werden anhand einer linearen Approximation basierend auf den beiden Werten der Wasserstoffproduktion bei Nennlast $P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{N}})$ und bei minimaler Teillast $P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{min}})$ bestimmt.

$$p_{\text{H}}^{\text{ein}}(t) = B_{\text{E},1} \cdot p_{\text{E}}(t) + B_{\text{E},2} \cdot \mu_{\text{E}}(t) \quad (6.4)$$

$$B_{\text{E},1} = \frac{P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{N}}) - P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{min}})}{P_{\text{E}}^{\text{N}} - P_{\text{E}}^{\text{min}}} \quad (6.5)$$

$$B_{\text{E},2} = P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{N}}) - B_{\text{E},1} \cdot P_{\text{E}}^{\text{N}} \quad (6.6)$$

$$P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{N}}) = \eta_{\text{E}} \cdot P_{\text{E}}^{\text{N}} \quad (6.7)$$

$$P_{\text{H}}(P_{\text{E}}^{\text{min}}) = (\eta_{\text{E}} + 0,1) \cdot P_{\text{E}}^{\text{min}} \quad (6.8)$$

Die Konstante $B_{\text{E},1}$ wird mit der binären Betriebsvariable $\mu_{\text{E}}(t)$ multipliziert, da Wasserstoff nur eingespeichert wird, wenn die Elektrolyse in Betrieb ist.

Auch die Brennstoffausnutzung der Wasserstoffturbine ist abhängig von der Teillast und beträgt bei Volllast $\eta_{\text{T,H}} = 0,835 \text{ MW}_{\text{el}}/\text{MW}_{\text{th}}$ (vgl. Kapitel 4.2). Laut Schröder et al. [87, S. 68] reduziert sich der Wirkungsgrad von Gasturbinenkraftwerken um 20%-Punkte bei einer minimalen Teillast von 20% der Nennleistung. Um den Teillastwirkungsgrad zu berücksichtigen, wird die Ausspeicherleistung des Wasserstoffspeichers $p_{\text{H}}^{\text{aus}}(t)$ anhand von zwei Brennstoffbedarfskonstanten (Steigung $B_{\text{T,H,1}}$ und Achsenabschnitt $B_{\text{T,H,2}}$) dargestellt.

$$p_{\text{H}}^{\text{aus}}(t) = B_{\text{T},1} \cdot p_{\text{T}}(t) + B_{\text{T},2} \cdot \mu_{\text{T}}(t) \quad (6.9)$$

$$B_{\text{T},1} = \frac{P_{\text{H}}(P_{\text{T}}^{\text{N}}) - P_{\text{H}}(P_{\text{T}}^{\text{min}})}{P_{\text{T}}^{\text{N}} - P_{\text{T}}^{\text{min}}} \quad (6.10)$$

$$B_{\text{T},2} = P_{\text{H}}(P_{\text{T}}^{\text{N}}) - B_{\text{T},1} \cdot P_{\text{T}}^{\text{N}} \quad (6.11)$$

$$P_{\text{H}}(P_{\text{T}}^{\text{N}}) = \frac{1}{\eta_{\text{T,H}}} \cdot P_{\text{T}}^{\text{N}} \quad (6.12)$$

$$P_{\text{H}}(P_{\text{T}}^{\text{min}}) = \frac{1}{\eta_{\text{T,H}} - 0,2} \cdot P_{\text{T}}^{\text{min}} \quad (6.13)$$

Das gleiche Verfahren wird verwendet, um die Konstanten $B_{\text{T,L,1}}$ und $B_{\text{T,L,2}}$, die den Luftbedarf $p_{\text{L}}^{\text{aus}}(t)$ der Turbine beschreiben, zu berechnen.

Auch beim Kompressor wird davon ausgegangen, dass sich der Wirkungsgrad bei einer minimalen Teillast von 20% der Nennleistung um 20%-Punkte reduziert. Die Leistung $p_{\text{L}}^{\text{ein}}(t)$, die im Druckluftspeicher eingespeichert wird, zeigt ebenso einen linearen Zusammenhang zur elektrischen Kompressorleistung $p_{\text{K}}(t)$. Da der

Speicherinhalt des Druckluftspeichers in MWh_{el} bezogen auf die Einspeicherleistung berechnet wird, ist der Wirkungsgrad bei Nennleistung gleich 1.

$$p_L^{ein}(t) = B_{K,1} \cdot p_K(t) + B_{K,2} \cdot \mu_K(t) \quad (6.14)$$

$$B_{K,1} = \frac{P_L(P_K^N) - P_L(P_K^{min})}{P_K^N - P_K^{min}} \quad (6.15)$$

$$B_{K,2} = P_L(P_K^N) - B_{K,1} \cdot P_K^N \quad (6.16)$$

$$P_L(P_K^N) = P_K^N \quad (6.17)$$

$$P_L(P_K^{min}) = (1 - 0,2) \cdot P_K^{min} \quad (6.18)$$

Die Energiebilanzen des Wasserstoffspeichers und des Druckluftspeichers müssen angepasst werden, um den variablen Teillastwirkungsgrad anhand der Ein- und Ausspeicherleistungen zu modellieren. Die resultierenden Energiebilanzen sind in den Nebenbedingungen 6.19 und 6.20 dargestellt.

$$\begin{aligned} e_H(t) &= e_H(t-1) + p_{H,ein}(t) \cdot \Delta T - p_{H,aus}(t) \cdot \Delta T - p_V(t) \cdot \Delta T \\ &= e_H(t-1) + \left(B_{E,1} \cdot p_E(t) + B_{E,2} \cdot \mu_E(t) \right) \cdot \Delta T \\ &\quad - \left(B_{T,H,1} \cdot p_T(t) + B_{T,H,2} \cdot \mu_T(t) \right) \cdot \Delta T - p_V(t) \cdot \Delta T \end{aligned} \quad (6.19)$$

$$\begin{aligned} e_L(t) &= e_L(t-1) + p_{L,ein}(t) \cdot \Delta T - p_{L,aus}(t) \cdot \Delta T \\ &= e_L(t-1) + \left(B_{K,1} \cdot p_K(t) + B_{K,2} \cdot \mu_K(t) \right) \cdot \Delta T \\ &\quad - \left(B_{T,L,1} \cdot p_T(t) + B_{T,L,2} \cdot \mu_T(t) \right) \cdot \Delta T \end{aligned} \quad (6.20)$$

Ergebnisse Abbildung 6.3 zeigt die Nettoerlöse und den Ausnutzungsgrad der Komponenten für die Modelle ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und des Teillastwirkungsgrads der Komponenten. Die Nettoerlöse sinken mit dem Teillastwirkungsgrad um weitere 0,005 p.u. von 11,74 Mio. € auf 11,68 Mio. €. Aufgrund des guten Teillastwirkungsgrades sinkt der Ausnutzungsgrad der Elektrolyse um 4 %-Punkte. Der Kompressor und die Turbine haben einen schlechteren Teillastwirkungsgrad, wodurch die Ausnutzung um 2 %-Punkte (Kompressor) bzw. 6 %-Punkte (Turbine) steigt.

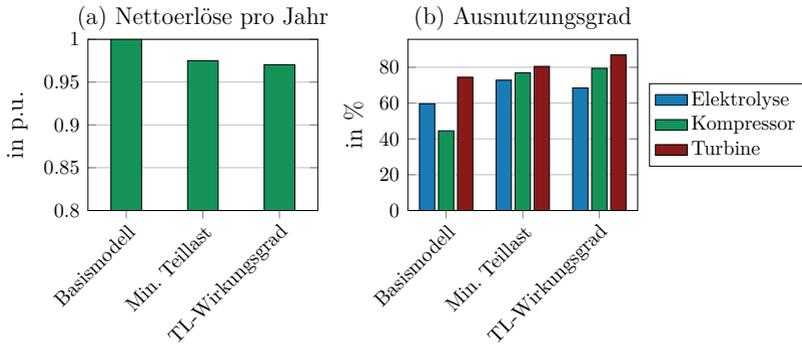


Abbildung 6.3: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und des Teillastwirkungsgrads für das Szenario *basis*.

Die Berücksichtigung der minimalen Teillast hat einen größeren Einfluss auf den Betrieb des Speicherkraftwerks als die zusätzliche Berücksichtigung des Teillastwirkungsgrads. Ein besserer Teillastwirkungsgrad führt, wie zu erwarten ist, zu einer geringeren Ausnutzung und ein schlechterer Teillastwirkungsgrad zu einer höheren Auslastung. Turbine und Kompressor werden somit noch weniger flexibel betrieben. Bei der Elektrolyse steigt der flexible Betrieb durch den besseren Teillastwirkungsgrad.

6.2.3 Elektrolysemodule

Ein Elektrolysesystem besteht aus mehreren Stacks, die üblicherweise eine Nennleistung von 1 MW aufweisen und einzeln geregelt werden können. Das führt dazu, dass die minimale Teillast-Leistung des gesamten Elektrolyse-Systems nicht 10% der Nennleistung des Gesamtsystems entspricht, sondern 10% der Nennleistung eines Elektrolyse-Stacks. Das Elektrolyse-System kann somit insgesamt flexibler betrieben werden als ein Kompressor oder eine Turbine mit vergleichbarer Leistung.

Die Berücksichtigung von mehreren Stacks ist daher nur sinnvoll, wenn im Modell auch die minimale Teillast der Elektrolyse berücksichtigt wird.

Das Modell wird so angepasst, dass die Betriebsvariable $\mu_E(t)$ nun nicht mehr binär, sondern ganzzahlig ist. Die Betriebsvariable gibt dann an, wie viele Stacks in einem Zeitschritt in Betrieb sind. Die Grenze der Variable entspricht der Anzahl der Stacks.

$$\mu_E(t) \in \mathbb{N}_0, \quad \mu_E(t) \leq N_{\text{Stack}} \quad (6.21)$$

In der Modellierung werden nun die minimale Teilleistung P_E^{\min} , die Nennleistung P_E^N und die leistungsunabhängige Komponente des Wirkungsgrads der Elektrolyse $B_{E,2}$ durch die Anzahl Stacks geteilt und somit auf den Betrieb eines Stacks bezogen. Die Begrenzung der Elektrolyseleistung und die Definition der eingespeicherten Wasserstoffmenge werden entsprechend angepasst:

$$\mu_E(t) \cdot \frac{P_E^{\min}}{N_{\text{Stack}}} \leq p_E(t) \leq \mu_E(t) \cdot \frac{P_E^N}{N_{\text{Stack}}} \quad (6.22)$$

$$p_H^{\text{ein}}(t) = B_{E,1} \cdot p_E(t) + \frac{B_{E,2}}{N_{\text{Stack}}} \cdot \mu_E(t) \quad (6.23)$$

Die Modellierung einzelner Module einer Energiesystemkomponente wird häufig mit Bezug auf den Teillastwirkungsgrad vorgenommen. Bei thermischen Komponenten, wie Turbinen, sinkt der Wirkungsgrad bei Teillast. Werden einzelne Module modelliert, können diese mit einem höheren Teillastwirkungsgrad betrieben werden als ein einzelnes großes System [106]. Dieser Zusammenhang besteht allerdings nicht bei der Elektrolyse, da die Elektrolyse bei Teillast einen besseren Wirkungsgrad aufweist als bei Vollast. Unabhängig von der Anzahl der modellierten Module wird jedes Modul bei möglichst geringer Leistung betrieben, wodurch es hinsichtlich des Teillastwirkungsgrades keinen Unterschied zur Modellierung von nur einem Gesamtsystem gibt.

Ergebnisse Abbildung 6.4 zeigt die Nettoerlöse und den Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der einzelnen Elektrolysemodule für das *basis*-Szenario. Die Nettoerlöse steigen im

Vergleich zum Modell mit minimaler Teillast um 0,004 p.u. auf 11,9 Mio. €, wenn die Elektrolysemodule einzeln modelliert werden. Der Ausnutzungsgrad der Elektrolyse sinkt um 14%-Punkte und liegt damit auf dem Niveau des Basismodells. Die Elektrolyse ist, wie im Basismodell, wieder weniger als 100 h im Jahr außer Betrieb. Der Ausnutzungsgrad von Kompressor und Turbine bleibt annähernd konstant.

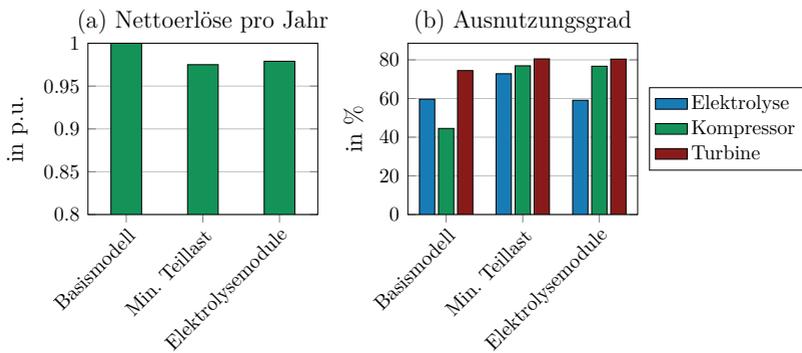


Abbildung 6.4: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der einzelnen Elektrolysemodule für das Szenario *basis*.

Durch die Berücksichtigung der einzelnen Elektrolysemodule sinkt die minimale Teillast des Elektrolysesystems auf 0,1 MW, wodurch sich die Flexibilität erhöht und die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks wieder steigen. Für den Betrieb der Elektrolyse macht es kaum einen Unterschied, ob ideale Flexibilität angenommen wird oder minimale Teillast und einzelne Elektrolysemodule berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung der Elektrolysemodule hat außerdem keinen Einfluss auf den Betrieb der anderen Speicherkraftwerkskomponenten.

6.2.4 Kopplung der elektrischen Maschine

Bei einem Druckluftspeicherkraftwerk ist die elektrische Maschine häufig so integriert, dass Kompressor, Turbine und Synchronmaschine auf einer Welle sitzen. Die Synchronmaschine kann entweder mit dem Kompressor (Motorbetrieb) oder mit der Turbine (Generatorbetrieb) verbunden werden. Die Umschaltung erfolgt über entsprechende Kupplungen [37]. Das führt dazu, dass Kompressor und Turbine nicht gleichzeitig in Betrieb sein können. Ein Vorteil dieses Aufbaus ist, dass die Druckluftkaverne nur eine Zugangsbohrung benötigt, da die Druckluft nicht gleichzeitig ein- und ausgespeichert wird.

Die Berücksichtigung dieser Betriebsrestriktion erfolgt anhand von Nebenbedingung 6.24. Hierfür werden die binären Betriebsvariablen des Kompressors und der Turbine benötigt. Aus diesem Grund wird diese Betriebsrestriktion immer in Verbindung mit der minimalen Teillast untersucht.

$$\mu_K(t) + \mu_T(t) \leq 1 \quad (6.24)$$

Ergebnisse In Abbildung 6.5 sind die jährlichen Nettoerlöse und die Betriebsstunden des Kompressors und der Turbine dargestellt ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und dem entkoppelten Betrieb von Kompressor und Turbine. Die Nettoerlöse sinken im Vergleich zum Modell mit minimaler Teillast um 0,007 p.u. auf 11,66 Mio. € bei zusätzlicher Berücksichtigung der Entkopplung. Mit diesem Kraftwerksmodell sinken die Betriebsstunden des Kompressors geringfügig und die Betriebsstunden der Turbine steigen um wenige Stunden.

Die minimale Teillast hat einen deutlich größeren Einfluss auf den Betrieb der beiden Komponenten als der nicht-gleichzeitige Betrieb. Das ist darin begründet, da es bereits mit dem Basismodell aus betriebswirtschaftlicher Sicht kaum einen Anlass gibt, dass beide Komponenten gleichzeitig in Betrieb sind. Bei niedrigen Preisen wird mit dem Kompressor Energie eingespeichert und bei hohen Preisen wird die Energie mit der Turbine wieder ausgespeichert. Wäre der Kompressor gleichzeitig in Betrieb, würde einen Teil der von der Turbine eingespeisten Energie direkt wieder

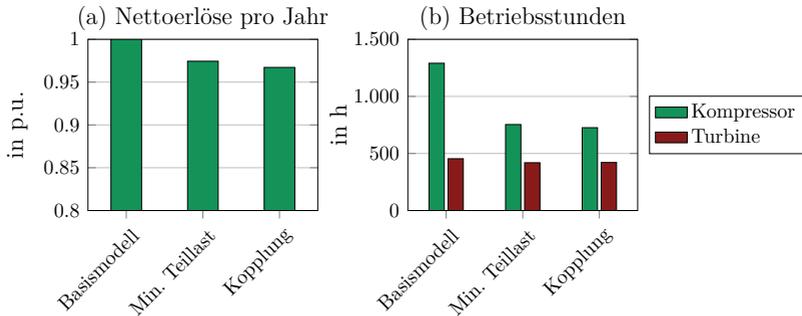


Abbildung 6.5: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Ausnutzungsgrad der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und dem entkoppelten Betrieb von Kompressor und Turbine für das Szenario *basis*.

im Kompressor genutzt werden, was insgesamt zu unnötigen Energieverlusten durch die Umwandlung führt. Die Ergebnisse zeigen auch, dass der nicht-gleichzeitige Betrieb von Kompressor und Turbine bei der Planung des Kraftwerks eingeplant werden kann, ohne dass nennenswerte Erlöseinbußen zu erwarten sind. Das hat den weiteren Vorteil, dass für die Druckluftkaverne nur eine Zugangsbohrung vorgesehen werden muss.

6.2.5 Umschaltung zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb

Die Dauer eines Starts eines konventionellen Gaskraftwerks liegt zwischen 0 min und 60 min und ist abhängig davon, wie lange das Kraftwerk vorher außer Betrieb war, wobei sich die Angaben in der Literatur stark unterscheiden [87, S.61]. Das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf erreicht im Generatorbetrieb innerhalb von die Nennleistung 15 min [107]. Wenn sowohl Kompressor als auch Turbine eine An- und Abfahrzeit von 15 min aufweisen, kann somit davon ausgegangen werden, dass die Umschaltung zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb ca. 30 min dauert. Bei einem Modellierungszeitschritt von 15 min gibt es deshalb bei der Umschaltung von Kompressorbetrieb in den Turbinenbetrieb oder umgekehrt einen Zeitschritt, in dem

weder Kompressor noch Turbine in Betrieb sein dürfen. Die Berücksichtigung dieser Betriebsrestriktion ist nur sinnvoll, wenn auch die Kopplung zwischen Kompressor und Turbine berücksichtigt wird.

Die Modellierung dieser Betriebsrestriktion erfolgt anhand der folgenden beiden Nebenbedingungen. Diese besagen, dass der Kompressor im Zeitschritt t nicht in Betrieb sein darf, wenn die Turbine im Zeitschritt $t - 1$ in Betrieb ist und umgekehrt. Auch hier werden die binären Betriebsvariablen des Kompressors und der Turbine benötigt.

$$\mu_K(t) + \mu_T(t - 1) \leq 1 \quad (6.25)$$

$$\mu_K(t - 1) + \mu_T(t) \leq 1 \quad (6.26)$$

Ergebnisse Abbildung 6.6 zeigt die jährlichen Nettoerlöse und die Betriebsstunden des Kompressors und der Turbine ohne und mit Berücksichtigung der Kopplung von Kompressor und Turbine und der Umschaltzeit zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb. Im Vergleich zur Modell, das nur die Kopplung berücksichtigt, sinken mit der zusätzlichen Berücksichtigung der Umschaltzeit die Nettoerlöse nur um 0,0001 p.u.. Außerdem hat diese Betriebsrestriktion nur geringfügigen Einfluss auf die Betriebsstunden der Komponenten. Die Betriebsstunden des Kompressors steigen um wenige Stunden und die Betriebsstunden der Turbine sinken um wenige Stunden. Wird im Kraftwerksmodell die Kopplung von Turbine und Kompressor bereits berücksichtigt, hat die Berücksichtigung der Umschaltzeit keinen signifikanten Einfluss.

6.2.6 Startkosten

Startkosten von Gasturbinenkraftwerken beziehen sich auf die Kosten für den Brennstoff, der während des Hochfahrvorgangs benötigt wird, um die Betriebstemperatur zu erreichen, und den Wertverlust durch Verschleiß. Eine Studie des Deutschen

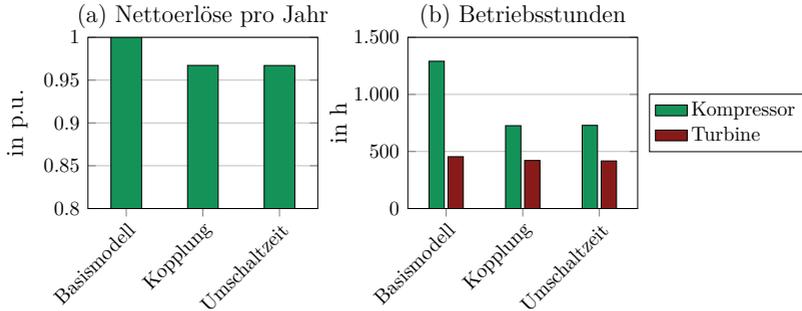


Abbildung 6.6: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Betriebsstunden der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der Kopplung von Kompressor und Turbine und der Umschaltzeit zwischen Kompressor- und Turbinenbetrieb für das Szenario *basis*.

Instituts für Wirtschaftsforschung gibt Startkosten für moderne Gasturbinenkraftwerke an, die zwischen Heißstart, Warmstart und Kaltstart unterscheiden [87, S. 59ff]:

- Heißstart: Das Kraftwerk war weniger als 8 Stunden außer Betrieb
- Warmstart: Das Kraftwerk war zwischen 8 und 50 Stunden außer Betrieb
- Kaltstart: Das Kraftwerk war mehr als 50 Stunden außer Betrieb

Die Brennstoffkosten für einen Heißstart entsprechen ca. einem Drittel der Kosten für einen Kaltstart [87, S. 60]. Verschleißkosten treten nur bei Kaltstarts auf [87, S. 63]. Die Berücksichtigung von Startkosten ist nur sinnvoll, wenn eine minimale Teillast definiert ist. Andernfalls kann eine Komponente zwischen zwei Einsätzen mit einer Leistung nahe 0 betrieben werden, um das Ausschalten und spätere Einschalten zu vermeiden.

Für die Modellierung der verschiedenen Starts können binäre Variablen verwendet werden. Die Start-Variablen $\alpha_T^{\text{HS}}(t)$, $\alpha_T^{\text{WS}}(t)$ und $\alpha_T^{\text{KS}}(t)$, hier als Beispiel für die Turbine, können mit Nebenbedingungen 6.27 bis 6.29 definiert werden.

$$\alpha_T^{\text{HS}}(t) \geq \mu_T(t) - \mu_T(t-1) \tag{6.27}$$

$$\alpha_{\text{T}}^{\text{WS}}(t) \geq \mu_{\text{T}}(t) - \sum_{k=1}^{8\text{h}/\Delta T} \mu_{\text{T}}(t-k) \quad (6.28)$$

$$\alpha_{\text{T}}^{\text{KS}}(t) \geq \mu_{\text{T}}(t) - \sum_{k=1}^{50\text{h}/\Delta T} \mu_{\text{T}}(t-k) \quad (6.29)$$

Die Startvariable für den Heißstart $\alpha^{\text{HS}}(t)$ wird gleich 1 gesetzt, wenn die Komponente im vorherigen Zeitschritt nicht in Betrieb war ($\mu(t-1) = 0$), in Zeitschritt t aber in Betrieb ist ($\mu(t) = 1$). Analog wird $\alpha^{\text{KS}}(t)$ für den Kaltstart auf 1 gesetzt, wenn die Komponente in den $50\text{h}/\Delta T = 200$ Zeitschritten davor nicht in Betrieb war. Wenn die Startvariablen für jede Komponente implementiert werden, ist das sich daraus ergebende Modell allerdings nicht rechenbar, da die Ungleichungen des Warm- und Kaltstarts viele Zeitschritte miteinander verknüpft und die Findung der optimalen Lösung des Modells stark erschwert.

