

**TECHNISCHE HOCHSCHULE INGOLSTADT**



Technische Hochschule  
Ingolstadt

**Fakultät Maschinenbau**

**Wirtschaftsingenieurwesen**

**Schwerpunkt: Erneuerbare Energien**

**Bachelorarbeit**

**Analyse potentieller Einsatzbereiche von  
LIQHYSMES im deutschen Stromnetz**

**Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Tobias Schrag**

**Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Jörg Wellnitz**

**Ausgegeben am: 01.06.2014**

**Abgegeben am: 01.09.2014**

**Vorgelegt von: Martin Hajek**

**Matrikelnummer: 24316**

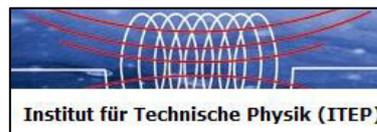
**Karlsruhe, den 29.08.2014**

**Im Auftrag des KIT**



**Angefertigt in gemeinsamer Betreuung durch:**

**Institut für Technische Physik - ITEP**



**&**

**Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse -**

**ITAS**



**Betreuer:**    **Dr.-Ing. Holger Neumann (ITEP)**  
                  **Dr.-Ing. Marcel Weil (ITAS)**  
                  **Dipl. Ing. Manuel Baumann (ITAS)**  
                  **M.Sc. Benedikt Zimmermann (ITAS)**  
                  **M.Sc. Dominik Poncette (ITAS)**

## **Erklärung**

Ich erkläre hiermit, dass ich die Arbeit selbständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel benutzt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Ingolstadt, den 29.08.2014

---

Martin Hajek

## Vorwort

Die Bachelorarbeit entstand während meiner Tätigkeit am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) in Kooperation mit dem Institut für Technische Physik (ITEP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Mein besonderer Dank gilt den Betreuern meiner Arbeit, Herrn Dr.-Ing. Tobias Schrag, von Seiten der Technischen Hochschule Ingolstadt, Herrn Dr.-Ing. Marcel Weil vom ITAS und Dr.-Ing. Holger Neumann vom ITEP.

Mein besonderer Dank gilt des Weiteren den Herren Dipl. Ing. Manuel Baumann, M.Sc. Dominik Poncette und M.Sc. Benedikt Zimmermann, die mir stets mit ihrer Expertise und konstruktiven Kritik beratend zur Seite standen.

Weiterhin gilt mein Dank Herrn Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christoph Haberstroh (TU Dresden), Herrn Prof. Dr.-Ing. Jörg Wellnitz (TH Ingolstadt), Herrn Dr. Michael Sander (ITEP), Herrn Dr. Jörg Burkhardt (ITAS) sowie den Herren Dr. Lars Blum und Dr. Lutz Decker (Linde AG) für die informative und freundliche Kommunikation zu diversen technologischen Fragestellungen im Rahmen dieser Arbeit.

# **Aufgabenstellung**

## **Analyse potentieller Einsatzbereiche von LIQHYSMES im deutschen Stromnetz**

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die technologischen wie ökonomischen Möglichkeiten des Hybridspeichers LIQHYSMES in unterschiedlichen Einsatzbedingungen untersucht werden. Hierzu gilt es, zuerst eine Übersicht aller Hauptkomponenten zu schaffen, deren Funktionen und Interaktionen im Gesamtsystem zu beschreiben und technologische Eigenschaften, wie auch Kostenstrukturen auf Basis von Literaturrecherchen darzustellen.

Basierend auf diesen Daten gilt es, die Eignung und Gesamtkostenstruktur des Energiespeichers (ES) in unterschiedlichen Einsatzbereichen zu ermitteln, diese mit Konkurrenztechnologien zu vergleichen und mögliche Potentiale und Herausforderungen herauszustellen.

---

## Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit „Analyse potentieller Einsatzbereiche von LIQHYSMES im deutschen Stromnetz“ wird das Hybrid-Energiespeicherkonzept LIQHYSMES (LIQuid HYdrogen and Superconducting Magnetic Energy Storage) für den Einsatz als Elektroenergiespeicher (EES) untersucht. Die Gesamtstruktur des Speichersystems wird hinsichtlich seiner Hauptkomponenten und deren Performance sowie Interaktionen im Gesamtsystem analysiert und spezifische Speicherkosten in verschiedenen Szenarien ermittelt.

Basierend auf einer umfassenden Literaturrecherche werden technische und wirtschaftliche Eigenschaften der Hauptkomponenten und deren Zusammenspiel gemäß des Hybridspeicherkonzeptes dargestellt. Es zeigt sich eine weite Bandbreite an Einsatzmöglichkeiten durch Kombination des hochflexiblen Magnetspulenspeichers und den hohen Energiespeicherkapazitäten des Flüssigwasserstoffs. In einem Berechnungsmodell wird der Energiespeicher gemäß den Anforderungen unterschiedlicher Speichereinsatzszenarien dimensioniert und die spezifischen Speicherkosten pro kWh in Bandbreiten mittels einer annuitätischen Vollkostenrechnung unter variierenden Annahmen zu technischen wie ökonomischen Gegebenheiten ermittelt.