Aus diesem Grund wird im Vorfeld untersucht, inwiefern die einzelnen Startarten für den Betrieb der Komponenten relevant sind. Abbildung 6.7 zeigt die Anzahl der Kalt-

Warm- und Heißstarts für jede Komponente für das Kraftwerksmodell, das die minimale Teillast berücksichtigt, in Abhängigkeit vom Preisszenario. Der erste Start im Jahr wird immer als Kaltstart gewertet. Die Elektrolyse wird so dynamisch betrieben, dass 99 % der Starts Heißstarts sind. Beim Kompressor entsprechen ca. 30 % der Starts einem Warmstart und durchschnittlich 10 % sind Kaltstarts. Der Betrieb der Turbine ist stark abhängig vom Preisszenario. Im Szenario *basis* weist die Turbine nur wenige Starts auf, davon sind 50 % Warmstarts und 21 % Kaltstarts. Im Szenario *optimistisch* wird die Turbine deutlich häufiger und dynamischer betrieben und 78 % der Starts sind Heißstarts.

Im Folgenden wird angenommen, dass jeder Start der Elektrolyse ein Heißstart ist. Bei der Elektrolyse beziehen sich die Startkosten auf die Energie, die benötigt wird, um das in der Elektrolyse vorhandene Wasser auf Betriebstemperatur zu erwärmen. Da es sich bei den Starts der Elektrolyse lediglich um Heißstarts handelt, kann angenommen werden, dass die Elektrolyse immer die entsprechende Betriebstemperatur aufweist bzw. dass die Energiemenge, die zum Aufheizen bei einem Heißstart benötigt wird, vernachlässigt werden kann. Ein Wertverlust des Elektrolyseurs wird

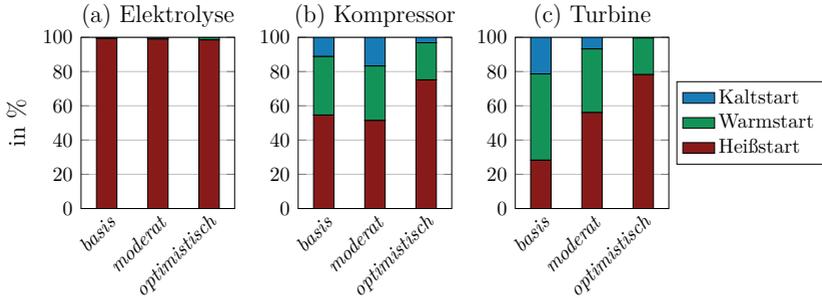


Abbildung 6.7: Aufteilung der Starts der Kraftwerkskomponenten in Heißstart, Warmstart und Kaltstart für das Kraftwerksmodell, das die minimale Teillast berücksichtigt, in Abhängigkeit vom Preisszenario.

ebenfalls nicht berücksichtigt, da viele Hersteller angeben, dass Lastwechselbeanspruchungen keinen Einfluss auf die Lebensdauer haben. Einige Untersuchungen zeigen sogar, dass der flexible Betrieb der Elektrolyse die Degradation verringern kann [49].

Für Turbine und Kompressor hingegen müssen Startkosten für Warm- und Kaltstarts berücksichtigt werden, allerdings können aufgrund der Beschränkungen der Modellierung nur Heißstarts implementiert werden. Die Kosten für Warm- und Kaltstart werden somit im Folgenden auf die Heißstarts bezogen.

Da bei einem Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk der Brennstoff direkt im Kraftwerk erzeugt und gespeichert wird, fallen in diesem Sinne keine Brennstoffkosten beim Hochfahren der Turbine an. Stattdessen wird der Wasserstoffbedarf S_H beim Startvorgang der Turbine berechnet⁶, wobei der Bedarf anhängig ist von der Nennleistung der Turbine. Der Wasserstoffbedarf wird mit Gleichung 6.30 berechnet und entspricht dem Bedarf bei einem Kaltstart, der im Zeitschritt des Starts aus der Kaverne gedeckt werden muss.

$$S_H^{KS} = \frac{0,5 \cdot P_T^N \cdot \frac{10}{60} \text{ h}}{\eta_{T,H}} = 0,0998 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{MW}_{\text{el}} \cdot P_T^N \quad (6.30)$$

⁶Annahme: lineare Leistungssteigerung, Erreichung der Nennleistung innerhalb von 10 min, [87, S. 61]

Der Brennstoffbedarf für den Warmstart entspricht zwei Drittel des Bedarfs für den Kaltstart, beim Heißstart wird ein Drittel des Brennstoffbedarfs des Kaltstart benötigt [87, S. 60]. Wird die Summe des Brennstoffbedarfs anhand der Anzahl Starts der Turbine in Abbildung 6.7 berechnet und durch die Summe der Turbinenstarts geteilt, ergibt sich ein durchschnittlicher Brennstoffbedarf pro Start von 41 % bis 64 % von S_H^{KS} je nach Preisszenario. Für die Modellierung wird angenommen, dass der Brennstoffbedarf pro Heißstart $S_H^{\text{HS}} = 0,5 \cdot S_H^{\text{KS}}$ entspricht.

Zusätzlich werden in [87, S. 63] Startkosten von 10 €/MW pro Kaltstart angegeben, die sich auf Kompressor und Turbine aufteilen und den Wertverlust der Komponenten durch die Temperaturgradienten beim Kaltstart abbilden ($S_K^{\text{KS}} = S_T^{\text{KS}} = 5 \text{ €/MW}$). Wenn die Verschleißkosten auf alle Starts umgelegt werden, entsprechen die durchschnittlichen Kosten pro Start des Kompressors 0,2 €/MW bis 0,8 €/MW je nach Preisszenario. Für die Turbine sind die durchschnittlichen Verschleißkosten pro Start mit 0,02 €/MW bis 1,1 €/MW noch stärker abhängig vom Preisszenario. Um einen einheitlichen Wert zu verwenden, wird $S_K^{\text{HS}} = S_T^{\text{HS}} = 0,5 \text{ €/MW}$ angenommen.

Als Ergebnis werden die binären Startvariablen $\alpha_T(t)$ und $\alpha_K(t)$ der Turbine und des Kompressor implementiert und über die folgenden Nebenbedingungen definiert. Hierbei ist die Startvariable $\alpha(t) = 1$, wenn die Komponenten im Zeitschritt t in Betrieb ist ($\mu(t) = 1$), im Zeitschritt davor jedoch nicht ($\mu(t-1) = 0$). Die binären Betriebsvariablen $\mu_K(t)$ und $\mu_T(t)$ ergeben sich aus der Definition der minimalen Teillast.

$$\alpha_K(t) \geq \mu_K(t) - \mu_K(t-1) \quad (6.31)$$

$$\alpha_T(t) \geq \mu_T(t) - \mu_T(t-1) \quad (6.32)$$

Die Energiebilanz des Wasserstoffspeichers wird um den Wasserstoffbedarf beim Start der Turbine $S_H^{\text{HS}} \cdot \alpha_T(t)$ erweitert.

$$e_H(t) = e_H(t-1) + \eta_E \cdot p_E(t) \cdot \Delta T - \frac{p_T(t)}{\eta_{T,H}} \cdot \Delta T - p_V(t) \cdot \Delta T - S_H^{\text{HS}} \cdot \alpha_T(t) \quad (6.33)$$

Zusätzlich werden die Startkosten $c_s(t)$, die sich aus den Verschleißkosten der Turbine und des Kompressors zusammensetzen, in der Zielfunktion hinzugefügt.

$$\max \sum_{t=1}^T \left(r_D(t) - c_D(t) + r_M(t) + r_S(t) + r_P(t) + r_V(t) + r_O(t) - c_S(t) \right) \quad (6.34)$$

$$c_S(t) = S_K^{\text{HS}} \cdot \alpha_K(t) + S_T^{\text{HS}} \cdot \alpha_T(t) \quad (6.35)$$

Ergebnisse Abbildung 6.8 zeigt die Nettoerlöse und die Anzahl der Starts des Kompressors und der Turbine für das Kraftwerksmodell ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der Startkosten. Die Starts sind aufgeteilt in Heißstart, Warmstart und Kaltstart, wobei bei der Optimierung aufgrund der oben beschriebenen Einschränkungen kein Unterschied zwischen der Art des Starts berücksichtigt wird. Die Nettoerlöse sinken um weitere 0,017 p.u. auf 11,54 Mio. € im Vergleich zum Modell mit minimaler Teillast. Die Startkosten von Turbine und Kompressor im Modell mit Startkosten entsprechen ca. 64.000 €, das sind 1,7% der Betriebskosten. Die Anzahl Starts des Kompressors sind bereits durch die Berücksichtigung der minimalen Teillast deutlich geringer und sinken erneut um die Hälfte, wenn die Startkosten berücksichtigt werden. Bei den Starts der Turbine haben die Startkosten einen höheren Einfluss als der Teillastwirkungsgrad: Die Anzahl Starts verringert sich um 35% verglichen mit der alleinigen Berücksichtigung der minimalen Teillast und der Anteil der Heißstarts sinkt deutlich.

Die Berücksichtigung der Startkosten beeinflusst die Nettoerlöse nicht nur durch die direkten Kosten, die mit jedem Start entstehen, sondern auch indirekt durch einen Erlösverlust aufgrund der geringeren Flexibilität der Komponenten und aufgrund des Brennstoffbedarfs beim Start der Turbine. Startkosten sollten somit unbedingt bei der Modellierung eines Speicherkraftwerks berücksichtigt werden.

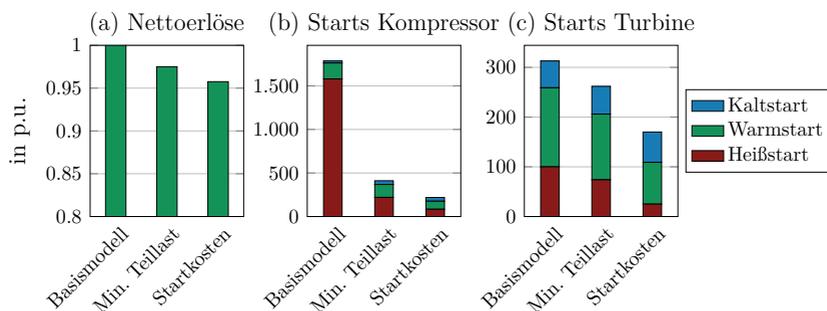


Abbildung 6.8: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr und Anzahl Starts der Komponenten ohne und mit Berücksichtigung der minimalen Teillast und der Startkosten für das Szenario *basis*.

6.2.7 Kombination der Betriebsrestriktionen

Die sechs bisher beschriebenen Betriebsrestriktionen werden nun kombiniert. Das resultierende detaillierte Kraftwerksmodell berücksichtigt alle beschriebenen Betriebsrestriktionen. Abbildung 6.9 zeigt die Nettoerlöse pro Jahr in Abhängigkeit vom Detailgrad des Kraftwerks und vom Preisszenario. Die Nettoerlöse sind auf die Erlöse des Basismodells ohne Betriebsrestriktionen normiert.

Die Nettoerlöse der Modellvarianten weichen im Maximum nicht mehr als 0,07 p.u. von den Erlösen des Basismodells ab. Die Berücksichtigung der minimalen Teillast hat in jedem Szenario den größten Einfluss auf die Nettoerlöse. Die zusätzliche Berücksichtigung der Teillastwirkungsgrade zeigt hingegen nur einen geringen Einfluss auf die Nettoerlöse, da sich die Auswirkungen der schlechteren Teillastwirkungsgrade des Kompressors und der Turbine und des besseren Teillastwirkungsgrad der Elektrolyse gegenseitig kompensieren. Sowohl die Berücksichtigung des entkoppelten Betriebs der Turbine und des Kompressors als auch die Berücksichtigung der Umschaltzeit zwischen den beiden Betriebsmodi haben nur einen geringen Einfluss auf die Nettoerlöse. Die Berücksichtigung der Startkosten hingegen führt dazu, dass die Erlöse deutlicher sinken als bei anderen Restriktionen. Im Gegensatz dazu führt die Berücksichtigung der einzelnen Elektrolysemodule in allen Preisszenarien

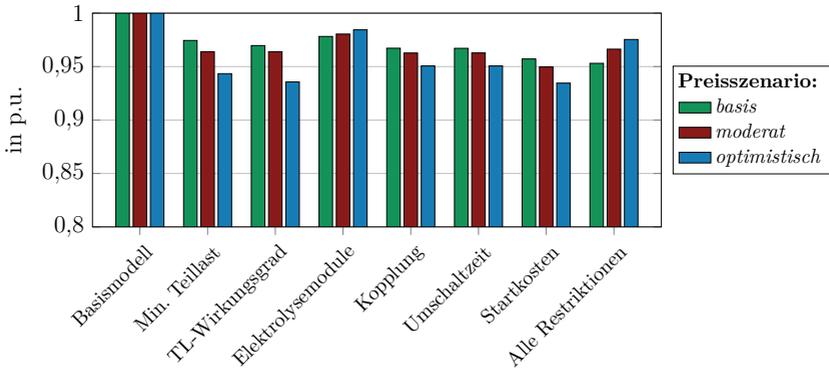


Abbildung 6.9: Nettoerlöse (Erlöse abzgl. Betriebskosten) pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse des Basismodells in Abhängigkeit vom Detailgrad des Kraftwerksmodells und vom Preisszenario.

zu einer Erhöhung der Nettoerlöse gegenüber dem Modell mit minimaler Teillast. Der Betrieb der Elektrolyse hat im Szenario *optimistisch* einen großen Einfluss, sodass die Nettoerlöse bei Berücksichtigung der Elektrolysemodule die geringste Abweichung zum Basismodell aufweisen.

Ein Vergleich innerhalb der einzelnen Preisszenarien zeigt, dass bei Berücksichtigung nur einzelner Restriktionen im Szenario *basis* die Nettoerlöse überschätzt werden. Das Modell, das alle Betriebsrestriktionen berücksichtigt, hat in diesem Fall mit 0,954 p.u. die geringsten Nettoerlöse. In den Szenarien *moderat* und *optimistisch* hingegen werden die Erlöse mit ausgewählten Betriebsrestriktionen unterschätzt. Das führt dazu, dass die geringsten Nettoerlöse jeweils im Modell mit Berücksichtigung der Startkosten mit 0,950 p.u. bzw. 0,935 p.u. verzeichnet werden. Im Vergleich hierzu liegen die Nettoerlöse beim detaillierten Kraftwerksmodell, das alle Restriktionen berücksichtigt, bei 0,967 p.u. (*moderat*) bzw. 0,975 p.u. (*optimistisch*).

Die Berücksichtigung der Betriebsrestriktionen hat nicht nur Einfluss auf die Nettoerlöse, sondern in hohem Maße auch auf den Betrieb der Speicherkraftwerkskomponenten. Abbildung 6.10 zeigt die Betriebsstunden, den Ausnutzungsgrad und die Anzahl

Starts der Speicherkraftwerkskomponenten in Abhängigkeit vom Preisszenario für das Basismodell und das detaillierte Modell mit allen Betriebsrestriktionen.

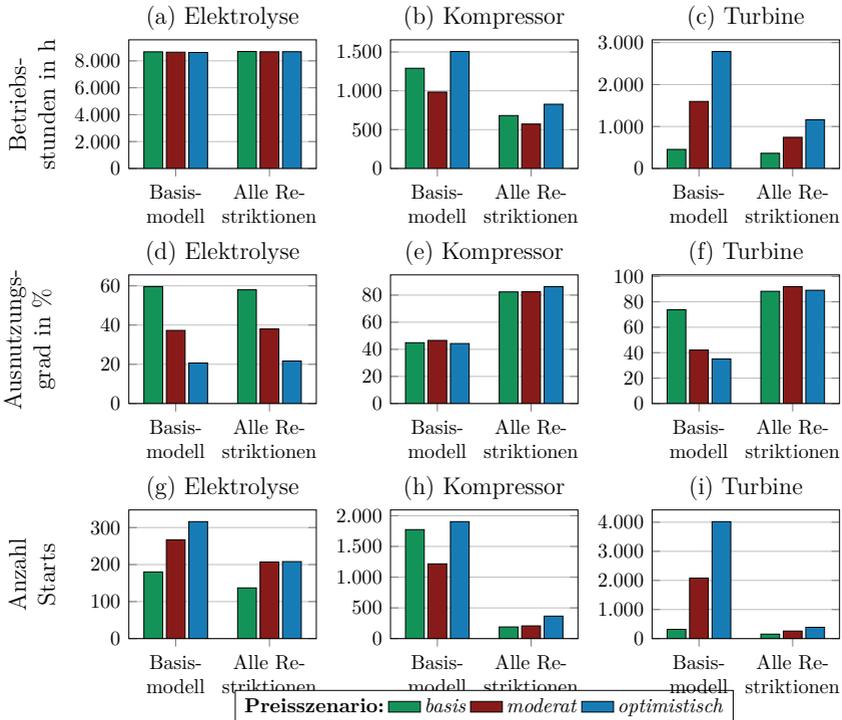


Abbildung 6.10: (a, b, c) Anzahl Betriebsstunden, (d, e, f) Ausnutzungsgrad und (g, h, i) Anzahl Starts der Speicherkraftwerkskomponenten Elektrolyse, Kompressor und Turbine in Abhängigkeit vom Kraftwerksmodell und vom Preisszenario.

Der Betrieb der Elektrolyse wird durch die Berücksichtigung aller Betriebsrestriktionen im Modell kaum beeinflusst. Lediglich die Anzahl Starts sinkt in allen Preisszenarien geringfügig im Vergleich zum Basismodell. Grund dafür ist die Be-

rücksichtigung der einzelnen Elektrolysemodule, die in Summe annähernd die gleiche Flexibilität bieten wie die ideale Elektrolyse im Basismodell.

Beim Kompressor und der Turbine sinken die Betriebsstunden und die Anzahl Starts deutlich. Zusätzlich steigt der Ausnutzungsgrad der beiden Komponenten, da die Komponenten bei geringeren Betriebsstunden und annähernd gleichem Energiebedarf häufiger bei Volllast betrieben werden. Bei dem Betrieb der Turbine ist der Unterschied zwischen Basismodell und dem Modell mit allen Betriebsrestriktionen im Szenario *optimistisch* am größer als beim Kompressor

Die Untersuchungen zeigen, dass die Berücksichtigung von Betriebsrestriktionen einen größeren Einfluss auf die Betriebsweise der Komponenten hat als auf die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks. Um einen reibungsfreien Betrieb des Kompressors und der Turbine zu gewährleisten, der eine möglichst lange Lebensdauer der Komponenten verspricht, muss vor allem die minimale Teillast berücksichtigt werden. Bei der Elektrolyse ist es vorteilhaft, wenn beim Bau bereits eingeplant wird, dass die Elektrolysestacks einzeln gesteuert werden können, um eine möglichst hohe Flexibilität zu erreichen.

6.3 Zwischenfazit

Bei der mathematischen Optimierung der Betriebsführung eines Speicherkraftwerks können verschiedene Betriebsrestriktionen des Kraftwerks berücksichtigt werden. Diese nicht-linearen Zusammenhänge werden mithilfe von ganzzahligen oder binären Variablen approximiert. Die Berücksichtigung der minimalen Teillast der Komponenten hat dabei mit einer Reduktion der Nettoerlöse um 5%, bezogen auf das vereinfachte Basismodell aus Teil B, den größten Einfluss auf die Betriebsoptimierung. Gleichzeitig führt die minimale Teillast auch dazu, dass die Betriebsstunden und Starts der Komponenten sinken und der Ausnutzungsgrad steigt. Eine Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden und Startkosten der Komponenten bewirkt hingegen nur eine geringe Reduktion der Nettoerlöse von unter 2%. Die Ausnutzung

der Turbine und des Kompressors steigt durch die Modellierung des Teillastwirkungsgrads. Die Berücksichtigung der Entkopplung von Kompressor- und Turbinenbetrieb und der Umschaltzeit dazwischen hat keinen signifikanten Einfluss auf den Betrieb und die Erlöse.

Die detailliertere Modellierung der Elektrolyse führt im Gegensatz dazu zu einer erhöhten Flexibilität. Der Teillastwirkungsgrad der Elektrolyse liegt höher als der Wirkungsgrad bei Nennleistung. Ein Elektrolysesystem besteht aus mehreren Elektrolyse-Stacks, die einzeln angesteuert werden können. Das bedeutet, dass die minimale Teillast des Elektrolysesystems der minimalen Teillast eines Stacks entspricht. Hierdurch steigt wiederum die Flexibilität der Elektrolyse und damit steigen auch die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks.

Die Nettoerlöse liegen bei Berücksichtigung einzelner Betriebsrestriktionen in allen Preisszenarien maximal 7 % unter den Erlösen des Basismodells. Werden alle Betriebsrestriktionen berücksichtigt, sind die Nettoerlöse maximal 5 % geringer. Das Basismodell eignet sich somit gut, um die optimale Dimensionierung der Speicherkraftwerkskomponenten anhand des jährlichen Gewinns zu bestimmen. Durch die Berücksichtigung von Betriebsrestriktionen werden die Kraftwerkskomponenten Kompressor und Turbine allerdings deutlich weniger flexibel betrieben, was zu geringerem Verschleiß führt. Das detaillierte Speicherkraftwerksmodell ist somit für eine sinnvolle und realitätsnahe Betriebsführung notwendig.

7 Rollierende Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung von Prognosefehler

Die bisherigen Untersuchungen basieren auf einem Optimierungsproblem mit perfekter Prognose. Das bedeutet, dass während der Optimierung der Betriebsführung die Eingangsdaten für jeden Zeitpunkt des Optimierungszeitraums bekannt sind. Da das nicht der Realität entspricht, entsprechen die errechneten Erlöse somit theoretischen oberen Grenzen. Im diesem Kapitel wird die Methode der rollierende Planung mit einen begrenzten Prognosezeitraum verwendet, um die optimale Kraftwerkseinsatzplanung zu bestimmen und die Nettoerlöse des Kraftwerks abzuschätzen. Diese Methode ist realitätsnäher, da bei der Echtzeit-Einsatzoptimierung die Eingangsparameter wie Marktpreise ebenfalls häufig nur für wenige Tage im Voraus bekannt sind. Zusätzlich kann mit einer rollierenden Planung der Einfluss von Prognosefehlern auf den Betrieb des Speicherkraftwerks untersucht werden.

Im Folgenden wird zunächst die Methodik der rollierenden Planung erklärt und es wird der Einfluss der Prognoselänge auf die Nettoerlöse des Kraftwerks untersucht. Im Anschluss werden zwei Verfahren zur kurzfristigen Prognose von Day-Ahead-Marktpreisen mit unterschiedlicher Prognosegüte vorgestellt. Auch hier wird der Einfluss der Prognoselänge und der Prognosegüte auf den Betrieb und die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks analysiert. Für die rollierende Kraftwerkseinsatzplanung wird das Basismodell aus dem vorherigen Kapitel verwendet. Das bedeutet, dass die Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten anhand der Preisszenarien *basis*, *moderat* und *optimistisch* vorgegeben ist. Außerdem werden zunächst keine Betriebsrestriktionen berücksichtigt.

7.1 Rollierende Planung

Bei der rollierenden Planung, auch rollierender Horizont bzw. *rolling horizon* genannt, handelt es sich um eine periodenbasierte Planungsform, die häufig im Projektmanagement und in der Produktionsplanung zum Einsatz kommt. Bezogen auf die Regelung von (Industrie-)Anlagen wird häufig von modellprädiktiver Regelung bzw. *model predictive control (MPC)* gesprochen. Wird rollierende Planung im Rahmen eines Optimierungsproblems verwendet, spricht man von *rolling horizon optimization*.

Bei der rollierenden Planung wird das Optimierungsproblem wiederholt für einen vordefinierten Planungszeitraum (Prognosehorizont) gelöst und im Anschluss um ein vordefiniertes Zeitintervall (Entscheidungshorizont) nach vorne verschoben. Dabei werden alle Variablen, die aus dem Prognosehorizont herausfallen, bei der nächsten Planung als vorgegeben angenommen [108]. In Abbildung 7.1 ist das Schema der rollierenden Optimierung für einen Entscheidungshorizont von einer Periode und einem Planungshorizont von drei Perioden dargestellt. Im Folgenden wird die Länge des Prognosehorizonts variiert (ein Tag, zwei Tage, vier Tage, sieben Tage). Der Entscheidungshorizont wird, angelehnt an die Auktionen des Day-Ahead-Markts und der Regelenergiemärkte, auf einen Tag festgelegt. Bei einem Prognosehorizont von einem Tag in Kombination mit dem Entscheidungshorizont von einem Tag handelt es sich streng genommen nicht um eine rollierende Planung, da die Tage einzeln durchgegangen werden und die zukünftigen Tage keinen Einfluss auf die Einsatzplanung des betrachteten Tages haben.

Das Verfahren der rollierenden Planung birgt nicht nur den Vorteil, dass große Optimierungsmodelle signifikant verkleinert werden, wodurch die Rechenzeit deutlich verringert wird. Zusätzlich bildet das Verfahren die Realität besser ab, da berücksichtigt wird, dass exogene Parameter wie Preise nur für einen begrenzten Prognosehorizont bekannt sind. Außerdem bietet das Verfahren die Möglichkeit, unsichere Prognosen solcher exogenen Parameter zu berücksichtigen.

Für die rollierende Planung wird das lineare Basismodell des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks aus Kapitel 6.1 angewendet. Die Energiemärkte, an denen das

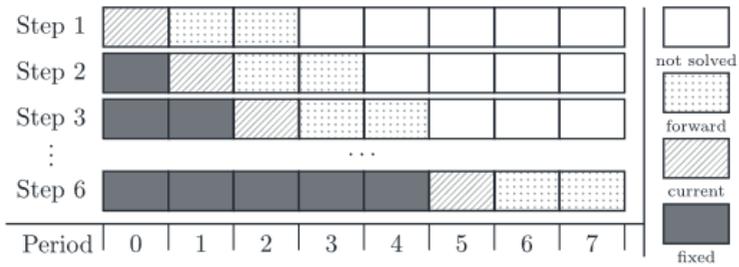


Abbildung 7.1: Schema der *rolling horizon optimization* Methode mit einem Entscheidungshorizont von einer Periode und einem Prognosehorizont von drei Perioden [108].

Speicherkraftwerk teilnehmen kann, sind wie bisher der Day-Ahead-Markt, die Regelenergiemärkte, Direktverträge mit EE-Parks und der Wasserstoff- und Sauerstoffverkauf. Die Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten ist anhand der Preisszenarien in Kapitel 5.5 vorgegeben. Abbildung 7.2 zeigt die Nettoerlöse pro Jahr der rollierenden Planung für verschiedene Prognosehorizonte. Die Nettoerlöse werden auf die Nettoerlöse der nicht-rollierenden Planung bezogen.

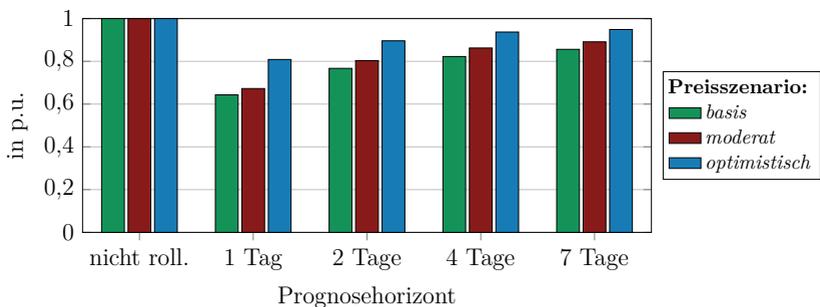


Abbildung 7.2: Nettoerlöse pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse ohne rollierende Planung in Abhängigkeit vom Prognosehorizont und vom Preisszenario.

Die Nettoerlöse steigen wie zu erwarten mit steigendem Prognosehorizont, da das Speicherkraftwerk vorausschauender betrieben werden kann. Bei einem Prognosehorizont von einem Tag liegen die Nettoerlöse im *basis*-Szenario um 0,36 p.u. niedriger als bei nicht-rollierender Optimierung der Betriebsführung. Mit einem Prognosehorizont von sieben Tagen sinken die Nettoerlöse nur um 0,14 p.u. gegenüber der nicht-rollierenden Planung. In den Szenarien *moderat* und *optimistisch* hat die rollierende Planung einen geringeren Einfluss auf die Nettoerlöse. Bei sieben Tagen Prognosehorizont liegen die Nettoerlöse im Szenario *optimistisch* nur 0,05 p.u. unter der nicht-rollierenden Planung.

Wasserstoffverkauf Bei der rollierenden Planung wird, anders als bei allen bisher analysierten Modelle mit nicht-rollierender Planung, vermehrt überschüssiger Wasserstoff verkauft. Bei einem Prognosehorizont von einem Tag sind es im Szenario *basis* 18,9 GWh_{th} pro Jahr und im Szenario *optimistisch* 63 GWh_{th}. Die verkaufte Wasserstoffmenge sinkt mit länger werdendem Prognosehorizont und bei einer Prognose von sieben Tag wird in keinem Szenario überschüssiger Wasserstoff verkauft.

Dass bei kurzen Prognosehorizonten vermehrt Wasserstoff verkauft wird, lässt sich anhand der Zeitverläufe der Speicherinhalte erklären. In Abbildung 7.3 ist die Zeitreihe des Speicherinhalts der Speicher in Abhängigkeit vom Prognosehorizont für das Szenario *basis* dargestellt. Der Startwert des Speicherinhalts $e(t = 1)$ der Modellierung mit rollierender Planung entspricht dem Startwert der nicht-rollierende Planung. Dieser Wert wird bei der nicht-rollierenden Einsatzplanung optimiert und liegt in Szenario *basis* bei 4,7 % (Wasserstoffspeicher) bzw. 48,5 % (Druckluftspeicher). Der Druckluftspeicher kann in diesem Szenario mit dem Kompressor (Nennleistung: 197 MW) innerhalb von 39,2 h aufgeladen werden. Die Elektrolyse hat eine Nennleistung von 59 MW, daher dauert es 1.431 h, den Wasserstoffspeicher vollständig aufzuladen.

Bei nicht-rollierender Planung wird die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers vollständig ausgenutzt (grüne Linie). Der Speicher wird im Wesentlichen in der ersten Jahreshälfte gefüllt, um ab September schrittweise entleert zu werden. Bei der

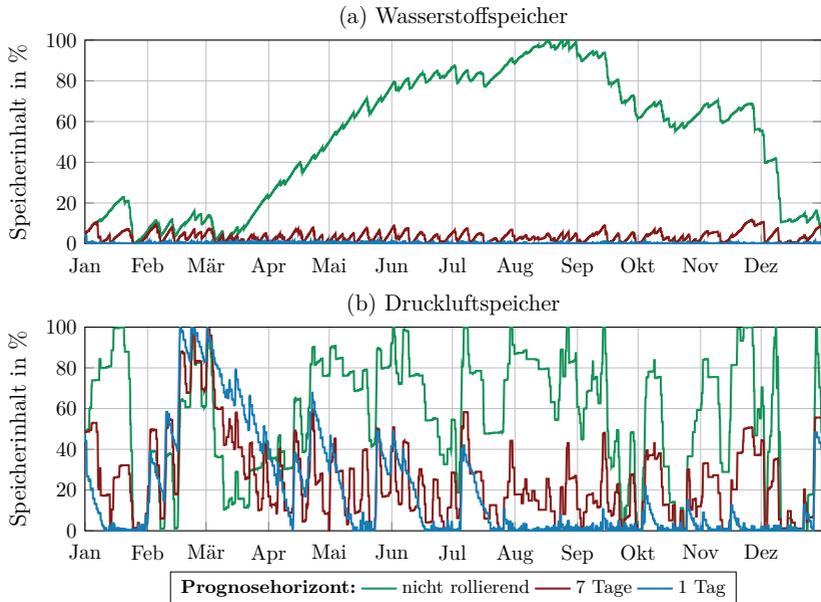


Abbildung 7.3: Zeitverlauf des Speicherinhalts des Wasserstoffspeichers in Abhängigkeit vom Prognosehorizont und im Vergleich zur nicht rollierenden Planung für das Szenario *basis*.

rollierenden Planung mit einem Prognosehorizont von sieben Tagen (rote Linie) liegt der Speicherinhalt bei maximal 11,8 % der Speicherkapazität, das entspricht einem geometrischen Volumen von 61.170 m^3 . Bei einem Prognosehorizont von einem Tag (blaue Linie) startet der Speicherinhalt ebenfalls bei 4,7 %, wird allerdings innerhalb der ersten 6 h des Jahres vollständig entladen und erreicht danach maximal einen Wert von 1,5 %. Der Druckluftspeicher erreicht in jedem Preisszenario Ende Februar die maximale Speicherkapazität. Er zeigt allerdings in der zweiten Jahreshälfte ein ähnliches Verhalten wie der Wasserstoffspeicher, da der Speicherinhalt in der unteren Hälfte der Speicherkapazität bleibt.

Der Grund für die geringe Ausnutzung des Wasserstoffspeichers ist die Möglichkeit des Wasserstoffverkaufs. Bei der nicht-rollierenden Planung wird vorgegeben, dass

der Speicherinhalt am Ende des Jahres dem Wert zu Beginn des Jahres entspricht. Damit wird verhindert, dass am Ende des Jahres mehr oder weniger Energie im System zur Verfügung steht als zu Beginn. Diese Einschränkung kann bei der rollierenden Planung nicht vorgenommen werden, da der Betrieb nur für die Länge des Prognosehorizonts optimiert wird. Die Gewinnmaximierung erfolgt also nur für den Zeitraum des Prognosehorizonts, der zwischen einem und sieben Tagen variiert. Es ist in diesem Fall für das Speicherkraftwerk wirtschaftlich sinnvoll, beide Speicher zum Ende des Prognosehorizonts so weit wie möglich zu entleeren. Zunächst geschieht das über den Betrieb der Turbine und im Anschluss wird überschüssiger Wasserstoff verkauft, um damit zusätzliche Erlöse zu erzielen. Das führt dazu, dass im Szenario *basis* mit einem Prognosehorizont von einem Tag $18,9 \text{ GWh}_{\text{th}}$ Wasserstoff im Jahr verkauft wird. Die Erlöse aus dem Wasserstoffverkauf summieren sich zu $0,29 \text{ Mio. €}$ pro Jahr. Mit einem Prognosehorizont von zwei Tagen wird nur noch $1,1 \text{ GWh}_{\text{th}}$ Wasserstoff pro Jahr verkauft. Mit einem Prognosehorizont von vier bis sieben Tagen wird der Wasserstoffspeicher ebenfalls zum Ende jedes Prognosehorizonts vollständig entleert. Da aber je Periode nur der Fahrplan des ersten von sieben Tagen umgesetzt wird, liegt der Wasserstoffverkauf in Summe trotzdem bei $0 \text{ GWh}_{\text{th}}$.

Für eine sinnvolle Nutzung der vollen Kapazität des Wasserstoffspeichers ist die automatisierte Betriebsführung alleine anhand der rollierenden Planung somit nicht geeignet. Allerdings zeigen die Nettoerlöse, dass der Betrieb des Speicherkraftwerks trotz der geringen Auslastung der Wasserstoffkaverne mit der rollierenden Planung profitabel ist, da die Nettoerlöse nur $0,051 \text{ p.u.}$ bis $0,144 \text{ p.u.}$ niedriger liegen als bei der nicht-rollierenden Planung eines Jahres. Ein Prognosehorizont von mindestens vier Tagen ist dabei notwendig, um kurzfristige Verkaufsentscheidungen zu vermeiden. Die rollierende Planung sollte allerdings trotzdem für eine optimalen Ausnutzung der Wasserstoffkaverne um eine übergeordnete Langfristplanung ergänzt werden, die mit dem hier vorgestellten Modell nicht abgebildet werden kann. Die Ergebnisse zeigen auch, dass der Wasserstoffspeicher kleiner dimensioniert werden kann als der Druckluftspeicher. Wenn für den Bau eines Speicherkraftwerks zwei Kavernen mit unterschiedlichem geometrischen Volumen zur Verfügung stehen, sollte somit die größere Kaverne für die Speicherung der Druckluft genutzt werden.

7.2 Prognoseverfahren

Die rollierende Planung bietet die Möglichkeit, Prognosefehler der zeitabhängigen Eingangsdaten zu berücksichtigen. In den folgenden Untersuchungen wird die kurzfristige Prognose der zeitabhängigen Day-Ahead-Marktpreise untersucht, da diese den größten Einfluss auf die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks haben. Die Prognose von Börsenstrompreisen ist ein komplexes Thema, das seit der Deregulierung und Öffnung der Strommärkte noch an Relevanz zugenommen habe. Die Besonderheit, die den Strommarkt von anderen Märkten unterscheidet, ist das Leistungsgleichgewicht, das zu jedem Zeitpunkt im Stromnetz herrschen muss, um einen stabilen Betrieb zu garantieren [91]. Die Verfahren zur Prognose von Börsenstrompreisen unterscheiden sich somit von Prognoseverfahren für andere Güter. Die Verfahren lassen sich laut Weron [91] in fünf Kategorien unterteilen:

- **Multi-Agent Modelle:** Simulation einzelner Marktteilnehmer, die miteinander interagieren, um den Market-Clearing-Price zu prognostizieren
- **Fundamentale Modelle:** Beschreibung der Preisdynamik anhand der Einflüsse verschiedene physikalischer und ökonomischer Faktoren.
- **Stochastische Modelle:** Charakterisierung der statistischen Eigenschaften des zeitabhängig Börsenstrompreises
- **Statistische Modelle:** Übertragung von statistischen Modelle für Lastprognosen auf die Prognose von Börsenstrompreisen
- **Maschine Learning Modelle:** Entwicklung von Methoden basierend auf Verfahren der künstlichen Intelligenz wie Fuzzy Logic, künstliche neuronale Netze und evolutionäre Algorithmen

Zusätzlich gibt es unzählige Ansätze, die verschiedene Verfahren kombinieren. Prognoseverfahren können anhand verschiedener Parameter verglichen werden. Für die Prognose von Börsenstrompreisen eignet sich am Besten der *symmetric mean absolute percentage error (sMAPE)* [109]:

$$sMAPE = \frac{100}{N} \sum_{k=1}^N \frac{|y_k - \hat{y}_k|}{0,5 \cdot (|y_k| + |\hat{y}_k|)} \quad (7.1)$$

Hierbei sind y_k die realen Werte und \hat{y}_k die prognostizierten Werte. Anders als bei der Lastprognose eignet sich der *mean absolute percentage error (MAPE)* nicht für die Bewertung von Strompreisprognosen, da der *MAPE* bei kleinen Preisen sehr viel größer ist als bei großen Werten mit gleicher Abweichung [91]. Der *sMAPE* liegt typischerweise zwischen 15 % und 24 % für statistische Methoden und zwischen 12 % und 16 % für Maschine Learning Methoden bei einem Prognosehorizont von einem Tag [109].

Im Folgenden werden zwei statistische Methoden unterschiedlicher Güte beschrieben, die für die kurzfristige Prognose der Day-Ahead-Marktpreise bei der rollierenden Planung im weiteren Verlauf genutzt werden. Die naive Methode zählt zu den statistischen Modellen und basiert auf dem Ansatz der ähnlichen Tage. Hierbei wird für einen Montag, Samstag und Sonntag angenommen, dass der Verlauf des Strompreises dem Montag, Samstag bzw. Sonntag der vorherigen Woche entspricht. Für die restlichen Wochentage entspricht der Verlauf dem Verlauf des vorherigen Tages. Diese Methode gilt als Benchmark zur Überprüfung der Kalibrierung anderer Modelle [91].

Die zweite Methode gehört zu den sARIMA-Modellen. Die Abkürzung sARIMA steht für *seasonal autoregressive integral moving average* und beschreibt ein statistisches Regressionsmodell. Hierbei handelt es sich um ein lineares Modell, das sowohl aktuelle und vergangene Werte als auch ein gleitendes Mittel über vergangene Zeiträume berücksichtigt. Außerdem können saisonale Effekte und exogene Parameter einbezogen werden. Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in Anhang C.2 dargestellt.

Für die folgenden Untersuchungen werden diese beiden Methoden auf die Zeitreihe des Day-Ahead-Marktpreises für 2020 angewendet. Abbildung 7.4 zeigt ein Beispiel der Prognose der Day-Ahead-Marktpreise für drei Tage im Jahr 2020. Die naive Methode nutzt den Vortag zu Prognose des aktuellen Tages. Tag 2 entspricht somit den realen Preisen von Tag 1 und Tag 3 entspricht den realen Preisen von Tag 2. Bei der sARIMAX-Methode fließt die Preisänderung (Ableitung) der vergangenen fünf Stunden ein, der gleitende Durchschnitt der letzten Stunde sowie die tatsächlichen Preise des entsprechenden Zeitschritts einen und zwei Tage zuvor und der gleitende

Durchschnitt der letzten zwei Tage. Hierdurch werden vor allem die Preissenke und die Preisspitze am dritten Tag besser abgebildet als mit dem naiven Modell.

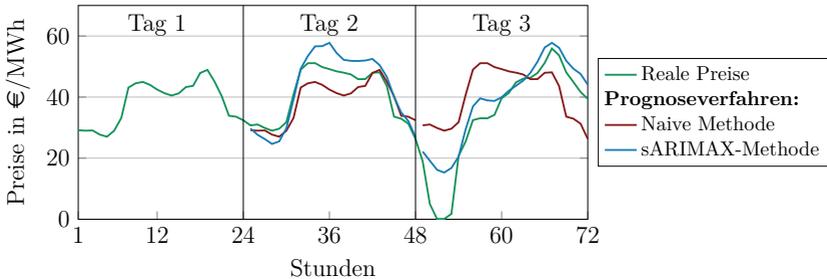


Abbildung 7.4: Beispiel der Prognose der Day-Ahead-Marktpreise anhand der naiven und der sARIMAX-Prognosemethode.

Die naive Methode hat einen $sMAPE = 41,4\%$ für ein Prognosehorizont von einem Tag. Die Prognosegüte ist deutlich schlechter als bei Modellen des aktuellen Stands der Wissenschaft. Ergebnisse dieses Prognoseverfahrens stellen somit im Folgenden eine untere Grenze der Nettoerlöse dar. Der $sMAPE$ der sARIMAX-Methode von $26,1\%$ liegt geringfügig über den in [109] untersuchten statistischen Modellen (15% bis 24%) und deutlich über den Machine Learning Methoden. Die Gründe für den hohen $sMAPE$ der beiden Modelle sind u. a. hohe Preisspitzen und -senken. Abbildung 7.5 zeigt das Streudiagramm der prognostizierten Preise der beiden Methoden aufgetragen über den realen Preisen je Zeitschritt. Die realen Preise sind als Nullpunktgerade zur Übersichtlichkeit ebenfalls im Diagramm in grün dargestellt. Im mittleren Bereich der Preise zwischen 0 €/MWh und 50 €/MWh liegen die prognostizierten Werte der sARIMAX-Methode näher an den realen Werten als bei der naive Methode. Das bedeutet, dass die Prognosegüte der sARIMAX-Methode in diesem Intervall besser ist. Mit der sARIMAX-Methode werden die Grenzwerte jedoch deutlich unterschätzt. Das Maximum der durch die sARIMAX-Methode prognostizierten Preise entspricht nur $48,9\%$ des realen Maximums und das Minimum dieser Methode entspricht nur $24,7\%$ des realen Minimums. Extremwerte

lassen sich somit trotz der Nutzung der Residuallast als exogenen Parameter mit der sARIMAX-Methode kaum prognostizieren. Mit der naiven Methode werden zwar die gleichen Preisspitzen prognostiziert, die real verzeichnet werden, allerdings nicht zu dem Zeitpunkt, zu dem diese tatsächlich auftreten. Sie werden durch die naive Methode einen Tag oder eine Woche später abgebildet.

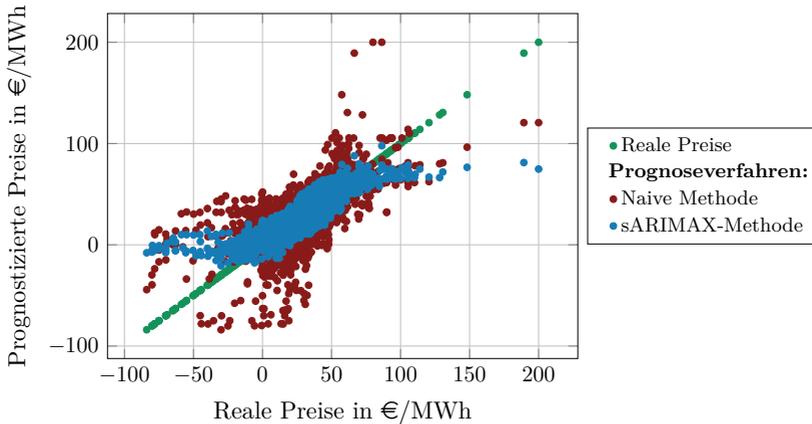


Abbildung 7.5: Prognose der Day-Ahead-Marktpreise mit der naiven Methode und der sARIMAX-Methode aufgezeichnet über den realen Preisen im entsprechenden Zeitschritt.

Bessere Prognosegüten können mit komplexeren statistischen oder Maschine Learning Methoden erreicht werden, die im Rahmen dieser Untersuchungen allerdings nicht berücksichtigt werden können. Im Folgenden werden somit die naive Methode und die sARIMAX-Methode mit der Residuallast als exogener Parameter verwendet, um den Einfluss der Prognosegüte auf die Betriebsführung des Speicherkraftwerks zu untersuchen. Die Prognosegüte wird mit beiden Modellen unterschätzt, sodass der Einfluss von Prognoseunsicherheiten überschätzt wird.

7.3 Einfluss der Prognosegüte

Die rollierende Planung der Betriebsführung des Speicherkraftwerks wird mit den beiden vorgestellten Prognoseverfahren *sARIMAX* und *naiv* für verschieden lange Prognosehorizonte durchgeführt und mit den Ergebnissen der rollierenden Planung mit perfekter Prognose und mit der nicht-rollierenden Optimierung verglichen. Der Prognosehorizont wird zwischen einem und sieben Tagen variiert und der Fahrplan des Speicherkraftwerks wird für den Entscheidungshorizont von einem Tag anhand der Prognose bestimmt. Der Betrieb wird für die Länge des Entscheidungshorizonts umgesetzt, anschließend wird für den nächsten Tag neu geplant. Die Prognosefehler haben keinen Einfluss auf den Betrieb des Speicherkraftwerks, lediglich die Erlöse werden beeinflusst durch die Differenz zwischen Prognose und realen Preisen.

Abbildung 7.6 zeigt die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks pro Jahr in Abhängigkeit vom Preisszenario, dem Prognosehorizont und dem Prognoseverfahren. Die Nettoerlöse werden auch die Ergebnisse der nicht-rollierenden Planung bezogen. Im *basis*-Szenario liegen die Nettoerlöse mit der *sARIMAX*-Methode zwischen 0,59 p.u. und 0,81 p.u. bezogen auf die nicht-rollierende Planung und damit etwa 0,08 p.u. unterhalb der Ergebnisse der perfekten Prognose. Mit der naiven Prognosemethode sind die Nettoerlöse deutlich geringer. Sie liegen unterhalb von 0,55 p.u. bezogen auf die nicht-rollierende Planung und sind auch bei längeren Prognosehorizonten gleichbleibend niedrig.