Es zeigen sich charakteristische Kostenstrukturen mit hohen Anfangsinvestitionen im Verhältnis zu vergleichsweise dazu moderaten Betriebskosten. Elektrolyseure und Kryotechnik stellen den größten Gesamtkostenteil über die untersuchten Betriebszeiten, während der SMES nur einen geringen Gesamtkostenbeitrag leistet. Der technoökonomische Benchmark zeigt für den Speicherpfad der Wasserstoffverflüssigung mit anschließender Rückverstromung über Brennstoffzellen vor allem in der Langzeitspeicherung eine potentielle Konkurrenzfähigkeit auf.

In einer Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss auf die Kosten des LIQHYSMES-Systems durch technologieunabhängige Rahmenbedingungen, den Einsatz eines Kältere regenerators unter variierenden technischen wie ökonomischen Annahmen zur Kälte-technik und ein Hybridbetrieb unter Doppeleinsatz des Speichersystems untersucht. Die Stromeinkaufskosten stellen sich dabei als stärkster äußerer Kostenhebel heraus. Es wird eine starke Speicherkostenvarianz, bedingt durch die weiten Bandbreiten von Investitionskosten und Verflüssigungseffizienz der Kryoanlagen sowie ein materialbedingtes Kostensenkungspotential durch Kältere generation festgestellt.

Diese Arbeit stellt lediglich eine Untersuchung zu potentiellen Einsatzgebieten und Berechnung von Kostenbandbreiten des LIQHYSMES dar. Eine Identifizierung von potentiellen Einnahmen durch Stromverkauf und Gewinnungsmöglichkeiten ist kein Bestandteil dieser Arbeit.

---

Ziel ist es charakteristische Kostenstrukturen und deren Haupteinflussfaktoren zu ermitteln, Optimierungsrechnungen sind nicht Teil dieser Arbeit und berechnete Werte sind vor diesem Hintergrund zu betrachten.

# Inhaltsverzeichnis

## Analyse potentieller Einsatzbereiche von LIQHYSMES im deutschen Stromnetz

<b>Erklärung .....</b>	<b>I</b>
<b>Vorwort.....</b>	<b>II</b>
<b>Aufgabenstellung .....</b>	<b>III</b>
<b>Kurzfassung.....</b>	<b>IV</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XII</b>
<b>Symbolverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Verzeichnis verwendeter Gleichungen .....</b>	<b>XV</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung .....	2
1.3 Aufbau der Arbeit.....	3
<b>2 Technologie LIQHYSMES .....</b>	<b>4</b>
2.1 Auswahl und Beschreibung der Komponenten .....	5
2.1.1 Leistungselektronik und Kontrolleinheit.....	6
2.1.2 Elektrolyseur.....	7
2.1.3 Wasserspeicher .....	12
2.1.4 GH <sub>2</sub> -Pufferspeicher .....	13
2.1.5 Wasserstoffverflüssigung .....	15
2.1.6 Wärme-Kälte-Regenerator GH <sub>2</sub> -LH <sub>2</sub> -GH <sub>2</sub> .....	19
2.1.7 LH <sub>2</sub> -Tank.....	23
2.1.8 Brennstoffzellen .....	27
2.1.9 Superconducting Magnetic Energy Storage .....	30

<b>3</b>	<b>Auswahl des Energiespeichereinsatzes .....</b>	<b>35</b>
3.1	Speichereinsatzbereiche und Speichertechnologien.....	35
3.2	Referenzfälle für Speicher.....	37
3.3	Konkurrenzanalyse für Referenzeinsatz.....	40
<b>4</b>	<b>Techno-ökonomische Bewertungsmethodik.....</b>	<b>42</b>
4.1	Annuitätische Vollkostenrechnung .....	42
4.2	Berechnungsmodell auf Excel-Basis.....	44
<b>5</b>	<b>Ergebnisse LIQHYSMES .....</b>	<b>45</b>
5.1	Technologiespezifische Analyse .....	45
5.2	Anwendungsorientierte Bewertung.....	47
5.3	Techno-ökonomisches Benchmarking .....	50
5.4	Sensitivitätsanalyse .....	55
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung, Fazit und Ausblick.....</b>	<b>62</b>
6.1	Zusammenfassung .....	62
6.2	Fazit.....	64
6.3	Ausblick .....	65
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>67</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>A-1</b>
	Anhang 1: Übersicht technischer Daten der Hauptkomponenten von LIQHYSMES	
	Anhang 2: Übersicht ökonomischer Daten der Hauptkomponenten von LIQHYSMES	
	Anhang 3: Datengrundlage für Kostendegression der Leistungselektronik	
	Anhang 4: Kostenübersicht für LH <sub>2</sub> -Tank in Abhängigkeit der volumetrischen Speicherkapazität und des Geltungsbereichs	
	Anhang 5: Übersicht typischer Strukturierungsmerkmale von EES	
	Anhang 6: Kriterien für Teilnahme am Regelenergiemarkt	
	Anhang 7: Rahmenbedingungen für Kostenrechnung	
	Anhang 8: Gesamtkostenverteilung auf Hauptkomponenten unter Basis Rahmenbedingungen und pessimistischen bzw. optimistischen Annahmen	
	Anhang 9: Gesamtkostenverlauf unter Basis-Annahmen in den Referenzfällen	