Die Nettoerlöse im Szenario *moderat* verhalten sich insgesamt ähnlich wie im *basis*-Szenario, allerdings ist der Einfluss der Prognoseunsicherheit größer. Die Nettoerlöse mit der *sARIMAX*-Methode liegen mit 0,57 p.u. bis 0,81 p.u. durchschnittlich ca. 0,1 p.u. unterhalb den Erlösen mit perfekter Prognose. Mit der naiven Methode liegen die Nettoerlöse niedriger als 0,46 p.u. bezogen auf die nicht-rollierende Planung.

Im Szenario *optimistisch* sind die Auswirkungen der Prognoseunsicherheiten kleiner als in den beiden anderen Preisszenarien. Wenn die Day-Ahead-Marktpreise mit der *sARIMAX*-Methode prognostiziert werden, sinken die Nettoerlöse nur um ca. 0,06 p.u. im Vergleich zur rollierenden Planung mit perfekter Prognose. Bei einem Prognosehorizont von sieben Tagen entsprechen die Nettoerlöse 0,89 p.u. verglichen

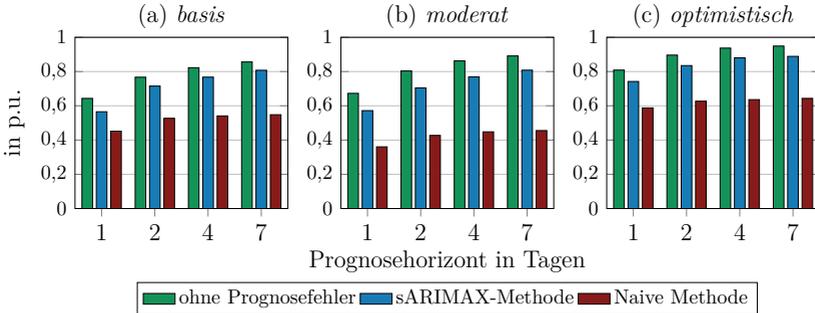


Abbildung 7.6: Nettoerlöse pro Jahr bezogen auf die Nettoerlöse mit nicht-rollierender Planung in Abhängigkeit vom Preisszenario, dem Prognosehorizont und dem Prognoseverfahren.

mit der nicht-rollierenden Planung. Mit der naiven Prognosemethode liegen die Nettoerlöse zwischen 0,59 p.u. und 0,64 p.u. im Vergleich zur nicht-rollierenden Planung und damit höher als in den beiden anderen Preisszenarien.

Wenn die Day-Ahead-Marktpreise mit der sARIMAX-Methode prognostiziert werden, sinken die Nettoerlöse unabhängig von der Prognoselänge um maximal 0,1 p.u. im Vergleich zur perfekten Prognose. Anders verhält es sich mit der naiven Methode: Nur ein Prognosehorizont von einem Tag weist geringere Nettoerlöse auf, ab einer Prognoselänge von zwei Tagen hat der Prognosehorizont keinen Einfluss auf die Nettoerlöse. Grund dafür ist der repetitive Charakter der naiven Prognosemethode: bei einem Prognosehorizont von zwei Tagen wird, je nach Wochentag, der gleiche Tagesverlauf zweimal hintereinander prognostiziert, sodass Prognosefehler ebenfalls wiederholt werden. Bei der sARIMAX-Methode fließt die Residuallast als exogener Parameter in die Prognose ein, sodass sich Preistendenzen, die über einen Tag hinausgehen, besser prognostizieren lassen.

Die rollierende Planung hat im Szenario *basis* den größten Einfluss auf die Nettoerlöse und im Szenario *optimistisch* den niedrigsten Einfluss. Die Prognosegüte hingegen hat im Szenario *moderat* den größten Einfluss. Dieser Effekt ist in der Dimensionierung und daraus folgenden notwendigen Betriebsführung des Speicherkraftwerks begründet. Der Kompressor ist im Szenario *moderat* im Vergleich zum

Szenario *basis* deutlich größer dimensioniert. Daraus folgen niedrigere Betriebsstunden und Anzahl Starts. Werden die Day-Ahead-Marktpreise falsch prognostiziert, führt das ggf. dazu, dass der Kompressor zum falschen Zeitpunkt in Betrieb ist. In den Szenario *basis* und *optimistisch* hat der Kompressor höhere Betriebsstunden und Anzahl Starts, deswegen ist das Risiko geringer, dass er zu einem ungünstigen Zeitpunkt in Betrieb ist.

Kraftwerksmodell mit höherem Detailgrad Die bisherigen Untersuchungen mit der rollierenden Planung basieren auf dem Basismodell aus Kapitel 6.1. In Kapitel 6.2.7 werden hingegen verschiedene Kraftwerksmodelle mit unterschiedlichem Detailgrad untersucht. Die modellierten Betriebsrestriktionen beinhalten die minimale Teillast der Komponenten, den Teillastwirkungsgrad, die einzelnen Stacks der Elektrolyse, die Kopplung und Umschaltung von Kompressor und Turbine sowie die Startkosten der Komponenten. Mit nicht-rollierender Planung und perfekter Prognose liegen die Nettoerlöse des Kraftwerksmodells TWEKUS, das alle diese Betriebsrestriktionen beinhaltet, zwischen 0,954 p.u. bis 0,975 p.u. bezogen auf die Nettoerlöse des Basismodells. Zusätzlich weisen die Turbine und der Kompressor geringere Betriebsstunden und Anzahl Starts sowie einen höheren Ausnutzungsgrad auf.

Die rollierende Planung der Betriebsführung wird erneut für das Kraftwerksmodell TWEKUS durchgeführt. Abbildung 7.7 zeigt die Nettoerlöse und den Gewinn des Modells mit rollierender Planung in Abhängigkeit von der Prognosemethode für einen Prognosezeitraum von sieben Tagen und für das detaillierte Kraftwerksmodell. Der Gewinn pro Jahr ergibt sich aus den Nettoerlösen pro Jahr abzüglich der jährlichen Investitionskosten. Im *basis*-Szenario liegen die Investitionskosten für das Speicherkraftwerk bei 9,1 Mio. € pro Jahr und die Nettoerlöse bei einer perfekten Prognose bei 10,0 Mio. €. Daraus ergibt sich der Gewinn pro Jahr mit rollierender Planung und perfekter Prognose von 0,95 Mio. €. Mit den untersuchten Prognoseverfahren sinken die Nettoerlöse, sodass sie in diesem Fall kleiner sind als die Investitionskosten pro Jahr. Das Speicherkraftwerk macht Verluste in Höhe von

0,01 Mio. € pro Jahr mit der sARIMAX-Methode und 3,21 Mio. € pro Jahr mit der naiven Prognosemethode.

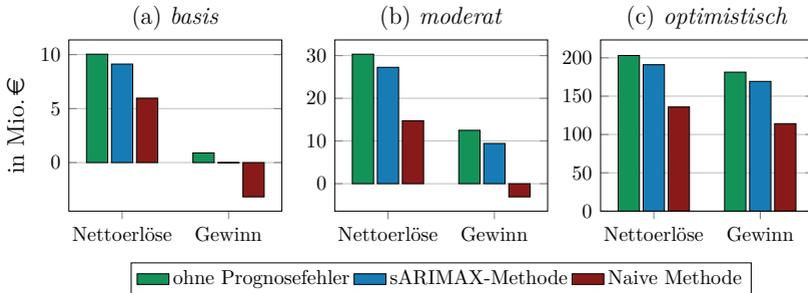


Abbildung 7.7: Nettoerlöse und Gewinn pro Jahr in Abhängigkeit vom Prognoseverfahren und dem Preisszenario für das detaillierte Kraftwerksmodell und einem Prognosehorizont von sieben Tagen.

Im Szenario *moderat* liegen die Nettoerlöse zwischen 14,7 Mio. € und 30,3 Mio. € und die Investitionskosten belaufen sich auf 17,8 Mio. €. Der Gewinn pro Jahr ist für die perfekte Prognose und die sARIMAX-Methode positiv, aber mit der naiven Prognosemethode liegen die Verluste bei 2,9 Mio. € pro Jahr. Mit der Dimensionierung im Szenario *optimistisch* liegen die Investitionskosten bei 21,8 Mio. €. Die Nettoerlöse sind mit über 130 Mio. € deutlich höher, sodass der Gewinn pro Jahr unabhängig vom Prognoseverfahren positiv ist.

Die Verluste des Speicherkraftwerk in den Szenarien *basis* und *moderat* sind ausschließlich auf die schlechte Prognosegüte zurückzuführen. Die Prognosegüte der sARIMAX-Methode liegt mit einem *sMAPE* von 26% am unteren Ende der in der Literatur angegebenen Werte. Komplexere statistische Modelle können einen *sMAPE* von 15% erreichen und verschiedene Machine Learning Methoden verzeichnen einen *sMAPE* von bis zu 12% [109]. Es ist davon auszugehen, dass die Gewinne mit einem besseren Prognoseverfahren auch im Szenario *basis* positiv sind, da sich die Nettoerlöse in dem Fall an den Wert der perfekten Prognose annähert.

Bei den Ergebnissen handelt es sich weiterhin um ein theoretisches Maximum der jährlichen Gewinne, da die Regelenergiepreise und die Zeitreihen der Einspeisung von erneuerbaren Energien keiner Unsicherheit unterliegen und die anderen Marktteilnehmer nicht modelliert wurden. Durch die Berücksichtigung der Preisprognose am Day-Ahead-Markt und verschiedener Betriebsrestriktionen nähern sich die Ergebnisse allerdings der Realität an.

7.4 Zwischenfazit

Das Verfahren der rollierenden Planung sieht vor, dass ein Optimierungsproblem periodenbasiert gelöst wird, wobei der Prognosehorizont begrenzt ist und das Zeitintervall nach jeder Periode um einen festgelegten Entscheidungshorizont nach vorne verschoben wird. Im Gegensatz zu einem Modell ohne rollierende Planung birgt diese Methode zwei Vorteile: aufgrund des begrenzten Prognosehorizonts wird die Prognostizierbarkeit von exogenen Parametern besser wiedergegeben und es können kurzfristige Prognosefehler berücksichtigt werden.

Bei Anwendung der rollierenden Planung mit perfekter Prognose liegen der Nettoerlöse um 14 % niedriger als mit nicht-rollierender Planung, wenn von einem Prognosehorizont von sieben Tagen und der aktuellen Preisstruktur ausgegangen wird (Szenario *basis*). Wird der Prognosehorizont verkürzt, sinken die Nettoerlöse um bis zu 36 %. In zukünftigen Preisszenarien hat die rollierende Planung weniger Einfluss auf die Nettoerlöse, und der Unterschied zwischen rollierender und nicht-rollierender Planung sinkt bis auf 5 %.

Die rollierende Planung hat den Nachteil, dass die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers nicht ausgenutzt wird. Dies ist durch die hohe Einspeicherungsdauer von bis zu 1.500 h bedingt, die deutlich länger ist als die untersuchten Prognosehorizonte. Hierdurch bedingt ist die automatisierte Betriebsführung alleine anhand der hier vorgestellten rollierenden Planung nicht geeignet, um die Kapazität des Wasserstoffspeichers sinnvoll zu nutzen. Eine übergeordnete langfristige Planung ist notwendig, die mit dem vorgestellten Modell nicht abgebildet werden kann. Diese

sollte langfristige Entwicklungen auf dem Strom- und Wasserstoffmarkt ebenso berücksichtigen wie saisonale Effekte. Trotzdem liegen die Nettoerlöse des Speicherkraftwerks nicht wesentlich niedriger als mit perfekter Prognose, sodass der Betrieb des Speicherkraftwerks auch mit rollierender Planung profitabel ist.

Zur Modellierung von Prognosefehlern bei der kurzfristigen Prognose von Day-Ahead-Marktpreisen werden zwei Prognoseverfahren untersucht, deren Prognosegüte am unteren Ende der in der gegenwärtigen Literatur dargestellten Methoden liegt. Die sARIMAX-Methode ist ein statistisches Modell, das zusätzlich zu vergangenen Preisen die aktuelle Residuallast als exogenen Parameter für die Prognose nutzt. Die naive Methode ist ein Ansatz der ähnlichen Tage und gilt als Benchmark für die Kalibrierung anderer Modelle. Bei aktuellen Preisstrukturen liegen die Nettoerlöse mit der sARIMAX-Methode etwa 8 % niedriger als mit perfekter Prognose und mit der naiven Methode über 20 % niedriger. Im Rahmen von zukünftigen Preisstrukturen haben sowohl die rollierende Planung als auch die Prognosefehler einen geringeren Einfluss auf die Nettoerlöse. Im Preisszenario *optimistisch* sinken die Nettoerlöse auch mit einem Prognoseverfahren mit schlechter Prognosegüte nicht unter 60 % der Nettoerlöse mit nicht-rollierender Planung. Auch wenn die Prognose der exogenen Parameter mit steigendem Prognosehorizont schlechter wird, ist ein Prognosehorizont von sieben Tagen immer gegenüber kürzeren Prognosehorizonten vorzuziehen.

Die Berücksichtigung von Betriebsrestriktionen, die im vorangegangenen Kapitel dargestellt wurden, und Prognosefehler, dargestellt durch die sARIMAX-Methode, führen dazu, dass das Speicherkraftwerk mit aktuellen Preisstrukturen 0,02 Mio. €/Jahr Verluste macht. Bei moderaten Preisentwicklungen liegen die Gewinne pro Jahr bei 9,4 Mio. €/Jahr und optimistische Preisentwicklungen führen zu einem Gewinn von 168,9 Mio. €/Jahr. Es ist außerdem zu beachten, dass die hier untersuchten Prognoseverfahren schlechter sind als in der Literatur dargestellte komplexe Verfahren. Mit einem besseren Prognoseverfahren ist auch im aktuellen Preisstrukturen ein profitabler Betrieb möglich.

8 Schlussfolgerungen

Die Energiewende in Deutschland mit dem Ziel eines klimaneutralen Energiesystems erfordert den massiven Ausbau erneuerbarer Energien. Mit einem steigenden Anteil fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung steigt auch der Bedarf an Kurz- und Langzeitenergiespeichern. Der volkswirtschaftliche Nutzen eines solchen Langzeitspeichers ergibt sich aus der geplanten Klimaneutralität und der fluktuierenden EE-Einspeisung. Der betriebswirtschaftliche Nutzen des Langzeitspeichers ist allerdings ebenso relevant, um komplizierte Anreizsysteme und Subventionen zu vermeiden und um die Projektierung und den Bau für Speicherbetreiber attraktiv zu machen.

Ein in bisherigen Untersuchungen nicht ausreichend beachtetes Konzept zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie ist das Wasserstoff-Druckluftspeicherwerk, das untertägige Salzkavernen zur Speicherung von Druckluft und Wasserstoff nutzt. Das Konzept basiert auf dem Prinzip des Druckluftspeicherwerks und nutzt zusätzlich die hohe Energiedichte von Wasserstoff, wodurch hohe Speicherkapazitäten erreicht werden. Durch den Einsatz der gespeicherten Druckluft wird außerdem der Wirkungsgrad der Ausspeicherung gegenüber einer Wasserstoff-Gasturbine verbessert. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines Wasserstoff-Druckluftspeicherwerks wurde das Konzept zunächst analysiert und mit anderen Konzepten zur Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff in Salzkavernen verglichen. Dann wurde die optimale Dimensionierung zur gleichzeitigen Teilnahme an mehreren Energiemärkten im Rahmen verschiedener Preisszenarien ermittelt. Die Ergebnisse der Dimensionierung wurden im Anschluss hinsichtlich des Einflusses von Betriebsrestriktionen und Prognoseunsicherheiten analysiert.

Konzeptionierung, Parametrierung und Vergleich von Speicherkraftwerken

Das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk (engl. *hydrogen compressed air energy storage*, HCAES) besteht aus einer Elektrolyse und einem Druckluftkompressor, die im Motorbetrieb unabhängig voneinander Wasserstoff produzieren oder Umgebungsluft komprimieren. Beide Gase werden in untertägigen Salzkavernen gespeichert. Im Generatorbetrieb wird eine Wasserstoff-Gasturbine mit dem Wasserstoff und der Druckluft angetrieben. Zusätzlich zu dem HCAES wurden vier weitere Speicherkraftwerkskonzepte basierend auf der Speicherung von gasförmigen Medien in untertägigen Salzkavernen untersucht. Das diabate Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) und das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (ACAES) nutzen die Verdichtung von Umgebungsluft zu Speicherung von elektrischer Energie, die Rückverstromung erfolgt entweder in einer Erdgasturbine oder in einer Expansionsturbine. In einem Wasserstoff-Speicherkraftwerk (engl. *hydrogen energy storage*, HES) wird Wasserstoff produziert und gespeichert und entweder mit einer offenen Wasserstoff-Gasturbine (HES-GT) oder einer Brennstoffzelle (HES-FC) in elektrische Energie umgewandelt.

Der Vergleich der Konzepte erfolgt anhand von techno-ökonomischen Kriterien. Quantitative Kriterien wie Wirkungsgrad, Speicherkapazität und spezifische Investitionskosten basieren auf Berechnungen anhand der ersten zwei Hauptsätze der Thermodynamik sowie einer umfangreichen Literaturrecherche zu den spezifischen Investitionskosten der einzelnen Komponenten. Zu den qualitativen Kriterien zählen u. a. die Marktreife, Emissionen und das Entwicklungspotential. Das ACAES weist den höchsten Wirkungsgrad auf, gefolgt vom CAES. Die Konzepte, die Wasserstoff nutzen (HCAES und HES), haben geringere Wirkungsgrade aber deutlich höhere Speicherkapazitäten als die beiden Konzepte, die nur Druckluft speichern (CAES und ACAES). Hinsichtlich der Investitionskosten und dem Technology Readiness Level schneiden das CAES und HCAES am besten ab. Das CAES kommt allerdings aufgrund des Erdgaseinsatzes und der sich daraus ergebenden direkten CO₂-Emissionen für einen Einsatz in einem regenerativen Energiesystem nicht infrage. Dagegen weisen das HCAES und die HES-Konzepte ein hohes Entwicklungspotential auf. Das HCAES eignet sich im Vergleich am Besten zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie. Es weist einen Speicherwirkungsgrad von 38 % bei einer durchschnittlichen

Einspeicherkapazität von 87,3 GWh auf. Auch das HES-GT kommt für den Einsatz im heutigen und zukünftigen Energiesystem infrage, das HES-FC hat hingegen aufgrund der Brennstoffzelle derzeit hohe Investitionskosten und ein niedriges Technology Readiness Level. Dementsprechend erfolgte die folgende Dimensionierung für das HCAES und das HES-GT.

Dimensionierung von Speicherkraftwerken Die Wirtschaftlichkeit eines Speicherkraftwerks ist abhängig von der Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten, da diese sowohl die Kosten als auch die Erlösmöglichkeiten des Kraftwerks beeinflusst. Die optimale Dimensionierung eines Speicherkraftwerks ergibt sich aus den Erlösen an verschiedenen Energiemärkten abzüglich der Betriebs- und Investitionskosten. Die Modellierung umfasst die Teilnahme am Day-Ahead-Markt und an den Regelenergiemärkten, Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark und den Verkauf von überschüssigem Wasserstoff und Sauerstoff. Das Modell des Speicherkraftwerks wurde als lineares Optimierungsproblem mit perfekter Prognose entwickelt und gibt vereinfacht die physikalischen Leistungsflüsse wieder. Als Optimierungshorizont wurde ein Jahr gewählt, wobei das Jahr 2020 als Basisjahr für die exogenen Parameter ausgewählt wurde. Ziel ist die Bestimmung der optimalen Nennleistung der Kraftwerkskomponenten sowie der Speicherkapazitäten des Wasserstoff- und Druckluftspeichers unter Berücksichtigung der spezifischen Investitionskosten der Komponenten bei gleichzeitiger Teilnahme an den oben genannten Energiemärkten.

In allen Untersuchungen weist das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk (HCAES) höhere Gewinne auf als das Wasserstoffspeicherkraftwerk (HES-GT), obwohl die Investitionskosten durch die zweite Kaverne und den Druckluftkompressor höher sind. Grund dafür ist der Speicherwirkungsgrad des HCAES, der um 10 %-Punkte höher als der des HES, da Brennstoffausnutzung des HCAES im Generatorbetrieb annähernd doppelt so hoch ist wie beim HES. Außerdem führt der Druckluftkompressor und der zusätzliche Speicher zu einer erhöhten Flexibilität im Einspeicherbetrieb, sodass Preissenken besser ausgenutzt werden können. Das

Wasserstoff-Druckluftspeicherwerk ist somit in jedem Fall dem Wasserstoffspeicherwerk mit Gasturbine vorzuziehen.

Die zukünftigen Entwicklungen der Energiemärkten haben größtenteils einen positiven Einfluss auf die Dimensionierung und die Erlöse des Speicherkraftwerks. Sinkende Elektrolyse-Kosten führen sowohl zu einer höheren Nennleistung der Elektrolyse als auch zu höheren Nennleistungen und Speicherkapazitäten der anderen Kraftwerkskomponenten. Steigende Day-Ahead-Marktpreise führen zu steigenden Nennleistungen und Speicherkapazitäten des Speicherkraftwerks, wobei die optimale Nennleistung des Kompressors schneller steigt als die der Elektrolyse, da die spezifischen Investitionskosten des Kompressor geringer sind. Sinkende Stromgestehungskosten der Wind- und Solarenergie erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Direktverträgen, was in geringfügig höheren Nennleistungen und Speicherkapazitäten des Speicherkraftwerks resultiert. Der Wasserstoff-Verkauf wird allerdings erst ab einer Preissteigerung von +200 % gegenüber heutigen Preisen profitabel außerdem sinkt die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffverkaufs zusätzlich mit steigenden Day-Ahead-Marktpreisen.

Die finale Dimensionierung des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks erfolgte anhand von drei Preisszenarien, die aktuelle, zukünftig wahrscheinlich und vorteilhafte Preisentwicklungen widerspiegeln. In allen drei Preisszenarien ist ein profitabler Betrieb des Speicherkraftwerks möglich. In Basisszenario liegt die optimale Nennleistung der Elektrolyse bei 59 MW, die des Kompressors bei 190 MW und die der Turbine bei 500 MW. Die Nennleistung der Elektrolyse ist aufgrund höherer spezifischer Investitionskosten kleiner als die des Kompressors. Die optimalen Speicherkapazitäten entsprechen einem geometrischen Volumen von 500.000 m³ (Wasserstoff) und 1.000.000 m³ (Druckluft). Es wird kein Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark abgeschlossen und kein Wasserstoff verkauft. Der theoretische Gewinn beläuft sich auf 2,9 Mio. € pro Jahr. Bei einer moderaten Preisentwicklung bis 2030 liegen die optimalen Nennleistung des Kompressors und der Turbine bei 500 MW, die Nennleistung der Elektrolyse wird auf 197 MW gesetzt, beide Kavernen haben ein Volumen von 1.000.000 m³ und es wird ein Direktvertrag mit einem 500 MW-Solarpark eingegangen. Der jährliche Gewinn ist um den Faktor

6 höher als im Basisszenario. Bei einer optimistischen Preisentwicklung werden alle Nennleistungen auf 500 MW und beide Speicherkapazitäten auf 1.000.000 m³ gesetzt, zusätzlich zum Solarpark wird ein Direktvertrag mit einem Windpark mit 500 MW eingegangen. Der Gewinn pro Jahr ist um den Faktor 11 höher als mit moderaten Preisentwicklungen. Das geometrische Volumen der Salzkavernen hat dabei wenig Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit: Auch mit einem vorgegebenen Volumen von 250.000 m³ je Kaverne ist das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk in allen drei Preisszenarien profitabel.

In keinem Preisszenario wird überschüssiger Wasserstoff verkauft, da die Wasserstoffgestehungskosten höher sind als die Erlöse durch den Verkauf von Wasserstoff an Industriekunden. Allerdings trägt der Verkauf von Sauerstoff zur Wirtschaftlichkeit des Speicherkraftwerks bei, da er beim Betrieb der Elektrolyse als Abfallprodukt anfällt. Obwohl ein Großteil der Erlöse am Day-Ahead-Markt erwirtschaftet wird, ist die alleinige Teilnahme am Day-Ahead-Markt aktuell nicht wirtschaftlich. Das Speicherkraftwerk muss simultan an verschiedenen Energiemärkten teilnehmen, um unter aktuellen Bedingungen wirtschaftlich betrieben werden zu können.

Betriebsführung von Speicherkraftwerken Das vereinfachte Modell zur Dimensionierung des Speicherkraftwerks berücksichtigt keinerlei Einschränkungen des Betriebs. In der Realität wird der Betrieb der Komponenten allerdings durch technische Restriktionen eingeschränkt, dazu zählen die minimale Teillast, der Teillastwirkungsgrad, der modularer Aufbau des Elektrolysesystems, die Umschaltung zwischen Kompressor und Turbine sowie Brennstoffbedarf und Verschleiß beim Start einer Komponente. Die Nettoerlöse des Speicherkraftwerksmodells, das alle diese Restriktionen berücksichtigt, liegen insgesamt nur maximal 5 % unter den Nettoerlösen des vereinfachten Basismodells. Das Basismodell eignet sich somit gut, um die optimale Dimensionierung des Speicherkraftwerks zu bestimmen. Durch die Berücksichtigung von Betriebsrestriktionen werden die Kraftwerkskomponenten allerdings deutlich weniger flexibel betrieben. Das detaillierte Speicherkraftwerksmodell ist somit für eine sinnvolle und realitätsnahe Betriebsführungsplanung notwendig.

Die minimale Teillast, die bei Kompressor und Turbine bei 20 % und bei der Elektrolyse bei 10 % der Nennleistung liegt, hat den größten Einfluss auf den Betrieb des Speicherkraftwerks. Durch deren Berücksichtigung sinken die Betriebsstunden sowie die Anzahl Starts der Komponenten und der Ausnutzungsgrad steigt. Die Berücksichtigung eines schlechteren Teillastwirkungsgrad führt ebenso zu einer höheren Ausnutzung von Turbine und Kompressor. Weiterhin führt die Berücksichtigung von Startkosten zu weniger Starts und somit einem weniger flexiblen Betrieb des Speicherkraftwerks. Die Berücksichtigung des nicht-gleichzeitigen Betriebs von Turbine und Kompressor und der Umschaltzeit zwischen den beiden Komponenten hat dagegen keinen nennenswerten Einfluss auf den Betrieb und die Erlöse.

Bei der Elektrolyse hingegen begünstigt die Berücksichtigung des Teillastwirkungsgrades und der einzelnen Elektrolysestacks die Betriebsführung, da Teillastwirkungsgrad der Elektrolyse bis zu 20%-Punkte höher liegt als der Wirkungsgrad bei Nennleistung. Werden einzelne Elektrolysestacks modelliert, entspricht die minimale Teillast des Elektrolysesystems der minimalen Teillast eines Elektrolysestacks. Dadurch steigt die Flexibilität des Elektrolysesystems und die Nettoerlöse des Kraftwerksmodells steigen ebenfalls im Vergleich zur Modellierung des Basismodells.

Bis hierher basierten die Untersuchungen auf einem Modell mit perfekter Prognose und einem Optimierungszeitraum von einem Jahr. Mit der rollierenden Planung wurden verkürzte Prognosehorizonte berücksichtigt. Bei einem Prognosehorizont von einem Tag sinken die Nettoerlöse um bis zu einem Drittel gegenüber der nicht-rollierenden Planung. Wird der Prognosehorizont auf sieben Tage verlängert, liegen die Nettoerlöse nur maximal 14 % niedriger als mit perfekter Prognose. Längere Prognosehorizonte sind in jedem Fall vorzuziehen. Der Einfluss der rollierenden Planung nimmt außerdem in den zukünftigen Preisszenarien ab.

Mit der rollierenden Planung können außerdem kurzfristige Prognosefehler der exogenen Parameter modelliert werden. Für die Untersuchungen wurden zwei Prognoseverfahren für Day-Ahead-Marktpreise mit unterschiedlicher Prognosegüte ausgewählt. Die Berücksichtigung von Prognosefehler und Betriebsrestriktionen führt bei aktuellen Preisstrukturen dazu, dass die Nettoerlöse kleiner sind als die

jährlichen Investitionskosten des Speicherkraftwerks. Bei zukünftigen Preisstrukturen ist der Einfluss von Prognosefehlern kleiner und die Gewinne bleiben positiv. Mit einem besseren Prognoseverfahren ist daher auch im aktuellen Preisszenario ein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

Fazit Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen, dass ein Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk bereits heute und vor allem in Zukunft wirtschaftlich betrieben werden kann. Die zusätzliche Speicherung und Nutzung der Druckluft gegenüber einem reinem Wasserstoff-Speicherkraftwerk ist dabei ein wichtiger Faktor, da hierdurch der Speicherwirkungsgrad deutlich verbessert wird. Ein Großteil der Erlöse wird durch die Teilnahme am Day-Ahead-Markt erzielt, ein profitabler Betrieb ist jedoch erst möglich, wenn auch andere Energiemärkte berücksichtigt werden. Zukünftig zu erwartende Preisentwicklungen führen dazu, dass das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk bereits heute größer dimensioniert werden sollte als aktuell sinnvoll, da die Wirtschaftlichkeit in Zukunft steigt. Ein gewinnbringender Betrieb ist allerdings bei aktuellen Preisstrukturen nur möglich, wenn die Strompreise möglichst genau prognostiziert werden.

Literatur

- [1] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*. Studie. 2021.
- [2] Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [3] Bundesnetzagentur. *SMARD.de*. Strommarktdaten, Stromhandel und Stromerzeugung in Deutschland. 2022. URL: <https://www.smard.de/home>.
- [4] Hans-Peter Beck und Heinz Wenzl. „Projekt ESPEN - Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen“. Batterietag NRW. Aachen, 28. März 2017.
- [5] Marco R.M. Cruz u. a. „A comprehensive survey of flexibility options for supporting the low-carbon energy future“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 97 (20. Aug. 2018), S. 338–353. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.028.
- [6] Herib Blanco und André Faaij. „A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (26. Juli 2017), S. 1049–1086. DOI: 10.1016/j.rser.2017.07.062.
- [7] Agora Energiewende. *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Studie. Berlin, Dez. 2014.

-
- [8] Thure Traber, Hans-Josef Fell und Franziska Simone Hegner. *100% Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030: Klimaschutz - Versorgungssicherheit - Wirtschaftlichkeit*. Energie Watch Group, 2021.
- [9] ETG-Task Force Energiespeicherung. *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. VDE-Studie. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informatik e.V., Juni 2012.
- [10] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. *Klimaneutrales Deutschland: Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität*. Berlin, Nov. 2020.
- [11] Philip Stecherle u. a. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Studie. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Feb. 2020.
- [12] Julian Brandes u. a. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (Update): Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen - Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO₂-Reduktion in 2030 und 100% in 2050*. Studie. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dez. 2020.
- [13] Eric Hittinger und Rebecca E. Ciez. „Modeling Costs and Benefits of Energy Storage Systems“. In: *Annual Review of Environment and Resources* 45.1 (4. Mai 2020), S. 445–469. DOI: 10.1146/annurev-environ-012320-082101.
- [14] Marcus Budt u. a. „A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments“. In: *Applied Energy* 170 (20. Feb. 2016), S. 250–268. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.
- [15] Samir Succar und Robert H. Williams. *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power*. Bericht. Princeton Environmental Institute, Princeton University, 8. Apr. 2008.
- [16] Stefan Zunft u. a. „Electricity storage with adiabatic compressed air energy storage: Results of the BMWi-project ADELE-ING“. In: *International ETG Congress 2017*. ISBN: 978-3-8007-4505-0. Bonn: IEEE Xplore, 28. Nov. 2017.

- [17] Chris Bullough u. a. „Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy“. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference. London, 22. Nov. 2004.
- [18] Ibrahim Nabil, Mohamed Mohamed Khairat Dawood und Tamer Nabil. „Review of Energy Storage Technologies for Compressed-Air Energy Storage“. In: *American Journal of Modern Energy* 4.4 (23. Aug. 2021), S. 51–60. DOI: 10.11648/j.ajme.20210704.12.
- [19] Henrik Lund u. a. „Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices“. In: *Applied Thermal Engineering* 29.5 (1. Jan. 2009), S. 799–806. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2008.05.020.
- [20] Easan Drury, Paul Denholm und Ramteen Sioshansi. „The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets“. In: *Energy* 36.8 (Aug. 2011), S. 4959–4973. DOI: 10.1016/j.energy.2011.05.041. (Besucht am 22.03.2022).
- [21] Henrik Lund und Georges Salgi. „The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems“. In: *Energy Conversion and Management* 50.5 (1. Jan. 2009), S. 1172–1179. DOI: 10.1016/j.enconman.2009.01.032.
- [22] Florian Klumpp. „Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies—Potential, cost-comparison and ranking“. In: *Journal of Energy Storage* 8 (26. Sep. 2016), S. 119–128. DOI: 10.1016/j.est.2016.09.012.
- [23] Manal AlShafi und Yusuf Bicer. „Thermodynamic performance comparison of various energy storage systems from source-to-electricity for renewable energy resources“. In: *Energy* 219 (16. Dez. 2020), S. 119626. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119626.
- [24] Oliver Schmidt u. a. „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“. In: *Joule* 3.1 (16. Jan. 2019), S. 81–100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.

-
- [25] Yanjuan Yu, Hongkun Chen und Lei Chen. „Comparative Study of Electric Energy Storages and Thermal Energy Auxiliaries for Improving Wind Power Integration in the Cogeneration System“. In: *Energies* 11.2 (23. Jan. 2018), S. 263. DOI: 10.3390/en11020263.
- [26] Behnam Zakeri und Sanna Syri. „Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (1. Feb. 2015), S. 569–596. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [27] Alfonso Arias Pérez und Thomas Vogt. „Life cycle assessment of conversion processes for the large-scale underground storage of electricity from renewables in Europe“. In: *EPJ Web of Conferences* 79 (1. Jan. 2014), S. 03006. DOI: 10.1051/epjconf/20137903006.
- [28] Clemens Mostert u. a. „Comparing Electrical Energy Storage Technologies Regarding Their Material and Carbon Footprint“. In: *Energies* 11.12 (3. Dez. 2018), S. 3386. DOI: 10.3390/en11123386.
- [29] Davide Astiaso Garcia u. a. „Expert Opinion Analysis on Renewable Hydrogen Storage Systems Potential in Europe“. In: *Energies* 9.11 (18. Nov. 2016), S. 963. DOI: 10.3390/en9110963.
- [30] Hossein Safaei. „Techno-Economic Assessment of the Need for Bulk Energy Storage in Low- Carbon Electricity Systems With a Focus on Compressed Air Storage (CAES)“. Diss. Cambridge: Harvard University, Graduate School of Arts & Science, Dez. 2014.
- [31] Friederike Kaiser. „Steady State and Time Dependent Compressed Air Energy Storage Model Validated with Huntorf Operational Data and Investigation of Hydrogen Options for a Sustainable Energy Supply“. Diss. Göttingen: Cuvillier Verlag, 19. Juli 2020.
- [32] Ann-Kathrin Klaas und Hans-Peter Beck. „A MILP Model for Revenue Optimization of a Compressed Air Energy Storage Plant with Electrolysis“. In: *Energies* 14.20 (18. Okt. 2021), S. 6803. DOI: 10.3390/en14206803.
- [33] Josef Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013. DOI: 10.1007/978-3-658-00690-7.

- [34] Amany von Oehsen. „Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speicherinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland“. Diss. Universität Kassel, Juli 2012.
- [35] IBM Corporation. *ILOG CPLEX Optimization Studio V12.10.0 documentation*. IBM Documentation. 3. März 2021. URL: https://www.ibm.com/docs/en/icos/12.10.0?topic=SSSA5P_12.10.0/ilog.odms.studio.help/Optimization_Studio/topics/COS_home.htm (besucht am 22.04.2021).
- [36] Sabine Donadei u. a. *Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)*. Abschlussbericht. Hannover: KBB Underground Technologies GmbH, 21. März 2016. DOI: 10.2314/GBV:866755853.
- [37] Friederike Kaiser. „Thermodynamic Steady-State Analysis and Comparison of Compressed Air Energy Storage (CAES) Concepts“. In: *International Journal of Thermodynamics* 21.3 (1. Sep. 2018), S. 144–156. DOI: 10.5541/ijot.407824.
- [38] S. Eckroad u. a. *EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications: Final Report*. Abschlussbericht. Palo Alto: EPRI und U.S. Department of Energy, Dez. 2003.
- [39] Na Chen. „World’s First 100-MW Advanced Compressed Air Energy Storage Plant Connected to Grid for Power Generation“. In: *Chinese Academy of Science* (30. Sep. 2022). URL: https://english.cas.cn/newsroom/research_news/phys/202209/t20220930_321008.shtml (besucht am 14.03.2023).
- [40] Edward R. Barbour, Daniel L. Pottie und Philip Eames. „Why is adiabatic compressed air energy storage yet to become a viable energy storage option?“. In: *iScience* 24.5 (21. Mai 2021), S. 102440. DOI: 10.1016/j.isci.2021.102440.

-
- [41] Ann-Kathrin Fries u. a. „Huntorf 2020 - Improvement of Flexibility and Efficiency of a Compressed Air Energy Storage Plant based on Synthetic Hydrogen“. In: *NEIS 2018; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*. NEIS 2018; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems. Sep. 2018, S. 1–5.
- [42] Johannes Töpler und Jochen Lehmann, Hrsg. *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologie und Marktperspektiven*. 2. Auflage. Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [43] Nadine Auras. „Wasserstoffkaverne ist fertiggestellt“. In: *Pressemitteilung EWE AG* (10. März 2023). URL: <https://www.ewe.com/de/media-center/pressemitteilungen/2023/03/wasserstoffkaverne-ist-fertiggestellt-ewe-ag> (besucht am 14.03.2023).
- [44] Fritz Crotagino u. a. „Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies“. In: *18th World Hydrogen Energy Conference 2010*. Hrsg. von Detlef Stolten und Thomas Grube. Bd. 78-4. Schriften des Forschungszentrums Jülich / Energy & Environment. 16. Mai 2010.
- [45] A. G. Olabi u. a. „Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review“. In: *Journal of Energy Storage* 34 (Feb. 2021). DOI: 10.1016/j.est.2020.102000.
- [46] Peter Kurzweil und Otto K. Dietlmeier. *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018. DOI: 10.1007/978-3-658-21829-4.
- [47] Sven Kreidelmeyer u. a. *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Endbericht. Prognos AG, Mai 2020.
- [48] Tom Smolinka u. a. *Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin: NOW GmbH, 2018.

- [49] Alexander Buttler und Hartmut Spliethoff. „Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (Feb. 2018), S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [50] Adam Christensen. *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. Studie. International Council on Clean Transportation, 1. Juni 2020.
- [51] Klaus Stolzenburg u. a. *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht*. Abschlussbericht. PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, 31. März 2014.
- [52] Gunther Glenk und Stefan Reichelstein. „Economics of converting renewable power to hydrogen“. In: *Nature Energy* 4.3 (25. Feb. 2019), S. 216–222. DOI: 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [53] Luca Bertuccioli u. a. *Study on development of water electrolysis in the EU: Final Report*. Endbericht. E4tech Sàrl, Element Energy Ltd, Feb. 2014.
- [54] International Energy Agency. *The Future of Hydrogen*. Bericht. Japan, Juni 2019.
- [55] Jeffrey Goldmeer. *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation: Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem*. Bericht. Issue: GEA33861. General Electric Company, Feb. 2019.
- [56] Peter Kurzweil. *Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Materialien, Anwendungen, Gaserzeugung*. Unter Mitarb. von Ottmar Schmid. 3., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016. DOI: 10.1007/978-3-658-14935-2.
- [57] Viviana Cigolotti, Matteo Genovese und Petronilla Fragiaco. „Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems“. In: *Energies* 14.16 (13. Aug. 2021), S. 4963. DOI: 10.3390/en14164963.

-
- [58] Milhilesh Kumar Sahu und Sanjay. „Comparative exergoeconomics of power utilities: Air-cooled gas turbine cycle and combined cycle configurations“. In: *Energy* 139 (15. Nov. 2017), S. 42–51. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.131.
- [59] Janusz Kotowicz, Mateusz Brzeczek und Marcin Job. „The thermodynamic and economic characteristics of the modern combined cycle power plant with gas turbine steam cooling“. In: *Energy* 164 (11. Aug. 2018). Num Pages: 18, S. 359–376. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.076.
- [60] Behzad Najafi u. a. „Exergetic, economic and environmental analyses and multi-objective optimization of an SOFC-gas turbine hybrid cycle coupled with an MSF desalination system“. In: *Desalination* 334.1 (3. Feb. 2014), S. 46–59. DOI: 10.1016/j.desal.2013.11.039.
- [61] Olaf Kruck u. a. *Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen*. Projektbericht. Hannover, 14. Aug. 2013.
- [62] Antje Seitz, Stefan Zunft und Carsten Hoyer-Klick. *Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 29. März 2018.
- [63] Paul Rundel u. a. *Speicher für die Energiewende*. Studie. Sulzbach-Rosenberg: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Sep. 2019.
- [64] Lasse Nielsen u. a. *Isobaric Adiabatic Compressed Air Energy Storage - Combined Cycle: ISACOAST-CC*. Schlussbericht. Technische Universität Braunschweig, Ruhr-Universität Bochum, 31. Juni 2012.
- [65] Anna S. Lord, Peter H. Kobos und David J. Borns. „Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands“. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39.28 (Sep. 2014), S. 15570–15582. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- [66] Steffen Bukold. *Blauer Wasserstoff: Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads*. Kurzstudie. Greenpeace Energy EG, Jan. 2020.

- [67] Christoph Noack u. a. *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. Studie. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 5. Feb. 2015. DOI: 10.2314/GBV:824812212.
- [68] Martin Zapf. *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. DOI 10.1007/978-3-658-15073-0. Mönchsberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [69] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Studie. Berlin, 19. März 2018.
- [70] Ulrich Fischer u. a. *Wissenschaftliche Forschung zu Windwasserstoff-Energiespeichern - WESpe*. Schlussbericht. Cottbus, 31. Dez. 2017. DOI: 10.2314/GBV:1032718846.
- [71] International Energy Agency. *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*. Bericht. Paris, 2015.
- [72] Yvonne Ruf u. a. „Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities“. Brüssel, Sep. 2017.
- [73] Abed Alaswad u. a. „Technical and Commercial Challenges of Proton-Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells“. In: *Energies* 14.1 (29. Dez. 2020), S. 144. DOI: 10.3390/en14010144.
- [74] Roxanne Pinsky u. a. „Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems“. In: *Progress in Nuclear Energy* 123 (Mai 2020), S. 103317. DOI: 10.1016/j.pnucene.2020.103317.
- [75] Edward Barbour und Daniel L. Pottie. „Adiabatic compressed air energy storage technology“. In: *Joule* 5.8 (Aug. 2021), S. 1914–1920. DOI: 10.1016/j.joule.2021.07.009.
- [76] International Energy Agency. *Hydrogen project database*. Okt. 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (besucht am 27.09.2022).

-
- [77] International Energy Agency. *ETP Clean Energy Technology Guide*. 4. Nov. 2021. URL: <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide> (besucht am 13.12.2022).
- [78] Jenny Johansson u. a. *Hydrogen power and heat with Siemens Energy gas turbines*. Bericht. Siemens Energy, 2022.
- [79] Roman Weber u. a. *Huntorf 2020: Technologieentwicklung und Effizienzgewinn durch Neu-Konzipierung des Gesamtprozesses Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff: Schlussbericht*. Clausthal-Zellerfeld: Technische Universität Clausthal, 30. Juni 2021.
- [80] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Endbericht. Berlin, 11. Feb. 2014.
- [81] Hans-Peter Beck u. a. *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit*. Studie. Goslar: Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, 8. März 2013.
- [82] Wenju Sang u. a. „Virtual Synchronous Generator, a Comprehensive Overview“. In: *Energies* 15.17 (24. Aug. 2022), S. 6148. DOI: 10.3390/en15176148.
- [83] Marcel Linnemann. *Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger: Einmaleins der Stromwirtschaft*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. DOI: 10.1007/978-3-658-33144-3.
- [84] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. *Monitoringbericht 2021*.
- [85] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Überblickspapier Osterpaket*. 6. Apr. 2022. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (besucht am 17.05.2022).
- [86] 50 Hertz Transmission GmbH u. a. *regelleistung.net*. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. 2023. URL: www.regelleistung.net.
- [87] Andreas Schröder u. a. *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. Data Documentation. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Juli 2013.

- [88] G. Squadrito, A. Nicita und G. Maggio. „A size-dependent financial evaluation of green hydrogen-oxygen co-production“. In: *Renewable Energy* 163 (28. Okt. 2020), S. 2165–2177. DOI: 10.1016/j.renene.2020.10.115.
- [89] Adolf J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015. DOI: 10.1007/978-3-662-46856-2.
- [90] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0*. 2020. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05-RD_2.0_Branchenl%C3%B6sung_Kerndokument.pdf (besucht am 05.05.2022).
- [91] Rafał Weron. „Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future“. In: *International Journal of Forecasting* 30.4 (Okt. 2014), S. 1030–1081. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
- [92] Kamal Abudu u. a. „Gas turbine efficiency and ramp rate improvement through compressed air injection“. In: *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 235.4 (15. Juni 2020), S. 866–884. DOI: 10.1177/0957650920932083.
- [93] Rodrigo Moreno, Roberto Moreira und Goran Strbac. „A MILP model for optimising multi-service portfolios of distributed energy storage“. In: *Applied Energy* 137 (14. Sep. 2014), S. 554–566. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.08.080.
- [94] Thomas Nikolakakis und Vasilis Fthenakis. „Compressed Air Energy Storage Models for Energy Arbitrage and Ancillary Services: Comparison Using Mixed Integer Programming Optimization with Market Data from the Irish Power System“. In: *Energy Technology* 6.7 (17. Dez. 2017), S. 1290–1301. DOI: 10.1002/ente.201700821.
- [95] Fritz Braeuer u. a. „Battery storage systems: An economic model-based analysis of parallel revenue streams and general implications for industry“. In: *Applied Energy* 239 (4. Jan. 2019), S. 1424–1440. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.050.

-
- [96] Holger Hesse u. a. „Ageing and Efficiency Aware Battery Dispatch for Arbitrage Markets Using Mixed Integer Linear Programming“. In: *Energies* 12.6 (14. März 2019), S. 999. DOI: 10.3390/en12060999.
- [97] Gregor Brändle, Max Schönfish und Simon Schulte. *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen*. Working Paper. Institute of Energy Economics at the University of Cologne gGmbH (EWI), Nov. 2020.
- [98] Oliver Antoni, Johannes Hilpert und Stiftung Umweltenergierecht. *Zahlungspflichten für staatlich induzierte und regulierte Strompreisbestandteile*. 2021. URL: www.strompreisbestandteile.de (besucht am 05. 04. 2022).
- [99] International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2022*. Bericht. Sep. 2022.
- [100] Takeyoshi Kato u. a. „Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production“. In: *Energy* 30.14 (Nov. 2005), S. 2580–2595. DOI: 10.1016/j.energy.2004.07.004.
- [101] Christoph Kost u. a. *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Studie. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, März 2018.
- [102] Leander Kotzur u. a. „Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design“. In: *Renewable Energy* 117 (März 2018), S. 474–487. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.017.
- [103] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. Endbericht. Juli 2022.
- [104] Christoph Kost u. a. *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Studie. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Juni 2021.
- [105] Simon Schulte, Max Schönfish und Gregor Brändle. *Wasserstoff: Bezugsoptionen für Deutschland, Kostenvergleich von importiertem und lokal produziertem CO₂armen Wasserstoff*. EWI Policy Brief. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Nov. 2020.