- 
- Anhang 10: Eingangsdaten für techno-ökonomischen Benchmark
- Anhang 11: Leistungsspezifische Kosten aus Sensitivitätsanalyse der Rahmenbedingungen
- Anhang 12: Eingangsparameter für Sensitivitätsanalyse der Kältetechnik
- Anhang 13: Weitere Bewertungsparameter für Energiespeicher
- Anhang 14: Expertengespräch, Dr.-Ing. Holger Neumann, ITEP/KIT
- Anhang 15: Expertengespräch, Prof. Dr.-Ing. Jörn Wellnitz, TH Ingolstadt
- Anhang 16: Expertengespräch, Prof. Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christian Haberstroh, TU Dresden
- Anhang 17: Expertengespräch, Dr. Lars Blum und Dr. Lutz Decker, Linde AG
- Anhang 18: Expertengespräch, Dr.-Ing. Jörg Burkhardt, ITAS/KIT
- Anhang 19: Expertengespräch, Dr. Holger Neumann und Dr. Michael Sander, ITEP/KIT
- Anhang 20: CD-ROM mit Kopie des erstellten Excel-Berechnungsmodells, zitierten Quellen und einem PDF der Arbeit

---

## Abkürzungsverzeichnis

Akku	Akkumulator
ANF	Annuitätenfaktor
ASPCS	Advanced Superconducting Power Conditioning System
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftenergiespeicher)
CH <sub>4</sub>	Methangas
DOE	United States Department of Energy (Energieministerium der Vereinigten Staaten)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EES	Elektroenergiespeicher
ES	Energiespeicher
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
GH <sub>2</sub>	Gasförmiger Wasserstoff
GLKW	Grundlastkraftwerk
HHV	High Heating Value (Brennwert, oberer Heizwert)
HTSL	Hochtemperatursupraleiter
HT-Akkus	Hochtemperaturakkumulatoren
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlichen Ausschuss für Klimafragen)
JT-Ventil	Joule-Thomson Ventil
KOH	Kalilauge
KW	Kraftwerk
LAES	Liquid Air Energy Storage (Flüssiglufteenergiespeicher)
LH <sub>2</sub>	Liquid hydrogen (Flüssigwasserstoff)
LIQHYSMES	LIQuid HYdrogen & Superconducting Magnetic Energy Storage (Flüssigwasserstoff- und supraleitende Magnetspulenenergiespeicher)
LN <sub>2</sub>	Liquid Nitrogen (Flüssigstickstoff)
MgB <sub>2</sub>	Magnesiumdiborid
MOL	Merit-Order-List (Liste mit Einsatzreihenfolge von Kraftwerken, nach steigendem Preis)
MV-Netz	Mittelspannungsnetz
NRV	Netzregelverbund
NS-Netz	Niederspannungsnetz
PEM	Protonen-Austausch-Membran

---

PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (Polymerelektrolytbrennstoffzelle)
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PTFE	Polytetrafluorethylen
P2G2P	Power to Gas to Power (Gaserzeugung mit Strom zur Speicherung und anschließenden Rückverstromung)
SC	Supercaps (Superkondensatoren)
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage (Supraleitender Magnet- spulenspeicher)
SMS	Schwungmassenspeicher
Stack	Zellstapel, Stapel
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik
VLS	Volllaststunden

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema LIQHYSMES (eigene Darstellung in Anlehnung an [2]).....	5
Abbildung 2: Schematischer Ablauf alkalischer Elektrolyse (in Anlehnung an [18]) .....	7
Abbildung 3: Wasserkreislauf (eigene Darstellung).....	10
Abbildung 4: Erdbeckenwärmespeicher für Prozesswasser (eigene Darstellung) .....	12
Abbildung 5: Energiegehalt von H <sub>2</sub> in Abhängigkeit des Drucks bei 293 K [39].....	14
Abbildung 6: Schema eines idealen Verflüssigungsprozesses (in Anlehnung an [44]) .	16
Abbildung 7: Prozessschritte der Wasserstoffverflüssigung [54].....	17
Abbildung 8: Schematisches Gasflussdiagramm einer Verflüssigungsanlage (in Anlehnung an [54]).....	18
Abbildung 9: Schematischer Aufbau des LH <sub>2</sub> -Tanks (nach [2]) .....	24
Abbildung 10: Aufbau einer PEM-Einzelzelle und eines Zellenstapels [81].....	27
Abbildung 11: Auswahl möglicher Geometrien für SMES (siehe [12]) .....	31
Abbildung 12: Skalierungsgrundlage für SMES [3].....	31
Abbildung 13: Speichereinsatzübersicht (in Anlehnung an [103]) .....	36
Abbildung 14: Übersicht Konkurrenztechnologien und Eigenschaften .....	41
Abbildung 15: Auswahlkriterien im Berechnungsmodell .....	44
Abbildung 16: Bandbreite Strom-zu-Strom-Wirkungsgradkette LIQHY-Pfad.....	45
Abbildung 17: Bandbreite Strom-zu-Strom-Wirkungsgradkette SMES .....	46
Abbildung 18: Prozentualer Gesamtkostenanteil der Hauptkomponenten über die gesamte Betriebszeit in den Referenzfällen.....	48
Abbildung 19: Gesamtkostenverlauf über Betriebszeitraum nach Speicherkomponenten in Fall 2 b.....	49
Abbildung 20: Legende für Bandbreiten von $K_{spez}$ .....	51
Abbildung 21: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 1 .....	51
Abbildung 22: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 2 a .....	52
Abbildung 23: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 2 b .....	52
Abbildung 24: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 3 .....	53
Abbildung 25: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 4 .....	54
Abbildung 26: Spezifische Kosten pro installierter Leistung .....	54
Abbildung 27: Legende $K_{spez}$ in Abh. der Rahmenbedingungen .....	56
Abbildung 28: $K_{spez}$ in Abh. von Stromeinkaufspreis, Zinssatz und Betriebszeit .....	56
Abbildung 29: Legende $K_{spez}$ in Abhängigkeit der Kältetechnik.....	57
Abbildung 30: $K_{spez}$ in Abhängigkeit der Kältetechnik.....	58
Abbildung 31: Gesamtkostenanteil von Kryokühlern und Regenerator.....	59
Abbildung 32: $K_{spez}$ von LIQHYSMES und SMES in verschiedenen Dimensionierungen bei Doppeleinsatz in Referenzfall 1 und PRL .....	60