- [106] Marco Wirtz u. a. „Design optimization of multi-energy systems using mixed-integer linear programming: Which model complexity and level of detail is sufficient?“ In: *Energy Conversion and Management* 240 (1. Jan. 2021), S. 114249. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114249.
- [107] Uwe Krüger, Henning Zindler und Reinhard Leithner. „Erfahrungen mit dem Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf im Residuallasteinsatz 2018 und das Retrofit für die nächsten Jahre“. In: *19. Kraftwerkstechnisches Kolloquium*. Dresden, 22. Okt. 2019.
- [108] Lukas Glomb, Frauke Liers und Florian Rösel. „A rolling-horizon approach for multi-period optimization“. In: *European Journal of Operational Research* 300.1 (Juli 2022), S. 189–206. DOI: 10.1016/j.ejor.2021.07.043.
- [109] Jesus Lago, Fjo Ridder und Bart Schutter. „Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms“. In: *Applied Energy* 221 (8. Feb. 2018), S. 386–405. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.069.
- [110] Hossein Safaei und Michael J. Aziz. „Thermodynamic Analysis of Three Compressed Air Energy Storage Systems: Conventional, Adiabatic, and Hydrogen-Fueled“. In: *Energies* 10.7 (18. Juli 2017), S. 1020. DOI: 10.3390/en10071020.
- [111] Richard A. Zahoransky u. a. „Gasturbinen-Kraftwerke“. In: Richard Zahoransky u. a. *Energietechnik*. Hrsg. von Richard Zahoransky. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, S. 131–157. DOI: 10.1007/978-3-8348-2279-6_6.
- [112] John IV Lienhard und John V Lienhard. *A Heat Transfer Textbook*. 5. Aufl. Cambridge: Phlogiston Press, 2020.
- [113] Heinz Herwig. *Wärmeübertragung A-Z*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2000.
- [114] European Commission. *HORIZON 2020 - Work Programme 2014 – 2015: 19. General Annexes*. 4. Dez. 2015.

- [115] Gerda Schubert. „Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromspeisung in Europa“. In: *12. Symposium Energieinnovation*. Graz, 15. Feb. 2012.
- [116] Julia Michaelis. „Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“. Diss. Technische Universität Dresden, 2017.

Anhang zu Teil A

A.1 Thermodynamische Analyse von Speicherkraftwerken

Die thermodynamischen Berechnungen des CAES und des ACAES basieren auf [110]. Die Kraftwerkparameter sind in Tabelle A.1 dargestellt.

Folgende Annahmen werden getroffen:

- Es wird der Wirkungsgrad eines vollständigen Lade- und Entladezyklus berechnet.
- Die Luft und der Wasserstoff werden als ideale Gase mit temperaturunabhängigen spezifischen Wärmekapazitäten betrachtet.
- Die Masse des Brennstoffs ist vernachlässigbar im Vergleich zur Masse der Luft → Das Abgas nach der Verbrennung hat die gleichen Eigenschaften und die gleiche Masse wie die Druckluft und der Energiebedarf für die Kompression des Erdgases beim CAES kann vernachlässigt werden
- Es werden adiabate Kompression und Entspannung und isobare Wärmetauscher und -speicher vorausgesetzt.
- Es herrscht ein stationärer Zustand in der Kaverne zu Beginn des Lade- oder Entladezyklus. Alle Ausgleichsvorgänge sind abgeschlossen → Die Temperatur in der Kaverne zu Beginn eines Lade- und Entladezyklus entspricht der Gesteinstemperatur.
- Es werden keine Restriktionen hinsichtlich der Förderrate der Salzkaverne berücksichtigt.

A.1.1 Blockschaltbilder und Parameter

In den Abbildungen A.1 bis A.5 sind die Blockschaltbilder der Speicherkraftwerkskonzepte dargestellt. Die Abkürzungen stehen für:

- K - Kompressor
- WT - Wärmetauscher
- SK - Salzkaverne
- R - Rekuperator
- BK - Brennkammer
- T - Turbine
- WS - Wärmespeicher
- E - Elektrolyse
- FC - Brennstoffzelle

Der Index HD beschreibt eine Hochdruckkomponenten, der Index ND steht für Niederdruck und der Index H2 beschreibt Wasserstoffkomponenten. Das Formelzeichen W steht für elektrische Arbeit und das Formelzeichen Q steht für Wärme. die Pfeilrichtungen zeigen an, ob Arbeit oder Wärme zu- oder abgeführt wird.

In Tabelle A.1 sind die Parameter der thermodynamischen Berechnungen dargestellt.

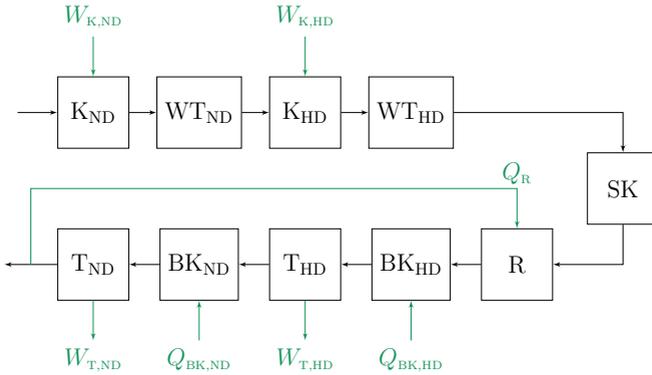


Abbildung A.1: Blockschaltbild des diabaten Druckluftspeicherkraftwerks (CAES).

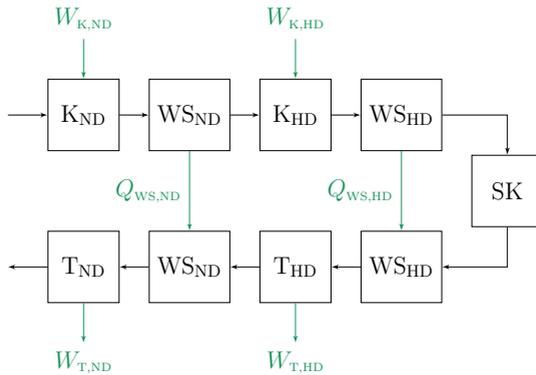


Abbildung A.2: Blockschaltbild des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks (ACAES).

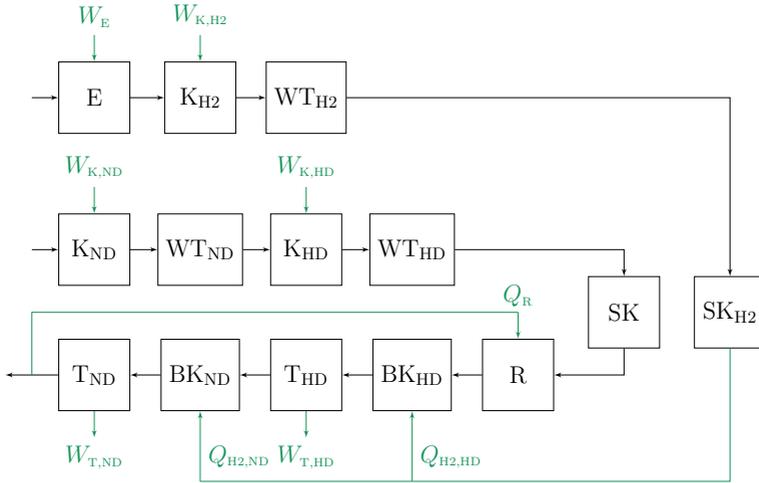


Abbildung A.3: Blockschaltbild des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks (HCAES).

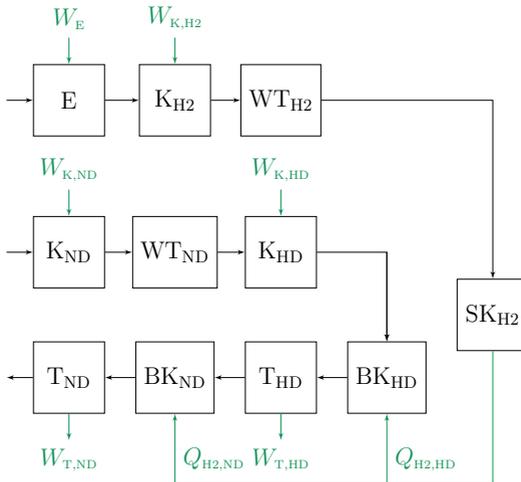


Abbildung A.4: Blockschaltbild des Wasserstoff-Speicherkraftwerks mit Gasturbine (HES-GT).

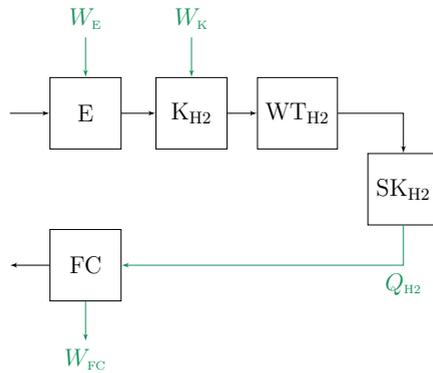


Abbildung A.5: Blockschaltbild des Wasserstoff-Speicherkraftwerks mit Brennstoffzelle (HES-FC).

Tabelle A.1: Parameter für die thermodynamische Berechnung der Speicherkraftwerkskonzepte.

Bezeichnung	FZ	Wert
Geometrisches Volumen der Kaverne(n)	V	500.000 m ³
Min. Betriebsdruck der Kaverne(n)	p_1	40 bar
Max. Betriebsdruck der Kaverne(n)	p_2	100 bar
Isentroper Wirkungsgrad der Kompression	η_K	0,85
Isentroper Wirkungsgrad der Expansion	η_T	0,85
Effektivität des Wärmespeichers	ϵ_{WS}	0,9
Wirkungsgrad der Brennkammer	η_{BK}	0,995
Wirkungsgrad der Synchronmaschine	η_G	0,985
Wirkungsgrad der Umrichter	η_U	0,985
Wirkungsgrad der Elektrolyse	η_E	0,648 $\frac{MWh_{th}}{MWh_{el}}$
Betriebsdruck der Elektrolyse	p_E	30 bar
Betriebstemperatur der Elektrolyse	T_E	70 °C
Wirkungsgrad der Brennstoffzelle	η_{FC}	0,55 $\frac{MWh_{el}}{MWh_{th}}$
Gesteinstemperatur	T_{SK}^{min}	30 °C
Eintrittstemperatur der Kaverne	T_{SK}^{ein}	55 °C
Eintrittstemperatur der HD-Turbine	$T_{T,HD}^{ein}$	530 °C
Eintrittstemperatur der ND-Turbine	$T_{T,ND}^{ein}$	850 °C
max. Austrittstemperatur des HD-Kompressors (ACAES)	$T_{K,HD}^{aus,max}$	600 °C
Eintrittstemperatur der HD-Turbine (HES-GT)	$T_{T,HD}^{ein}$	1.030 °C
Eintrittstemperatur der ND-Turbine (HES-GT)	$T_{T,ND}^{ein}$	1.350 °C
Abgastemperatur	T_A	130 °C
Isentropenexponent	κ	1,4
Spezifische Wärmekapazität von Luft	$c_{p,L}$	1.006 $\frac{J}{kg \cdot K}$
Spezifische Gaskonstante von Luft	R_L	287,058 $\frac{J}{kg \cdot K}$
Spezifische Wärmekapazität von Wasserstoff	$c_{p,H}$	14.360 $\frac{J}{kg \cdot K}$
Spezifische Gaskonstante von Wasserstoff	R_H	4.124 $\frac{J}{kg \cdot K}$
Heizwert von Wasserstoff	$H_{u,H}$	119,972 $\frac{MJ}{kg}$
Standardtemperatur	T_0	25 °C
Standarddruck	p_0	1,01 bar

A.1.2 Berechnungsvorschriften

Die Methodik zur Berechnung des CAES und ACAES basiert auf [110]. Aus dieser Quelle sind ebenfalls die meisten Eingangsparameter entnommen.

Diabates Druckluftspeicherkraftwerk Das Diabate Druckluftspeicherkraftwerk besteht aus zwei Kompressoren mit nachgeschalteten Wärmetauschern, einer Kaverne zur Speicherung der Druckluft, zwei Brennkammern und zwei nachgeschalteten Gasturbinen sowie einem Rekuperator zur Vorwärmung der Druckluft. Das Blockschaltbild ist in Abbildung A.1 dargestellt. Die grundlegenden Berechnungsvorschriften sind in Kapitel 3.1.1 dargestellt.

Im Motorbetrieb ist die Eingangstemperatur der Kaverne vorgegeben und entspricht der Ausgangstemperatur des HD-Wärmetauschers. Es wird angenommen, dass die Ausgangstemperatur des ND-Wärmetauschers, und somit auch die Eingangstemperatur des HD-Kompressors, ebenfalls der Eingangstemperatur der Kaverne entsprechen ($T_{K,HD}^{\text{ein}} = T_{WT,ND}^{\text{aus}} = T_{SK}^{\text{ein}}$). Beim ND-Kompressor gilt $T_{K,ND}^{\text{ein}} = T_0$. Die Masse des Arbeitsgases, das während des Motorbetriebs eingespeichert wird, entspricht:

$$m_{L, \text{ch}} = \frac{V \cdot (p_2 - p_1)}{R \cdot \kappa \cdot T_{SK}^{\text{ein}}} \quad (\text{A.1})$$

Im Generatorbetrieb entspricht die Eintrittstemperatur der HD-Brennkammer der Temperatur der Druckluft nach dem Abgasrekuperator:

$$T_{BK,HD}^{\text{ein}} = T_{SK} + (T_{T,ND}^{\text{aus}} - T_A) \quad (\text{A.2})$$

Außerdem gilt für die Austrittstemperatur der HD-Brennkammer $T_{BK,HD}^{\text{aus}} = T_{T,HD}^{\text{ein}}$, für die Eintrittstemperatur der ND-Brennkammer $T_{BK,ND}^{\text{ein}} = T_{T,HD}^{\text{aus}}$ und für die Austrittstemperatur der ND-Brennkammer $T_{BK,ND}^{\text{aus}} = T_{T,ND}^{\text{ein}}$.

Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk Ein Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk benötigt keinen Brennstoff, da die Wärme, die bei der Kompression der Luft anfällt, gespeichert wird und der Druckluft vor der Entspannung wieder zugeführt wird.

Das Blockschaltbild des adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks ist in Abbildung A.2 dargestellt. Es wird außerdem angenommen, dass die Temperatur am Ausgang der Wärmespeicher über den gesamten Lade- bzw. Entladeprozess konstant ist und dass die Effektivität der Wärmespeicher 90 % beträgt.

Die Berechnung der Kompressorarbeit im Motorbetrieb erfolgt analog zum CAES (Gleichungen A.1 bis 3.4). Allerdings wird die Eingangstemperatur des HD-Kompressors auf andere Weise bestimmt werden: Beim HD-Kompressor ist in diesem Fall die maximale Ausgangstemperatur vorgegeben. Die Eingangstemperatur $T_{K,HD}^{\text{ein}}$ wird berechnet, indem Gleichung A.3 umgestellt wird.

$$T_{K,HD}^{\text{aus,max}} = T_{K,HD}^{\text{ein}} + \frac{T_{K,HD}^{\text{aus,mom}} - T_{K,HD}^{\text{ein}}}{\eta_{\kappa}} = T_{K,HD}^{\text{ein}} + \frac{T_{K,HD}^{\text{aus,mom}}}{\eta_{\kappa}} \cdot \left(1 - \left(\sqrt{\frac{p_2}{p_0}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right) \quad (\text{A.3})$$

Die Wärmemenge, die im Motorbetrieb in einem Wärmespeicher eingespeichert wird, ist ebenfalls abhängig von der Ein- und Austrittstemperatur und der Luftmasse. Für die Temperatur am Eintritt des Wärmespeichers gilt $T_{\text{WS},i,\text{ch}}^{\text{ein}} = T_{K,i}^{\text{aus}}$ sowie Gleichungen 3.3 und 3.4.

$$Q_{\text{WS},i,\text{ch}} = \int_{p_1}^{p_2} c_{p,L} \cdot (T_{\text{WS},i,\text{ch}}^{\text{aus}} - T_{\text{WS},i,\text{ch}}^{\text{ein}}) dm_L \quad \forall i \in \{\text{HD}, \text{ND}\} \quad (\text{A.4})$$

Die Wärmemenge, die Wärmespeicher i im Generatorbetrieb abgibt, entspricht der eingespeicherten Wärmemenge im Motorbetrieb abzüglich der Verluste, die durch die Effektivität des Wärmespeichers definiert sind. Gleichung A.6 wird nach $T_{\text{WS},\text{HD},\text{D}}^{\text{aus}}$ aufgelöst. Die Temperatur am Eingang des HD-Wärmespeichers entspricht der Temperatur in der Kaverne ($T_{\text{WS},\text{HD},\text{dch}}^{\text{ein}} = T_{\text{SK}}$, Gleichung 3.9) und die Temperatur am Ausgang des HD-Wärmespeichers entspricht der Temperatur am Eingang der HD-Turbine ($T_{\text{WS},\text{HD},\text{dch}}^{\text{aus}} = T_{\text{T},\text{HD}}^{\text{ein}}$, Gleichung 3.7). Am Eingang des ND-Wärmespeichers gilt die gleiche Temperatur wie am Ausgang der HD-Turbine ($T_{\text{WS},\text{ND},\text{dch}}^{\text{ein}} = T_{\text{T},\text{HD}}^{\text{aus}}$). Es gilt außerdem Gleichung 3.8 für die Masse der Druckluft im Generatorbetrieb.

$$Q_{\text{WS},i,\text{dch}} = \epsilon_{\text{TES}} \cdot Q_{\text{WS},i,\text{ch}} \quad (\text{A.5})$$

$$Q_{\text{WS},i,\text{dch}} = \int_{p_1}^{p_2} c_{p,L} \cdot (T_{\text{WS},i,\text{dch}}^{\text{aus}} - T_{\text{WS},i,\text{dch}}^{\text{ein}}) dm_{L,\text{dch}} \quad \forall i \in \{\text{HD}, \text{ND}\} \quad (\text{A.6})$$

Die Berechnung der Arbeit im Generatorbetrieb erfolgt analog zum CAES (Gleichung 3.5 bis 3.9). Für die HD-Turbine gilt $T_{T,HD}^{\text{ein}} = T_{WS,HD,deh}^{\text{aus}}$ und für die ND-Turbine gilt $T_{T,ND}^{\text{ein}} = T_{WS,ND,deh}^{\text{aus}}$.

Der Wirkungsgrad wird folgendermaßen definiert:

$$\eta_{\text{ACAES}} = \frac{|W_T|}{|W_{K,L}|} \quad (\text{A.7})$$

Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk Das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk entspricht dem diabaten Druckluftspeicherkraftwerk mit dem einzigen Unterschied, dass in beiden Brennkammern Wasserstoff statt Erdgas verbrannt wird. Das Kraftwerk wird somit um eine Wasser-Elektrolyse und eine Wasserstoff-Verdichtung erweitert. Da die Elektrolyse einen Betriebsdruck von 30 bar aufweist, ist eine einstufige Verdichtung ausreichend. Das Blockschaltbild ist in Abbildung A.3 dargestellt. Die Ein- und Ausspeicherungsdauer des Kraftwerks ist begrenzt durch die Druckluftkaverne. Die Wasserstoffkaverne hat im Vergleich einen deutlich höheren Energieinhalt und benötigt mehrere Ausspeicherzyklen, um vollständig entladen zu werden.

Die Berechnungen der Arbeit zur Verdichtung der Luft im Motorbetrieb $W_{K,L}$ und der Arbeit der Turbinen im Generatorbetrieb W_T , sowie des Brennstoffbedarfs Q_{BS} entsprechen ebenfalls denen des CAES (Gleichungen 3.1 bis 3.11). Der Energiebedarf der Elektrolyse wird anhand des Brennstoffbedarfs und der Wirkungsgrade der Elektrolyse und des Umrichters bestimmt. Aus dem Brennstoffbedarf und dem unteren Heizwert $H_{u,H}$ ergibt sich die Masse des Wasserstoffs m_H .

$$W_E = \frac{Q_{BS}}{\eta_E \cdot \eta_U} \quad (\text{A.8})$$

$$m_H = \frac{Q_{BS}}{H_{u,H}} \quad (\text{A.9})$$

Nach der Elektrolyse wird der Wasserstoff über eine einstufige Verdichtung inkl. nachgeschalteter Kühlung auf den Druck der Kaverne verdichtet. Die Verdichtung erfolgt nicht über den vollständigen Druckbereich von p_1 bis p_2 , da bei einem vollständigen Ladezyklus des Druckluftspeichers der Wasserstoffspeicher nur zu

einem Bruchteil gefüllt wird. Es wird angenommen, dass der Druck zu Beginn des Motorbetrieb dem mittleren Druck der Kaverne entspricht $p_1^* = 70$ bar. Der Druck zum Ende des Motorbetriebs ergibt sich aus Gleichung A.10 und der Masse des Wasserstoffs. Die Eingangstemperatur der Kaverne T_{SK}^{ein} ist vorgegeben. Für die Arbeit des Wasserstoffkompressors gilt Gleichung A.11. Die Eingangstemperatur des Kompressors entspricht der Betriebstemperatur der Elektrolyse ($T_{K,H}^{\text{ein}} = T_E$) und die Ausgangstemperatur des Kompressors ergibt sich mit Gleichung 3.3.

$$p_2^* = \frac{m_H \cdot R_H \cdot \kappa \cdot T_{SK}^{\text{ein}}}{V} + p_1^* \quad (\text{A.10})$$

$$W_{K,H} = \left(\int_{p_1^*}^{p_2^*} dW_{K,H} \right) \cdot \frac{1}{\eta_G} = \left(\int_{p_1^*}^{p_2^*} c_{P,H} \cdot (T_{K,H}^{\text{ein}} - T_{K,H}^{\text{aus}}) dm_{H,\text{ch}} \right) \cdot \frac{1}{\eta_G} \quad (\text{A.11})$$

$$dm_{H,\text{ch}} = \frac{V}{R_H \cdot \kappa \cdot T_{SK}^{\text{ein}}} dp \quad (\text{A.12})$$

Der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks ist somit:

$$\eta_{\text{HCAES}} = \frac{|W_T|}{|W_{K,L}| + W_E + |W_{K,H}|} \quad (\text{A.13})$$

Wasserstoff-Speicherkraftwerk mit Gasturbine Das Wasserstoffspeicherkraftwerk weist eine Salzkaverne zur Speicherung von Wasserstoff auf. Im Entladebetrieb wird Umgebungsluft mithilfe einer zweistufigen Kompression verdichtet und direkt in der HD-Brennkammer verwendet. Es ist somit nur eine Zwischenkühlung bei der Luftverdichtung notwendig. Bei klassischen Gaskraftwerken liegen die Turbineneintrittstemperaturen zwischen 1.000 °C und 1.500 °C, da die Verbrennungsluft nicht wie beim Druckluftspeicherkraftwerk durch die Speicherung in der Salzkaverne abgekühlt ist [111]. Aus diesem Grund werden die Turbineneintrittstemperaturen beim HES-GT um 500 K höher angenommen als beim Druckluftspeicherkraftwerk.

Anders als beim HCAES wird beim HES im Motorbetrieb die Wasserstoffkaverne vollständig von p_1 bis p_2 geladen. Der Energiebedarf des Elektrolyseurs ergibt sich aus Gleichung A.15.

$$m_{H,\text{ch}} = \frac{(p_2 - p_1)V}{R_H \cdot \kappa \cdot T_{SK}^{\text{ein}}} \quad (\text{A.14})$$

$$W_E = \frac{m_{H,eh} \cdot H_{u,H}}{\eta_E} \quad (\text{A.15})$$

Die Arbeit des Wasserstoffkompressors wird analog zur Druckluftkompression berechnet. Es gelten außerdem Gleichungen 3.2 bis 3.4.

$$W_{K,H} = \left(\int_{p_1}^{p_2} dW_{K,H} \right) \cdot \frac{1}{\eta_G} \quad (\text{A.16})$$

Die Masse des Wasserstoffs im Generatorbetrieb $m_{H,dch}$ wird benötigt, um anhand des unteren Heizwerts die verfügbare Wärmemenge des Wasserstoffs Q_{BS} zu bestimmen.

$$m_{H,dch} = \frac{V}{R_H} \cdot \left(\frac{p_1}{T_{SK,dch}^{\min}} + \frac{p_2 - p_1}{\kappa \cdot T_{SK}^{\min}} \right) \cdot \left(1 - \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{\kappa}} \right) \quad (\text{A.17})$$

$$T_{SK,dch}^{\min} = T_{SK}^{\max} \cdot \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\left(\frac{\kappa-1}{\kappa} \right)} \quad (\text{A.18})$$

$$Q_{BS} = m_{H,dch} \cdot H_{u,H} \quad (\text{A.19})$$

Beim HES-GT wird die für die Verbrennung erforderliche Druckluft im Generatorbetrieb erzeugt. Um den Druckluftbedarf zu bestimmen, wird der volumenspezifische Brennstoffbedarf q_H berechnet. Hieraus ergibt sich das Volumen der Verbrennungsluft V_L . Es gelten außerdem Gleichungen 3.3, 3.4 und 3.11.

$$q_H = \frac{Q_{BS}}{V_L} = \frac{1}{V_L} \cdot \left(\int_{p_1}^{p_2} dQ_{BK,HD} + \int_{p_1}^{p_2} dQ_{BK,ND} \right) \quad (\text{A.20})$$

$$V_L = \frac{m_{H,D} \cdot H_{u,H}}{q_H} \quad (\text{A.21})$$

Die Arbeit, die zur Verdichtung der Luft benötigt wird ($W_{K,L}$), wird anhand der Gleichungen 3.1 bis 3.4 berechnet. Die Arbeit, die bei der Entspannung der Luft in den beiden Turbinen umgesetzt wird (W_T), wird mit den Gleichungen 3.5 bis 3.9 bestimmt.

Der Wirkungsgrad ergibt sich zu:

$$\eta_{\text{HES-GT}} = \frac{|W_{\text{T}}| - |W_{\text{K,L}}|}{W_{\text{E}} + |W_{\text{K,H}}|} \quad (\text{A.22})$$

Wasserstoff-Speicherkraftwerk mit Brennstoffzelle Das Wasserstoff-Speicherkraftwerk mit Brennstoffzelle (HES-FC) umfasst, analog zum HES-GT, eine Elektrolyse sowie eine zweistufige Wasserstoff-Verdichtung und eine Salzkaverne. Die Rückverstromung erfolgt über eine Brennstoffzelle, in der der Wasserstoff als Brennstoff verwendet wird. Das Blockschaltbild ist in Abbildung A.5 dargestellt.

Der Motorbetrieb wird analog zum HES-GT berechnet. Im Generatorbetrieb wird die zur Verfügung stehende Wasserstoffmenge anhand von Gleichung A.17 bestimmt. Für die Arbeit, die in der Brennstoffzelle umgesetzt wird, gilt:

$$W_{\text{FC}} = m_{\text{H,dch}} \cdot H_{\text{u,H}} \cdot \eta_{\text{FC}} \cdot \eta_{\text{U}} \quad (\text{A.23})$$

Und für den Wirkungsgrad gilt:

$$\eta_{\text{HES-FC}} = \frac{W_{\text{FC}}}{W_{\text{E}} + |W_{\text{K,H}}|} \quad (\text{A.24})$$

Berechnung der Fläche der Wärmeübertrager Um die Kosten der Wärmeübertrager (Wärmetauscher im Kompressorpfad und Rekuperator) zu bestimmen, wird die Wärmeübertragungsfläche benötigt. Der Wärmestrom \dot{Q} ergibt sich aus der Wärmemenge und der Ein- bzw. Ausspeicherungsdauer in Tabelle 3.2. Die zu übertragende Wärmemenge ergibt sich mit:

$$Q = \int_{p_1}^{p_2} dQ = \int_{p_1}^{p_2} c_p (T_{\text{WT}}^{\text{aus}} - T_{\text{WT}}^{\text{ein}}) dm \quad (\text{A.25})$$

Für die ND- und HD-Wärmetauscher im Kompressorpfad gilt $T_{\text{WT},i}^{\text{aus}} = T_{\text{SK}}^{\text{ein}}$ und $T_{\text{WT},i}^{\text{ein}} = T_{\text{K},i}^{\text{aus}}$. Außerdem gelten Gleichungen 3.3 bis 3.4. Für den Rekuperator nach der ND-Turbine gilt $T_{\text{R}}^{\text{aus}} = T_{\text{SK}} + T_{\text{T,ND}}^{\text{aus}} - T_{\text{Abgas}}$ und $T_{\text{R}}^{\text{ein}} = T_{\text{SK}}$. Außerdem werden Gleichungen 3.7 bis 3.9 verwendet.

Gleichung A.26 gilt nach [112, S. 107ff] für die Wärmeübertragung. dabei ist k der Wärmedurchgangskoeffizient und A die Übertragerfläche.

$$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \Delta T_{\text{mean}} \quad (\text{A.26})$$

$$\text{mit: } \Delta T_{\text{mean}} = \frac{\Delta T_a - \Delta T_b}{\ln(\Delta T_a / \Delta T_b)} \quad (\text{A.27})$$

In einem Gegenstrom-Wärmeübertragung gilt bei idealer Wärmeübertragung $\Delta T_a = \Delta T_b$ und somit $\Delta T_{\text{mean}} \rightarrow \Delta T_a$ [112, S. 112]. Für die Fluidpaarung Wasser gegen Luft kann der Wärmedurchgangskoeffizient k zwischen 25 und 50 W/(m² K) angenommen werden [113, S. 384].

Für die Wärmetauscher im Kompressorpfad gilt: $\Delta T_b = T_{\text{sk}} - T_0$. Die Eintrittstemperatur des Rekuperators steigt mit sinkendem Druck in der Kaverne. Aus diesem Grund wird die mittlere Eintrittstemperatur des Rekuperators als Austrittstemperatur der isentropen Entspannung berechnet:

$$\bar{T}_{\text{R}}^{\text{ein}} = \bar{T}_{\text{T,ND}}^{\text{aus}} = \sqrt{\frac{1}{p_1 - p_2} \int_{p_1}^{p_2} \left(T_{\text{T,ND}}^{\text{ein}} \left(\sqrt{\frac{p_0}{p}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right)^2 dp} \quad (\text{A.28})$$

Bemerkungen zur Berechnung In den Berechnungen werden Luft und Wasserstoff als ideales Gas betrachtet. Kaiser et al. [37] haben abgeschätzt, dass der Wirkungsgrad eines CAES um ca. 2,7 %-Punkte überschätzt wird, wenn von einem ideale Gas ausgegangen wird. Die Abweichung wird vor allem auf Berechnungen der Salzkaverne zurückgeführt, bei denen aufgrund niedriger Temperaturen und hoher Drücke das ideale Gasgesetz nicht angewendet werden kann. Wasserstoff hingegen zeigt durch einen negativen Joule-Thompson-Koeffizient ein gegenläufiges Verhalten im Speicher: Bei isenthalper Verdichtung sinkt die Temperatur von Wasserstoff, bei isenthalper Entspannung steigt die Temperatur.

Beim Laden steigt die Kavernentemperatur und beim Entladen sinkt sie. Der Wärmeaustausch mit der Umgebung der Salzkaverne wird vernachlässigt, es wird also von einem adiabaten Verhalten während des Lade- und Entladebetriebs ausgegangen. In der Realität liegt die Temperatur in der Druckluft-Salzkaverne am Ende des

Ladezyklus niedriger als hier angenommen, da während des Ladevorgangs Wärme an das umgebende Gestein angegeben wird. Außerdem liegt die Temperatur in der Salzkaverne am Ende des Entladezyklus unter realen Bedingungen höher, da das umgebende Gestein Wärme an die Druckluft in der Kaverne abgibt. Durch diesen Effekt erhöht sich in der Realität das nutzbare Volumen des Arbeitsgases [31, S.63ff].

Sowohl das Erdgas (CAES) als auch der Wasserstoff (HCAES, HES-GT) wird lediglich als Brennstoff betrachtet. Der Brennstoffbedarf ergibt sich aus dem Wärmebedarf der Luft, um die vorgegebene Eintrittstemperaturen der Turbine zu erreichen. Dabei werden notwendige Druckniveaus vernachlässigt. Beim HCAES bedeutet das, dass vorausgesetzt wird, dass der Druck des Wasserstoffs immer dem Druck in der Brennkammer entspricht, der durch den Druck in der Druckluftkaverne bestimmt wird. Wird die Wasserstoffkaverne bei Minimaldruck betrieben und der Wasserstoff auf Betriebsdruck der Hochdruckkaverne verdichtet, verringert sich der Wirkungsgrad um 0,03 %-Punkte. Auf der anderen Seite steigt der Wirkungsgrad um 0,02 %-Punkte, wenn in der Wasserstoffkaverne der Maximaldruck herrscht und der Wasserstoff vor der Brennkammer in einer Expansionsturbine entspannt wird. Dieser Zusammenhang muss zwar bei der verfahrenstechnischen Konzeptionierung eines solchen Kraftwerks berücksichtigt werden, kann aber bei der verallgemeinerte Berechnung des Wirkungsgrads vernachlässigt werden.

Brennstoffzellen werden meistens bei Umgebungsdruck betrieben. Der Wasserstoff, der beim HES-FC in der Salzkaverne gespeichert wird, müsste somit über eine Drossel oder Expansionsturbine entspannt werden, bevor er in der Brennstoffzelle genutzt wird. Durch die Nutzung einer Expansionsturbine kann der Speicherwirkungsgrad erhöht werden. Hier muss allerdings beachtet werden, dass die Temperatur bei der Entspannung nicht zu niedrig wird.

A.2 Definition des Technology Readiness Level

Tabelle A.2: Technology Readiness Level nach der Definition des Horizon 2020 Programms der EU [114].

TRL	Beschreibung
1	Beobachtung des grundlegenden Funktionsprinzips
2	Formulierung des Technologiekonzepts
3	experimenteller Nachweis des Konzepts
4	Validierung im Labor
5	Validierung in relevanter Umgebung (industriell relevante Umgebung im Falle von Schlüsseltechnologien)
6	Demonstration in relevanter Umgebung (industriell relevante Umgebung im Falle von Schlüsseltechnologien)
7	Demonstration des Systemprototyps in einer betrieblichen Umgebung
8	vollständiges und qualifiziertes System
9	tatsächliches System, das sich im betrieblichen Umfeld bewährt (wettbewerbsfähige Fertigung im Falle von Schlüsseltechnologien; oder im Welt- raum)

A.3 Paarweiser Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand qualitativer Kriterien

Der paarweise Vergleich ermöglicht die Erstellung einer Rangfolge von Varianten anhand eines nicht quantitativ messbaren Kriteriums, indem die Konzepte einzeln paarweise verglichen werden. Hierbei erhält Konzept A 2 Punkte, wenn es im Rahmen des gewählten Kriterium besser abschneidet als Konzept B (dieses erhält 0 Punkte). Wenn beide Konzepte gleich gut sind, erhalten beide 1 Punkt. Anhand der Summe der Punkte kann die Rangfolge der Konzepte erstellt werden.

Die folgenden Tabellen zeigen den paarweisen Vergleich für die qualitativen Kriterien Speicherverluste (Tabelle A.4), Emissionen (Tabelle A.5), Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Tabelle A.6), Flächenbedarf (Tabelle A.7), Ressourcenbedarf (Tabelle A.8) und Entwicklungspotential (Tabelle A.9). Bei den qualitativen Kriterien Speicherkapazität, Wirkungsgrad, leistungsbezogene Investitionskosten, kapazitätsbezogene Investitionskosten und TRL ergibt sich der Rang aus dem berechneten Zahlenwert und muss nicht über einen paarweisen Vergleich ermittelt werden. Liegen zwei Zahlenwerte im Vergleich nah beieinander, wird der gleiche Rang vergeben. Die Ergebnisse sind in Tabelle A.3 aufgeführt.

A.3 Paarweiser Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand qualitativer Kriterien

Tabelle A.3: Rangfolge der Speicherkraftwerkskonzepte im Bezug auf die quantitativen Kriterien.

	Speicher- kapazität	Wirkungs- grad	leistungs- bezogene Investitions- kosten	kapazitäts- bezogene Investitions- kosten	Technology Readiness Level
CAES	4	2	1	4	1
ACAES	4	1	2	5	4
HCAES	1	3	2	1	2
HES-GT	1	5	2	1	2
HES-FC	1	3	5	3	4

Tabelle A.4: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Speicherverluste.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	2	1	1	1	5	1
ACAES	0	-	0	0	0	0	5
HCAES	1	2	-	1	1	5	1
HES-GT	1	2	1	-	1	5	1
HES-FC	1	2	1	1	-	5	1

Tabelle A.5: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Emissionen.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	0	0	0	0	0	5
ACAES	2	-	2	2	1	7	1
HCAES	2	0	-	1	0	3	3
HES-GT	2	0	1	-	0	3	3
HES-FC	2	1	2	2	-	7	1

Tabelle A.6: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	1	1	2	2	6	1
ACAES	1	-	1	2	2	6	1
HCAES	1	1	-	2	2	6	1
HES-GT	0	0	0	-	2	2	4
HES-FC	0	0	0	0	-	0	5

Tabelle A.7: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Flächenbedarf.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	2	2	2	2	8	1
ACAES	0	-	0	0	1	1	4
HCAES	0	2	-	1	2	5	2
HES-GT	0	2	1	-	2	5	2
HES-FC	0	1	0	0	-	0	5

Tabelle A.8: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Ressourcenbedarf.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	1	2	2	2	7	1
ACAES	1	-	2	2	2	7	1
HCAES	0	0	-	1	2	3	3
HES-GT	0	0	1	-	2	3	3
HES-FC	0	0	0	0	-	0	5

Tabelle A.9: Paarweise Vergleich der Speicherkraftwerkskonzepte anhand des Kriteriums Entwicklungspotential.

	CAES	ACAES	HCAES	HES-GT	HES-FC	Summe	Rang
CAES	-	0	0	0	0	0	5
ACAES	2	-	0	0	0	2	4
HCAES	2	2	-	1	0	5	2
HES-GT	2	2	1	-	0	5	2
HES-FC	2	2	2	2	-	8	1

Anhang zu Teil B

B.1 Berechnung der normierten Wind- und PV-Einspeisezeitreihen

Zur Berechnung der normierten Einspeiseleistung von Wind und PV werden Wetterdaten der DWD-Station Friesoythe-Altenoythe (ID: 1503, Breitengrad: 53.0643, Längengrad: 7.9020, Messhöhe: 10m) verwendet. Die Wetterdaten werden auf 15-min-Werte umgerechnet.

Windeinspeisung Laut windbranche.net waren die fünf Top-Hersteller in Deutschland 2019 und 2020: Enercon, Vestas, Nordex, GE und Siemens. In den letzten sieben Jahren (2015 bis 2021) wurden in Deutschland Anlagen mit durchschnittlich 3,2 MW, einem Rotordurchmesser von 117 m und einer Nabenhöhe von 131 m zugebaut (wind-energie.de). Zur Bestimmung der Einschalt-, Nenn- und Ausschaltgeschwindigkeit werden die Daten der Modelle *N117/3000*, *V117/3300*, *E115/3200*, *GE 3000* und *SWT-3.2-113* verwendet (thewindpower.net). Es ergeben sich mittlere Windgeschwindigkeiten von $v_{ci} = 2,8$ m/s, $v_n = 13,2$ m/s und $v_{co} = 24,4$ m/s.

Die Windgeschwindigkeit v_r aus den Wetterdaten wird anhand der logarithmischen Höhenformel auf die Windgeschwindigkeit v auf einer Nabenhöhe von 131 m umgerechnet. Dabei ist z_0 die Rauigkeitshöhe, wobei die Rauigkeitsklasse 1 angenommen wird.

$$v(z) = v_r \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (\text{B.29})$$

Zum Fitten der Leistungskurve anhand der Einschalt-, Nenn- und Ausschaltgeschwindigkeit wird die Funktion *pchip* (Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial) in Matlab verwendet. Dadurch wird die auf die Nennleistung normierte Leistung einer Windturbine in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit bestimmt und im Modell in Anwendungsfall W als $P_w^n(t)$ verwendet.

PV-Einspeisung Zur Berechnung der PV-Einspeisung werden die globale und diffuse Strahlung sowie Luftdruck und Temperatur benötigt. Aus den Koordinaten der Wetterstation kann der Sonnenstand bestimmt werden, um den Anteil der direkten Strahlung auf die schiefe Ebene zu berechnen (pvlib). Es wird eine Südausrichtung mit einem Neigungswinkel von 30° angenommen.

Die Einspeiseleistung wird anhand [115] berechnet und ist abhängig von der Einstrahlung E , dem Modulwirkungsgrad, dem Wechselrichterwirkungsgrad und weiteren Verlusten. Der flächenspezifische Einspeisung auf der DC-Seite P_{DC} errechnet sich anhand des Modulwirkungsgrads η_{Mod} und der Modultemperatur T_{Mod} .

$$T_{Mod}(t) = T_U(t) + 0,02 \cdot E(t) \quad (B.30)$$

$$\begin{aligned} \eta_{Mod}(t) = & 1 - 0,017162 \ln\left(\frac{E(t)}{E_0}\right) - 0,04028 \left(\ln\left(\frac{E(t)}{E_0}\right)\right)^2 \\ & + \left[-0,004681 + 0,000148 \ln\left(\frac{E(t)}{E_0}\right) + 0,000169 \left(\ln\left(\frac{E(t)}{E_0}\right)\right)^2 \right] \\ & \cdot \left(T_{Mod}(t) - T_0\right) + 0,000005 \cdot \left(T_{Mod}(t) - T_0\right)^2 \end{aligned} \quad (B.31)$$

$$P_{DC}(t) = \eta_{Mod}(t) \cdot \eta_{zV} \cdot E(t) \quad (B.32)$$

wobei in η_{zV} die Verluste aus Mismatching, Reflexion, Verschmutzung und Gleichstromverkabelung mit 9,7% enthalten sind. Die Koeffizienten in Gleichung B.31 entsprechen einem c-SI Modul [115]. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{WR} ist abhängig von der Nennleistung und der Auslastung des Wechselrichters:

$$\eta_{WR}(t) = \frac{p_{WR}(t) - (0,0079 + 0,0411 \cdot p_{WR}(t) + 0,05 \cdot p_{WR}(t)^2)}{p_{WR}(t)} \quad (B.33)$$

$$p_{\text{WR}}(t) = \frac{P_{\text{DC}}(t)}{P_{\text{WR,Nenn}}} \quad (\text{B.34})$$

Der Wechselrichter weist eine Nennleistung von 0,7 p.u. bezogen auf die Nennleistung der PV-Module auf. Die normierte Leistung auf der Wechselseite des Wechselrichters ergibt sich anhand Gleichung B.35 und wird als Eingangszeitreihe für das Modell in Teil B verwendet.

$$P_x^n(t) = \eta_{\text{WR}}(t) \cdot \frac{P_{\text{DC}}(t)}{P_{\text{WR,Nenn}}} \quad (\text{B.35})$$

B.2 Sensitivitätsanalyse der Eingangsparameter

B.2.1 Day-Ahead-Marktpreise

Abbildung B.6 zeigt den Zeitverlauf und die Dauerlinie der Day-Ahead-Marktpreise im Basisjahr 2020 und bei einer Skalierung um +71 % und +340 %. Durch die Skalierung steigen die Extremwerte des Preises ebenso wie der Durchschnittspreis. Im Basisjahr liegt das Maximum bei 200 €/MWh. Bei einer Steigerung um +71 % steigt das Maximum auf 314,1 €/MWh und bei +340 % auf 885,5 €/MWh. Ebenso sinkt das Minimum von -83,9 €/MWh im Basisjahr 2020 auf -143,1 €/MWh bei einer Skalierung um +71 % und auf -341,5 €/MWh bei einer Skalierung um +340 %. Die Preisspitzen sind nicht unrealistisch, da im Jahr 2022 der Preis bereits bis auf 871 €/MWh gestiegen ist, allerdings lag der Preis in diesem Jahr minimal bei -19,04 €/MWh. Allerdings wurden auch schon Preissenken von bis zu -130 €/MWh im Jahr 2016 verzeichnet. [3]

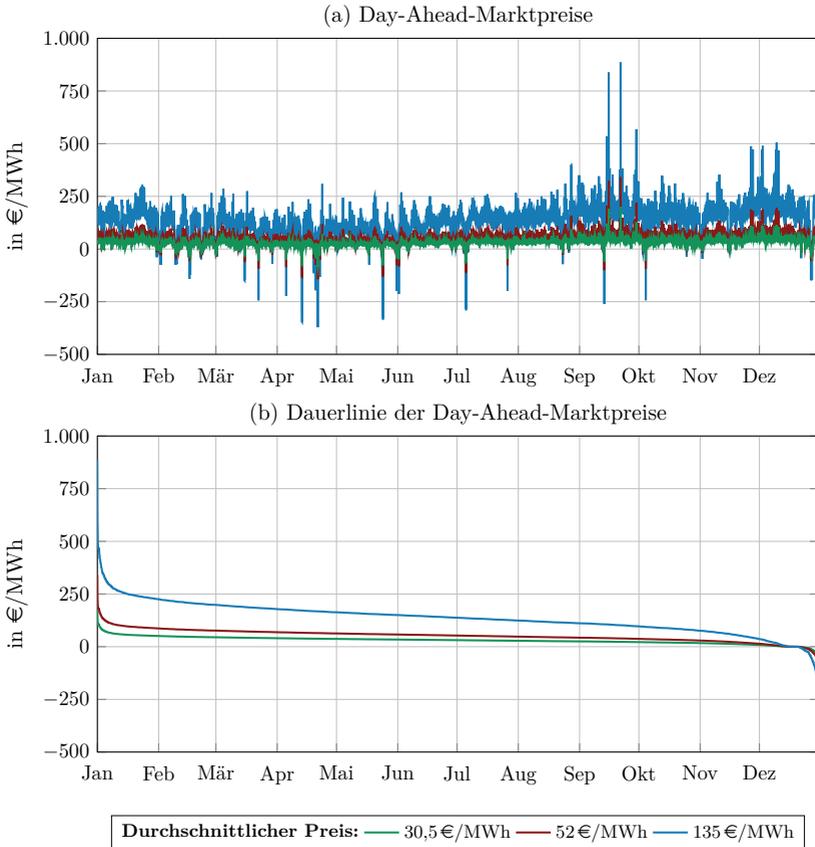


Abbildung B.6: (a) Zeitverlauf und (b) Dauerlinie des Day-Ahead-Marktpreises im Jahr 2020 (durchschnittlich 30,5 €/MWh) und für eine Preissteigerung um +71 % (52 €/MWh) und +340 % (135 €/MWh).