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Beispielhafte Auswahl von Regeneratormaterialien .....	22
Tabelle 2: Übersicht der Referenzfälle für Speichereinsatz (aus [4]).....	39

---

## Symbolverzeichnis

$a$	Annuität
$B$	Magnetfeldstärke durch eine Spule
$BW$	Barwert
$BW^-$	Negativer Barwert
$C_0$	Kapitalwert
$C_0^-$	Negativer Kapitalwert zum Betrachtungszeitpunkt
$c_p$	Spezifische Wärmekapazität
$c_t$	Auszahlung pro Periode
$e^-$	Elektron
$E$	Energie
$E_{th}$	Wärmeenergiemenge thermisch
$f_{\text{reaktion}}$	Effizienz der Reaktionsbeteiligung
$f_{\text{RegVol}}$	Volumenfaktor für Verhältnis zwischen H <sub>2</sub> - und Regeneratorvolumen
H <sup>+</sup> -Ionen	Wasserstoffionen
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
$i$	Kalkulationszinssatz
$I$	Stromstärke
$I_c$	Kritische Stromstärke
$I_{\text{basis/i}}$	Investitionskosten der Basis- und der neuen Anlage
$K_{\text{basis/i}}$	Kapazität der Basis- und der neuen Anlage
$K_{\text{spez}}$	Speicherspezifische Stromkosten pro kWh <sub>el</sub>
kW <sub>el</sub>	Kilowatt, elektrisch (Leistung)
kWh <sub>chem</sub>	Kilowattstunden, chemisch (Energie)

---

$\text{kWh}_{\text{el}}$	Kilowattstunde, elektrisch (Energie)
$L$	Induktivität der Spule
$m$	Masse
$M$	Molare Masse
$n$	Anzahl ganzer Perioden
$N$	Stoffmenge
$\text{O}_2$	Sauerstoffmolekül
$\text{OH}^-$	Hydroxidion
$p$	Druck
$P$	Leistung
$\text{Pb}$	Blei
$q_v$	Verdampfungswärme
$t$	Zeitpunkt innerhalb einer Periode „n“
$T$	Temperatur
$T_{\text{Systemträgheit}}$	Reaktionszeit der $\text{H}_2$ -basierenden LIQHYSMES-Komponenten
$V$	Volumen
$z$	Degressionsexponent
$\rho$	Gravimetrische Dichte
€ct	Eurocent

## Verzeichnis verwendeter Gleichungen

**Formel (1), Seite 6, kapazitätsbedingte Kostendegression:**

$$\frac{I_{basis}}{I_i} = \left( \frac{K_{basis}}{K_i} \right)^z$$

mit:  $I_{basis/i}$  = Investitionskosten der Basis – und der neuen Anlage

$K_{basis/i}$  = Kapazität der Basis – und der neuen Anlage

$z$  = Degressionsexponent

**Formel (2), Seite 8, alkalische Elektrolyse:**



**Formel (3), Seite 8, Wasserbedarf pro kg  $\text{H}_2$ :**

$$m_{\text{H}_2\text{O}/\text{kgH}_2} = \frac{(m_{(\text{O}/\text{kgH}_2)} + m_{\text{H}_2})}{f_{\text{reaktion}}}$$

$$\text{mit: } n_{(1\text{kgH}_2)} = \frac{m_{\text{H}_2}}{M_{\text{H}}} = \frac{1000[\text{g}]}{1,0079[\text{g}/\text{mol}]} = 992[\text{mol}]$$

Daraus folgt gemäß der Zusammensetzung:  $\text{H}_2\text{O} = 2 \times \text{H} + \text{O}$

$$n_{(\text{O}/1\text{kgH}_2)} = \frac{n_{\text{H}}}{2} = \frac{992[\text{mol}]}{2} = 496[\text{mol}]$$

$$m_{(\text{O}/\text{kgH}_2)} = M_{\text{O}} \times n_{(\text{O}/1\text{kgH}_2)} = 15,999[\text{g}/\text{mol}] \times 496[\text{mol}] = 7.937[\text{g}]$$

$$m_{\text{H}_2\text{O}/\text{kgH}_2} = \frac{7.937[\text{g}] + 1.000[\text{g}]}{0,80 \dots 0,95} = \frac{8.937[\text{g}]}{0,80 \dots 0,95} = 9.007 - 11.171[\text{g}]$$

**Formel(4), Seite 20, spezifische Wärmeenergiemenge:**

$$\Delta E_{th} = (c_p \times \Delta T + q_v) \times m_{\text{H}_2}$$

$$\text{mit: } c_p = c_{p_{\text{H}_2}} = 14.199 \left[ \frac{\text{J}}{\text{kgK}} \right] \text{ und } c_v = c_{v_{\text{H}_2}} = 455 \times 10^3 \left[ \frac{\text{J}}{\text{kg}} \right]$$

**Formel (5), Seite 20, thermische Mindestspeicherkapazität bzgl. LH<sub>2</sub>-Gewicht bzw. -Volumen:**

$$\begin{aligned}\Delta E_{th/kg_{H_2}} &= \left( 14.199 \left[ \frac{J}{kgK} \right] \times (353 - 20)K + 455 \times 10^3 \left[ \frac{J}{kg} \right] \right) \left[ \frac{J}{kg_{H_2}} \right] \\ \Delta E_{th/kg_{H_2}} &= 5.183.267 \left[ \frac{J}{kg_{H_2}} \right] = 1,44 \left[ \frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] \\ &\text{bzw. mit } \rho_{LH_2} = 70,79 \left[ \frac{kg}{m^3} \right] \\ \Delta E_{th/m^3_{H_2}} &= \Delta E_{th/kg_{H_2}} \times \rho_{LH_2} = 1,44 \times 70,79 = 102 \left[ \frac{kWh}{m^3_{H_2}} \right]\end{aligned}$$

**Formel (6), Seite 21, Mindestmasse des Regeneratormaterials:**

$$\begin{aligned}m_{Regmin} &= \frac{(c_{p_{H_2}} \times \Delta T + q_{v_{H_2}})}{(c_{p_{Reg.}} \times \Delta T + q_{v_{Reg.}})} \times m_{H_2} [kg] \\ \text{Aus: } E_{th_{H_2}} &= E_{th_{Reg.}}\end{aligned}$$

**Formel (7), Seite 21, Mindestvolumen des Regeneratormaterials:**

$$V_{Regmin} = \frac{m_{Regmin}}{\rho_{Reg}} = V_{H_2} \times \underbrace{\frac{\rho_{LH_2}}{\rho_{Reg.}} \times \frac{(c_{p_{H_2}} \times \Delta T + q_{v_{H_2}})}{(c_{p_{Reg.}} \times \Delta T + q_{v_{Reg.}})}}_{f_{RegVol}} [m^3]$$

**Formel (8), Seite 28, Reaktionsgleichung PEM-Brennstoffzelle:**



**Formel (9), Seite 32, im SMES speicherbare Gesamtenergie:**

$$E = \frac{1}{2} \times L \times I^2 \times \frac{1}{3600} [kWh]$$

**Formel (10), Seite 32, nutzbare Mindestspeicherkapazität des SMES:**

$$E_{SMES(nutz)} = P_{Referenzfall} \times T_{Systemtr\ddot{a}gheit}$$

**Formel (11), Seite 33, nutzbare Speicherkapazität:**

$$E_{Nutz} = \frac{1}{2} \times L \times \left[ I_{max}^2 - \left( \frac{I_{max}}{2} \right)^2 \right] \times \frac{1}{3600} [kWh]$$

**Formel (12), Seite 42, Annuität:**

$$a = \frac{C_0^-}{\sum_{t=0}^n \frac{1}{(1+i)^t}}$$

mit:  $i$  = Kalkulationszinssatz

**Formel (13), Seite 43, negativer Kapitalwert:**

$$C_0^- = \sum_{t=1}^n \frac{BW_t^-}{(1+i)^t}$$

mit  $t$  = eine Periode zwischen 1 und  $n$

**Formel (14), Seite 43, negativer Barwert:**

$$BW_0^- = \sum_{t=1}^n \frac{c_t}{(1+i)^t}$$

mit  $t$  = Zeitpunkt innerhalb einer Periode  $n$

**Formel (15), Seite 43, speicherspezifische Kosten:**

$$K_{spez} = \frac{a}{E_{el(n)}}$$

# 1 Einleitung

LIQUID HYdrogen and Superconducting Magnetic Energy Storage (LIQHYSMES) ist eine Kombination aus zwei bewährten Speichertechnologien [1]: Die Speicherung von großen Energiemengen über längere Zeiträume in Form von flüssigem Wasserstoff ( $\text{LH}_2$ ) und die direkte, nahezu verlustfreie Speicherung von Strom in supraleitenden Magnetspulen (SMES). Das  $\text{LH}_2$  wird dabei in superisolierten Tanks unter Umgebungsdruck gespeichert und stellt zugleich die für die Supraleitung der Magnetspulen benötigte Kühlung durch Positionierung des SMES innerhalb des  $\text{LH}_2$ -Tanks. Hierbei entsteht eine Synergienutzung von Kryo- und Tankanlagen [2] und [3].

LIQHYSMES ist als Hybridspeicher mit einer hohen Leistungs- und Kapazitätsbandbreite eine der potentiellen Speichertechnologien, deren attraktive Einsatzbereiche in einem zukünftigen Strommarkt betrachtet werden sollten.