B.2.2 Regelergiepreise

Bei den Regelergiemärkten handelt es sich um stark regulierte Märkte nach § 13 EnWG⁷, die in den letzten Jahren häufigen und umfangreichen Änderungen unterlagen. Seit der Einführung der gesamtdeutschen Ausschreibung der Regelergie im Jahr 2006 wurde das Marktdesign in den Jahren 2011, 2017 und 2020 teilweise tiefgreifend aktualisiert [86]. Dabei wurden Änderungen hinsichtlich der Präqualifizierungsvoraussetzungen, des Ausschreibungszeitraums, der Länge der Produktscheiben, der maximalen Höhe der Angebote und dem Zusammenhang zwischen Leistungs- und Arbeitsmarkt vorgenommen. Hieraus resultieren die bereits in Kapitel 5.1 beschriebenen starken Unterschiede zwischen den theoretischen Erlösen an den Regelergiemärkten pro Jahr basierend auf historischen Marktpreisen.

Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass der Regelleistungsbedarf durch den Ausbau fluktuierender erneuerbaren Energien steigt [116, S. 95]. Allerdings lag der Durchschnitt der vorgehaltenen Primärregelleistung 2015 bei 578 MW und 2021 mit 611 MW nur geringfügig höher, obwohl in dem Zeitraum in Deutschland im großem Rahmen EE-Anlagen zugebaut wurden. Auch bei der Sekundärregelleistung lässt sich in den Jahren 2015 bis 2021 keine Steigerung der durchschnittlich vorgehaltenen Leistung feststellen und die Summe der abgerufenen Arbeit ist in diesem Zeitraum sogar gesunken. Die durchschnittlich vorgehaltene Leistung für Minutenreserve und die in Summe abgerufene Arbeit ist ebenfalls in dem Zeitraum gesunken [3]. Ein Grund für diese Entwicklung ist die steigende Güte der Prognose von Wind- und Solareinspeisung [116, S. 95]. Um die Zukunft der Regelergiemärkte abzuschätzen, bedürfte es einer umfangreichen Marktanalyse und -simulation, die im Rahmen dieser Untersuchungen nicht vorgenommen werden kann, zumal Spot- und Regelleistungsmarktpreise zusammen prognostiziert werden müssten [116, S. 102]. Aus diesem Grund werden die durchschnittlichen Regelleistungspreise und Regelarbeitspreise vereinfacht zwischen -75% und $+100\%$ variiert. Dadurch kann der allgemeinen Zusammenhang zwischen Regelergiemärkten und Dimensionierung der Speicherkraftwerke abgeschätzt werden.

⁷Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist

Abbildung B.7 zeigt die Erlöse des HCAES an den Regelenergiemärkten für den Fall, dass die Preise einzeln um -75% reduziert oder um $+100\%$ erhöht werden und für den Fall, dass alle Preiszeitreihen gleichzeitig skaliert werden. In der Basisvariante (Preisänderung = 0% gegenüber dem Basisjahr 2020) werden 44% der Regelenergieerlöse am Minutenreservemarkt für positive Regularbeit erzielt und 41% am Sekundärregelarbeitsmarkt. Weitere 10% werden am Minutenreservemarkt für negative Regularbeit erzielt und die restlichen 5% teilen sich auf die anderen Märkte auf, wobei der Primärregelleistungsmarkt den geringsten Anteil hat.

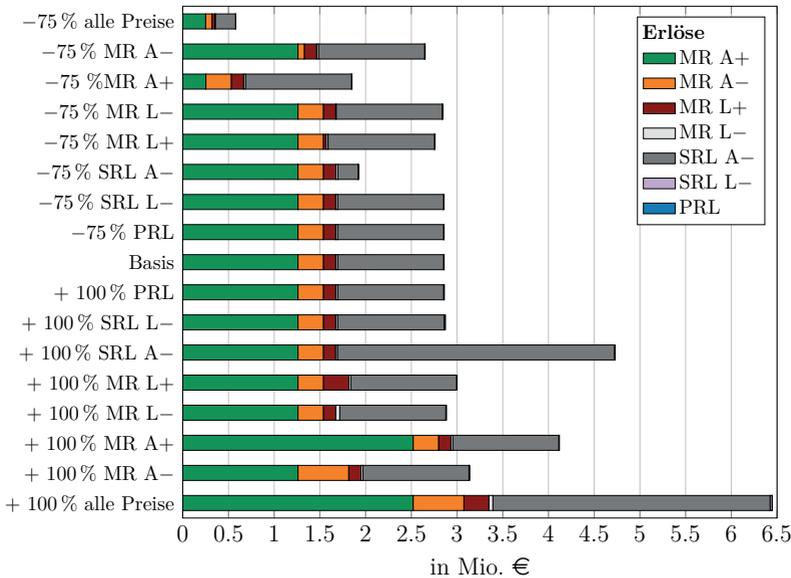


Abbildung B.7: Erlösanteile der Regelenergiemärkte bei Variation der durchschnittlichen Preise jedes einzelnen Regelenergiemarktes um -75% und $+100\%$ für das Kraftwerkskonzept HCAES (MR: Minutenreserve, SRL: Sekundärregelenergie, PRL: Primärregelenergie).

Wird der Preis für positive Minutenreserve-Regularbeit um $+100\%$ erhöht, erhöhen sich die Erlöse ebenfalls um ca. $+100\%$. Auf der anderen Seite sinken die Erlöse

um -80% wenn die Preise um -75% reduziert werden. Werden die Preise an allen Regelenergiemärkten um $+100\%$ bzw. -75% variiert, zeigen die Erlöse für Minutenreserve die gleiche Entwicklung. Bei negativer Sekundärregelarbeit sind die Erlösänderungen höher: eine Erhöhung der Preise um $+100\%$ führt zu $+160\%$ mehr Erlösen und bei einer Reduzierung der Preise um -75% sinken die Erlöse um -81% . Die Erlöse der Minutenreserve-Märkten sind unabhängig von den Preisänderungen der anderen Märkte. Die Erlöse am Sekundär- und Primärregelenergiemarkt werden etwas mehr von den anderen Märkten beeinflusst, allerdings liegen die Änderungen bei unter 1% der Regelenergieerlöse und sind somit nicht signifikant.

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass eine Änderung an einem Markt in den meisten Fällen keine signifikante Auswirkung auf die Erlöse an den anderen Märkten hat. Im Folgenden werden die durchschnittlichen Regelenergiepreise aller Regelenergiemärkten gleichzeitig um den gleichen Faktor skaliert. Der zeitliche Verlauf bleibt dabei konstant. Es handelt sich hierbei somit um Grenz-Betrachtungen, da in der Realität davon ausgegangen werden kann, dass die Preisentwicklung der einzelnen Regelenergiemärkte nicht konform erfolgt.

In Abbildung B.8 sind der Gewinn pro Jahr und die Summe der Erlöse an den Regelenergiemärkten für eine Änderung der Regelenergiepreise von -75% bis $+100\%$ dargestellt. Bei einer Preissteigerung um $+100\%$ steigt der Gewinn um das Ein- (HCAES) bzw. Dreifache (HES). Auf der anderen Seite wird der Betrieb des HES unprofitabel, wenn die Regelenergiepreise um -75% sinken. Beim HCAES sinkt der Gewinn um -70% , wird aber nicht negativ. Die Erlöse am Minutenreservemarkt steigen etwa linear mit steigenden Regelenergiepreisen. Die Erlöse am Sekundärregelenergiemarkt zeigen zuerst eine leicht exponentielle Steigung, die bei höheren Preisen in eine lineare Steigung übergeht. Die Erlöse am Primärregelleistungsmarkt steigen ebenfalls leicht exponentiell an, sind jedoch insgesamt so niedrig, dass sie im Vergleich zu den anderen Regelenergiemärkten nicht relevant sind.

Abbildung B.9 zeigt die Nennleistungen der Komponenten sowie die Speicherkapazitäten der beiden Kraftwerkskonzepte in Abhängigkeit von der Änderung der Regelenergiepreise. Die Regelenergiepreise haben nur wenig Einfluss auf die Dimensionierung des Speicherkraftwerks. Die Nennleistungen der Komponenten

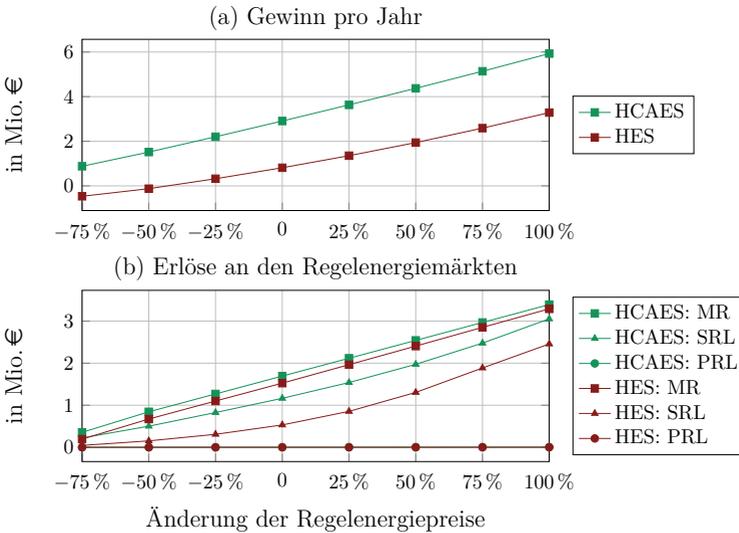


Abbildung B.8: (a) Gewinn pro Jahr und (b) Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden durchschnittlichen Regelleistungspreisen (MR: Minutenreserve, SRL: Sekundärregelenergie, PRL: Primärregelenergie).

steigen etwa linear zur den Regelenergiepreisen. Die Nennleistung der Elektrolyse z. B. variiert um weniger als 20 MW. Die Nennleistung der Turbine des HES liegt bei einer Steigerung der Preise um 100 % um 29 % höher als mit Preisen des Basisjahrs und sinkt um 52 % bei -75 % der Preise. Die Speicherkapazität des Druckluftspeichers liegt unabhängig von der Regelenergiepreisen an der oberen Grenze. Die Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers steigt geringfügig mit steigenden Regelenergiepreisen.

Zusammenfassend wird festgehalten, dass die langfristige Prognose von Regelenergiepreisen sehr komplex ist. Die Preise der Regelenergiemärkte haben jedoch insgesamt nur einen geringen Einfluss auf die Dimensionierung der Speicherkraftwerke. Die Preisentwicklung an einzelnen Regelenergiemärkten hat außerdem keinen signifikan-

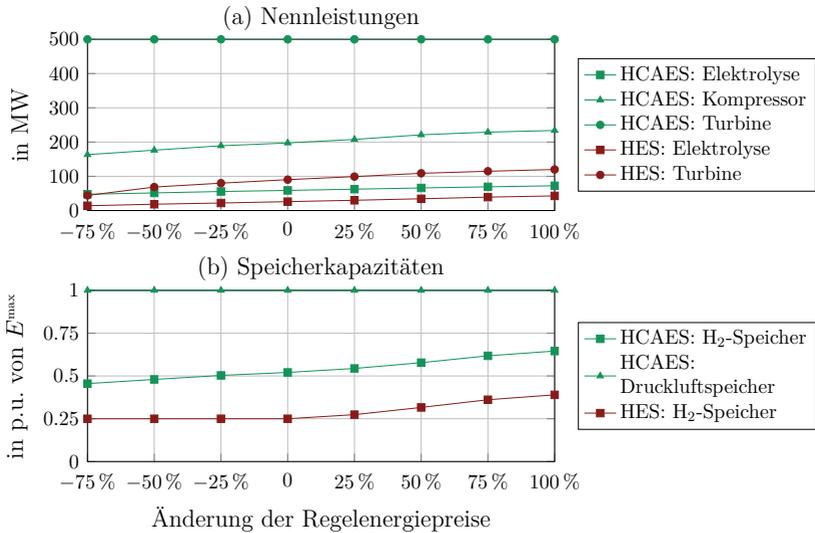


Abbildung B.9: (a) Nennleistungen der Komponenten und (b) Speicherkapazität bezogen auf ein maximales geometrisches Volumen von 1.000.000 m³ für beide Speicherkraftwerkskonzepte bei variierenden durchschnittlichen Regelleistungspreisen.

ten Einfluss auf die Erlöse an den anderen Märkten. Aus diesen Gründen werden die Preise der Regelleistungsmärkte im weiteren Verlauf nicht weiter variiert.

B.2.3 Wind- und Solarpreise

Ebenso wie im vorherigen Unterkapitel werden die Kosten für Wind- und Solarenergie zunächst einzeln variiert. Abbildung B.10 zeigt die Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt sowie die Kosten für den Direktvertrag mit einem Wind- oder Solarpark, wenn die Abnahmepreise für Wind- und Solarenergie einzeln und zusammen variiert werden. Da bei einer Reduktion der Preise um -50% kein Direktvertrag eingegangen wird, wird auch eine Reduktion um -80% untersucht. Bei -80% wird ein Direktvertrag mit einem Wind- und Solarpark eingegangen. Die Kosten am Day-Ahead-Markt sinken durch den Direktvertrag mit einem Windpark um ein Drittel und die Erlöse steigen um das Zweifache. Mit dem Solardirektvertrag werden die Day-Ahead-Marktkosten nur um -8% gesenkt und die Erlöse verdoppeln sich. Werden beide Preise gleichzeitig variiert, addieren sich die Effekte. Die Preise eines EE-Parks haben keinen Einfluss auf den Direktvertrag mit dem anderen EE-Park. Im Folgenden werden, analog zum vorherigen Unterkapitel, die Preise für Wind- und Solarenergie zusammen variiert.

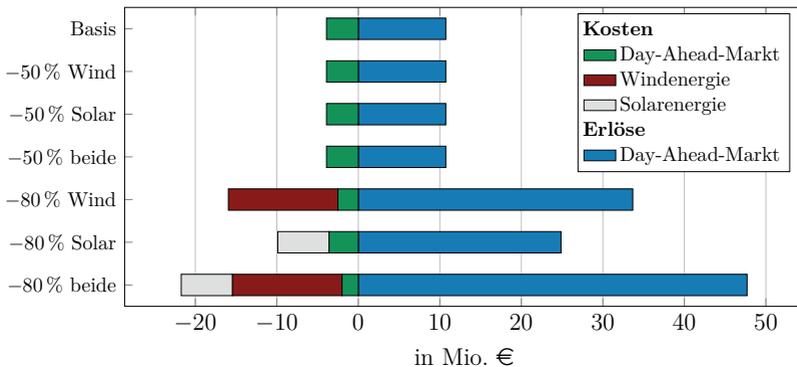


Abbildung B.10: Kosten für Wind- und Solarenergie sowie Kosten und Erlöse am Day-Ahead-Markt für das Kraftwerkskonzept HCAES bei variierenden Abnahmepreisen für Direktverträge mit einem Wind- oder Solarpark.

Anhang zu Teil C

C.1 Basismodell

Die Zielfunktion des Basismodells beinhaltet die zeitabhängigen Erlöse und variablen Betriebskosten für die Teilnahme am Day-Ahead-Markt und an den Regelenergiemärkten sowie für den Verkauf von Wasserstoff und Sauerstoff. Die Investitionskosten sowie die Kosten für Wind- und Solarenergie werden anhand der Dimensionierung festgelegt und können in diesem Modell nicht mehr beeinflusst werden.

$$\max \sum_{t=1}^T \left(r_D(t) - c_D(t) + r_M(t) + r_S(t) + r_P(t) + r_V(t) + r_O(t) \right) \quad (\text{C.36})$$

Die Energiebilanzen der Speicher und die Leistungsbilanz bleiben unverändert.

$$e_H(t) = e_H(t-1) + \eta_E \cdot p_E(t) \cdot \Delta t_{15} - \frac{p_T(t)}{\eta_{T,H}} \cdot \Delta t_{15} - p_V(t) \cdot \Delta t_{15} \quad (\text{C.37})$$

$$e_L(t) = e_L(t-1) + p_K(t) \cdot \Delta t_{15} - \frac{p_T(t)}{\eta_{T,L}} \cdot \Delta t_{15} \quad (\text{C.38})$$

$$\begin{aligned} p_T(t) - p_E(t) - p_K(t) &= p_D^V(t) - p_D^E(t) + p_{M,T}^{\Lambda+}(t) - p_{M,E}^{\Lambda-}(t) - p_{M,K}^{\Lambda-}(t) \\ &\quad - p_{S,E}^{\Lambda-}(t) - p_W(t) - p_X(t) \end{aligned} \quad (\text{C.39})$$

Die Begrenzung der Leistungen am Day-Ahead-Markt bleibt unverändert.

$$p_D^E(t) \leq p_E(t) + p_K(t) \quad p_D^V(t) \leq p_T(t) + p_W(t) + p_X(t) \quad (\text{C.40})$$

Bei der Definition der vorgehaltenen Regelleistung und der abgerufenen Regelarbeit werden die in Teil B optimierten Nennleistungen der Komponenten durch die extern vorgegebenen Parameter P^N ersetzt.

$$p_{M,T}^{L+}(t) + p_{P,T}(t) \leq P_T^N - p_T(t) \quad (C.41)$$

$$p_{P,T}(t) \leq p_T(t) \quad (C.42)$$

$$p_{M,E}^{L-}(t) + p_{S,E}^{L-}(t) + p_{P,E}(t) \leq P_E^N - p_E(t) \quad (C.43)$$

$$p_{P,E}(t) \leq p_E(t) \quad (C.44)$$

$$p_{M,K}^{L-}(t) + p_{P,K}(t) \leq P_K^N - p_K(t) \quad (C.45)$$

$$p_{P,K}(t) \leq p_K(t) \quad (C.46)$$

$$p_{M,T}^{A+}(t) \leq p_T(t) \quad (C.47)$$

$$p_{M,E}^{A-}(t) + p_{S,E}^{A-}(t) \leq p_E(t) \quad (C.48)$$

$$p_{M,K}^{A-}(t) \leq p_K(t) \quad (C.49)$$

Die Begrenzung des vorzuhaltenden Speicherinhalts bei Vorhaltung von Regelleistung bleibt unverändert.

$$\frac{p_{M,T}^{L+}(t)}{\eta_{T,H}} \cdot 1 \text{ h} + \frac{p_{P,T}(t)}{\eta_{T,H}} \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_H(t) \quad (C.50)$$

$$\frac{p_{M,T}^{L+}(t)}{\eta_{T,L}} \cdot 1 \text{ h} + \frac{p_{P,T}(t)}{\eta_{T,L}} \cdot 0,25 \text{ h} \leq e_L(t) \quad (C.51)$$

$$e_H(t) + p_{M,E}^{L-}(t) \cdot \eta_E \cdot 1 \text{ h} + p_{S,E}^{L-}(t) \cdot \eta_E \cdot 0,25 \text{ h} + p_{P,E}(t) \cdot \eta_E \cdot 0,25 \text{ h} \leq E_H^N \quad (C.52)$$

$$e_L(t) + p_{M,K}^{L-}(t) \cdot 1 \text{ h} + p_{P,K}(t) \cdot 0,25 \text{ h} \leq E_L^N \quad (C.53)$$

Außerdem gelten die Gleichungen 4.26 und 4.27 zur Gleichsetzung der Leistungen am Day-Ahead-Markt für eine Stunde und 4.41 bis 4.43 an den Regelleistungsmärkten für vier Stunden. Zusätzlich gelten Ungleichungen 4.48 bis 4.50 für die Begrenzung des Marktanteils des Speicherkraftwerks an den Regelenergiemärkten. Zusätzlich werden folgende Grenzen gesetzt:

$$e_H(t) \leq E_H^N \quad (C.54)$$

$$e_L(t) \leq E_L^N \quad (C.55)$$

$$p_E(t) \leq P_E^N \quad (\text{C.56})$$

$$p_K(t) \leq P_K^N \quad (\text{C.57})$$

$$p_T(t) \leq P_T^N \quad (\text{C.58})$$

$$p_{P,T}(t) \leq 0,05 \cdot P_T^N \quad (\text{C.59})$$

$$p_{P,K}(t) \leq 0,05 \cdot P_K^N \quad (\text{C.60})$$

$$B_W \cdot P_W^n(t) \cdot P_W^N \leq p_W(t) \leq P_W^n(t) \cdot P_W^N \quad (\text{C.61})$$

$$B_X \cdot P_X^n(t) \cdot P_X^N \leq p_X(t) \leq P_X^n(t) \cdot P_X^N \quad (\text{C.62})$$

$$p_V(t) \leq P_V^N \quad (\text{C.63})$$

C.2 Preisprognose mit der sARIMA-Methode

Die Abkürzung sARIMA steht für *seasonal autoregressive integral moving average* und beschreibt ein statistisches Regressionsmodell. Hierbei handelt es sich um ein lineares Modell, das sowohl die aktuellen und vergangenen Werte (autoregressiv, AR) als auch die aktuellen und vergangenen Rauschterme (gleitendes Mittel, MA) berücksichtigt. Um saisonale Effekte (s) abzubilden, werden außerdem saisonale AR- und MA-Terme verwendet. Die vereinfachte Schreibweise eines sARIMA-Modells ist:

$$sARIMA(p, d, q)(P, D, Q, m) \quad (\text{C.64})$$

wobei p und q für die Anzahl der AR- bzw. MA-Terme stehen und P und Q für die Anzahl der saisonalen AR- und MA-Terme. d steht für den Grad der Differenzierung bei nicht-stationären Zeitreihen und D ist der Grad der Differenzierung bezogen auf die Saisonalität der Zeitreihe, die durch m definiert ist. Die Koeffizienten der AR- und MA-Terme werden anhand der Methode der kleinsten Quadrate festgelegt. Zusätzlich können in einem sARIMAX-Modell aktuelle und vergangene exogene Parameter (X) berücksichtigt werden [91].

Es werden vier Varianten des sARMIA-Modells untersucht und anhand des sMAPE bewertet. Zu den vier Varianten zählen ein sARMIA-Modell ohne exogene Parameter sowie jeweils ein sARMIA-Modell mit der Residuallast, der Erzeugung aus

erneuerbaren Energien und der Netzlast als zeitabhängigen exogenen Parameter [3]. Bei allen Varianten wird eine Saisonalität von $m = 24$ h vorausgesetzt. Die automatische Wahl der Ordnung der Modelle und die Parametrierung der Koeffizienten erfolgt mit der Python-Toolbox *pmdarima*. Das Ergebnis ist in Tabelle C.10 dargestellt.

Tabelle C.10: Ordnung der untersuchten sARIMA-Modelle zur Prognose von Börsenstrompreisen.

Modell	Ex. Parameter	p	d	q	P	D	Q	$sMAPE$
sARIMA	-	5	1	0	2	0	0	38,7 %
sARIMAX	Residuallast	5	1	1	2	0	2	26,1 %
sARIMAX	EE-Erzeugung	0	1	5	1	0	2	33,2 %
sARIMAX	Netzlast	3	1	0	1	0	2	32,8 %

Das sARIMAX-Modell mit der Residuallast als exogenen Parameter zeigt den geringsten $sMAPE$ und eignet sich somit von den untersuchten Varianten am besten, um den Börsenstrompreis vorauszusagen. Hierbei stellt das Modell $sARIMAX(5, 1, 1)(2, 0, 2, 24)$ ein Prognosemodell dar, das die Ableitung der vergangenen Werte des Preises ($d = 1$) der letzten fünf Zeitschritte berücksichtigt ($p = 5$). Außerdem werden zwei saisonale vergangene Werte mit einer Saisonalität von eine Tag berücksichtigt ($P = 2, m = 24$ h). Rauschterme fließen in diesem Fall für den letzten Zeitschritt und die letzten beiden Tage in die Prognose ein ($q = 1, Q = 2$). Außerdem wird die Residuallast im aktuellen Zeitschritt berücksichtigt.