Wie bei allen auf Wasserstoff basierenden Energiespeichern steht auch bei LIQHYSMES auf dem  $\text{LH}_2$ -Speicherpfad den Vorteilen langfristiger Speicherbarkeit und hoher Energiedichte ein relativ niedriger, prozessbedingter Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad der Umwandlungskette von etwa 40 % gegenüber [4]. Im Gegensatz dazu steht der SMES, welcher, Dank fehlenden ohmschen Widerstandes, ungeachtet des Aufwands für Kühlleistung, aufgenommenen Strom nahezu verlustfrei ins Netz zurückgeben kann [4] und [5].

Unter aktuellen Einsatzbedingungen im deutschen Strommarkt sind Wasserstoffspeicher im direkten ökonomischen Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern nicht konkurrenzfähig [4]. Im Zuge der Energiewende werden sich Speicherbedarf und Strommarkt jedoch verändern und Stromspeicher werden in neuartigen Einsatzgebieten eine vielseitigere Rolle spielen [6] und [7]. Welche Potentiale der Hybridspeicher LIQHYSMES hat und welche Aufgaben er unter diesen Voraussetzungen übernehmen könnte, sind die Hauptfragen, mit denen sich diese Arbeit auseinandersetzt.

## 1.1 Problemstellung

Sowohl Flüssigwasserstoff wie auch supraleitende Magnetspulen sind seit Jahrzehnten bekannte Energiespeichertechnologien und werden in unterschiedlichen Bereichen seit Jahren beforscht und eingesetzt.  $\text{H}_2$  wird weltweit nur zu einem Bruchteil der Gesamtproduktion von etwa 500 Mio. t für energetische Anwendungen eingesetzt [8] und [9].  $\text{LH}_2$  weißt im Gegensatz zu gasförmigem Wasserstoff ( $\text{GH}_2$ ) eine Speicherbarkeit unter

Normdruck bei deutlich höherer Energiedichte auf, der Verflüssigungsprozess ist dabei jedoch energieintensiver und entsprechende Anlagen investitionsintensiver als einfache Kompressoren der Druckspeicherung [10]. SMES hingegen finden vor allem zur Kompensation kurzzeitiger Spannungsspitzen im industriellen Bereich Verwendung [11]. Flüssigwasserstoff zeichnet sich durch seine Eigenschaft aus, über lange Zeiträume verlustarm gespeichert werden zu können, sowie seine im Vergleich zu anderen Speichertechnologien hohe Energiedichte und beliebig skalierbare Speicherkapazitäten. Die Nachteile bei der Verwendung von  $H_2$  als ES liegen in den hohen Umwandlungsverlusten bei Elektrolyse, Kompression bzw. Verflüssigung und Rückverstromung. Der SMES hingegen hat seine Stärken in sehr kurzen Reaktionszeiten, hohen Leistungszahlen und Zykluswirkungsgraden bei der Kurzzeitspeicherung im Bereich von Sekunden bis Minuten.

Eine Verknüpfung beider Technologien zu einem Hybridspeicher, wie in den Veröffentlichungen [1], [2], [5] und [12] vorgestellt, verspricht neben einem Synergieeffekt bei der Nutzung aller kältebezogenen Anlagenkomponenten auch Potentiale zur Übernahme unterschiedlicher Dienstleistungen im Stromversorgungsnetz.

Welche Einsatzbedingungen und Aufgaben das Speicherkonzept LIQHYSMES potentiell begünstigen oder benachteiligen und welchen Einfluss die einzelnen Komponenten dabei auf die technologische Performance und Kostenstrukturen haben, gilt es jedoch noch genauer zu untersuchen.

## 1.2 Zielsetzung

Hauptziel der Arbeit ist es die Einsatzfähigkeit von LIQHYSMES unter verschiedenen erwarteten Einsatzbedingungen für EES zu untersuchen, die daraus resultierenden speicherspezifischen Kosten zu ermitteln, diese mit Konkurrenztechnologien zu vergleichen und daraus potentielle Einsatzbereiche für LIQHYSMES abzuleiten. Im Weiteren gilt es, die Kostensenkungspotentiale unter variierten äußeren Rahmenbedingungen, den techno-ökonomischen Einfluss eines KältereGenerators und Parallelbetrieb des Hybridspeichers in unterschiedlichen Speichereinsatzbereichen zu analysieren.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Eine Systembeschreibung des Hybridspeichers LIQHYSMES und Erläuterung der Interaktion seiner einzelnen Komponenten wird dargestellt. Eine Literaturrecherche zum aktuellen Stand und den in absehbarem Zeitraum von in zehn bis 15 Jahren zu erwartenden technologischen und ökonomischen Entwicklungen der einzelnen Hauptkomponenten wird durchgeführt.

Ein Überblick von Speichereinsatzbereichen wird dargestellt und eine Auswahl von Speichereinsatzszenarien für nachfolgende Berechnungen getroffen.

Ein anwendungsorientiertes Berechnungsmodell auf Excel-Basis, mit Rücksicht auf alle gemäß Speichereinsatzszenarien relevanten Rahmenbedingungen, wird erstellt. Recherchierte technologische und ökonomische Daten werden in das Modell übertragen und die speicherspezifischen Gesamtkosten pro dem Netz zur Verfügung gestellter Energiemenge gemäß Annuitätenmethode ermittelt.

Die Kosten werden unter optimistischen, Basis- und pessimistischen Annahmen für alle Referenzfälle in Bandbreiten berechnet und die Ergebnisse zum Benchmark mit anderen Speichertechnologien gemäß VDE-Studie 2009 [4] verglichen. Betrachtet werden nur Speichertechnologien, die sowohl Last als auch Leistung bereitstellen können. Der positive Beitrag eines reinen Lastmanagements wird in dieser Arbeit nicht thematisiert.

Unter Berücksichtigung unterschiedlicher Einflussfaktoren wird in einer Sensitivitätsanalyse der ökonomische Einfluss durch Variation von technologieunabhängigen Rahmenbedingungen und der Kältetechnik auf das Gesamtsystem untersucht. Die Systemgrenze für alle Berechnungen in dieser Arbeit wird durch die Speichereinheit inklusive aller direkt zugehörigen Bauteile bis hin zu den Wechselrichtern zwischen Speicher und Stromnetz dargestellt.

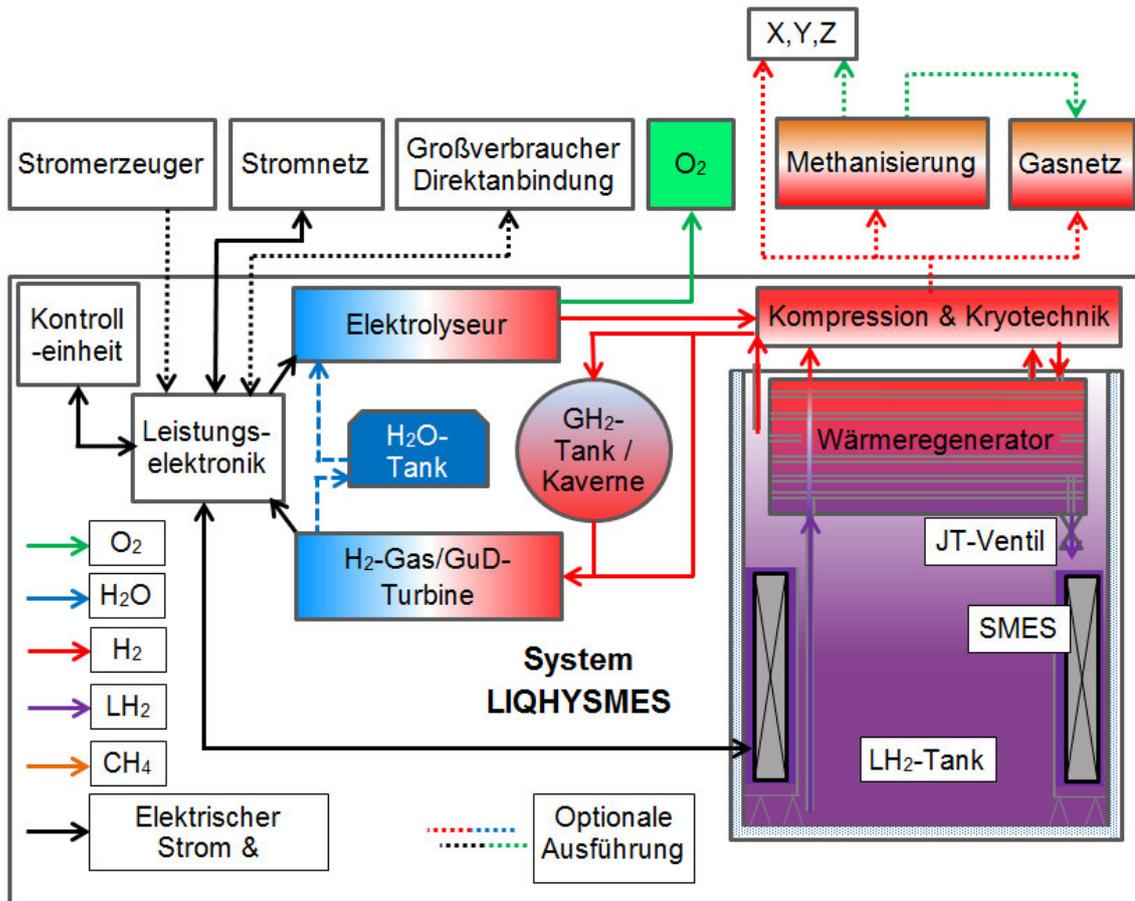
Zum Schluss folgen Hinweise zu begünstigenden Einsatzbereichen und Potentialen für LIQHYSMES und Empfehlungen zu Bereichen, in welchen es weiterer Forschungsbedarfe bedarf.

Alle Angaben von Werten in Bezug auf den Energieinhalt von Wasserstoff beziehen sich auf dessen Brennwert von 39,41 kWh/kg.

## 2 Technologie LIQHYSMES

Im folgenden Kapitel werden Konzept, Aufbau und alle wesentlichen Komponenten des Hybridspeichers LIQHYSMES dargestellt. Auf Basis einer Literaturrecherche und Experteninterviews werden für spätere Berechnungen relevante technische und wirtschaftliche Daten zu allen Einzelkomponenten für sich und deren Interaktion im Gesamtsystem dargestellt. Eine Zusammenfassung aller für die Berechnungen relevanten Daten befindet sich in **Anhang 1** und **Anhang 2**.

LIQHYSMES ist ein Hybridspeicher, der die Nutzung von flüssigem Wasserstoff ( $\text{LH}_2$ ) mit einem supraleitenden, magnetischen Energiespeicher verbindet. Der Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser mittels elektrischen Stroms erzeugt, verflüssigt und unter Umgebungsdruck in einem thermisch isolierten Tank bei 20 K gespeichert. Bei Strombedarf wird der flüssige Wasserstoff durch den Regenerator geleitet, wo er seine Kälte abgibt, verdampft und anschließend über eine Turbine oder Brennstoffzelle verstromt werden kann. Der hochtemperatur-supraleitende elektrodynamische Speicher befindet sich im inneren des  $\text{LH}_2$ -Tanks oder ist über einen Flüssigwasserstoffkreislauf direkt an diesen angebunden. Die Betriebstemperatur liegt abhängig vom Speicherdruck des  $\text{LH}_2$  bei etwa 20 K und ist damit deutlich unterhalb der materialspezifischen kritischen Temperatur des verwendeten Hochtemperatursupraleiters (HTSL) [2]. Über die Koppelstromrichter kann bei Bedarf elektrischer Strom in die Supraleiter eingeleitet werden. In diesen fließt er nahezu verlustfrei, wodurch Energie in Form eines Magnetfeldes gespeichert und bei Bedarf entsprechend an das Netz zurückgeführt werden kann. Wesentliche Bestandteile und schematischer Aufbau des Speichers kann Abbildung 1 entnommen werden.



H<sub>2</sub> – Wasserstoff; LH<sub>2</sub> – Flüssigwasserstoff; LN<sub>2</sub> – Flüssigstickstoff; CH<sub>4</sub> – Methangas;  
 GuD – Gas und Dampf; JT-Ventil – Joule-Thomson Ventil

**Abbildung 1: Schema LIQHYSMES (eigene Darstellung in Anlehnung an [2])**

Technische Spezifikationen und Betriebseigenschaften der Gesamtanlage sind abhängig von Einsatzgebiet und Dimensionierung der Gesamtanlage wie auch der einzelnen Komponenten.

## 2.1 Auswahl und Beschreibung der Komponenten

Die Hauptkomponenten des LIQHYSMES-Systems werden hinsichtlich ihrer Aufgaben im Gesamtsystem dargestellt und in Bezug auf technologische wie wirtschaftliche Gegebenheiten genauer beschrieben. Getroffene Annahmen, aus denen sich die in der späteren Kostenrechnung verwendeten Werte ergeben, werden nachfolgend erläutert. Im Speziellen wird auf Eigenschaften bezüglich Aufbau und Funktion eingegangen, die für die gewählten Applikationen relevant sind, sowie auf die Kostenstrukturen der Komponenten. Diese sind im Wesentlichen Lebenszeit, elektrische Umwandlungswirkungsgrade, Reaktionszeit, Eigenenergieverbrauch in Betrieb und Standby wie auch Investiti-

ons-, Betriebs- und Instandhaltungskosten. Eine genauere Betrachtung der Verfügbarkeit der Einzelanlagen wurde in nachfolgenden Auslegungen und Berechnungen nicht berücksichtigt, was tendenziell zu einer positiveren Bewertung der Gesamtanlage führen kann.

### 2.1.1 Leistungselektronik und Kontrolleinheit

Unter die Kontrolleinheit fallen alle Anlagenbestandteile der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik zum Austausch von Informationen zum einen zwischen Stromnetz bzw. Netzbetreiber und der Speichereinheit und zum anderen zwischen anlagenspezifischer Mess- und Regeltechnik. Die Leistungselektronik beinhaltet alle Anlagen zur Transmission und Transformation als Schnittstelle zwischen Speicherkomponenten und Stromversorgungsnetz inklusive Netzstromrichter. Dieser agiert beim Ladevorgang als Gleichrichter und beim Entladen als Wechselrichter und wird sowohl für den SMES wie auch für Brennstoffzellen und Elektrolyseure eingesetzt [4].

Die Investitionskosten des Koppelstromrichters der für den Stromkreis des SMES benötigt wird, und sein Einfluss auf die Wirkungsgradkette werden in der Komponente „SMES“ mitberücksichtigt. Der Netzstromrichter wird mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 97 – 99 % angenommen und für die gesamte Leistungselektronik spezifische Anschaffungskosten von 91 – 544 €/kW [3], [13], [14] und [15]. Die Investitionskosten werden mit Hilfe der Kapazitätsmethode mit dem Degressionsexponenten  $z$ , siehe Formel (1) aus [14], auf Basis von Daten aus [13] bestimmt und je nach Szenario mit einem Faktor von 0,75 – 1,25 multipliziert.

Kapazitätsbedingte Kostendegression:

$$\frac{I_{basis}}{I_i} = \left( \frac{K_{basis}}{K_i} \right)^z \quad (1)$$

Mit:  $I_{basis/i}$  = Investitionskosten der Basis – und der neuen Anlage

$K_{basis/i}$  = Kapazität der Basis – und der neuen Anlage

$z$  = Degressionsexponent

Die abgeleiteten Degressionsexponenten ergeben sich aus dem Mittelwert der einzelnen Werte, wobei drei unterschiedliche Basiswerte, abhängig von der Anlagengröße verwendet werden. Eine Übersicht zu den verwendeten Basiswerten und Degressionsexponenten finden sich in **Anhang 3**.

Die Lebensdauer wird mit 15 bis 25 Jahren im Berechnungsmodell berücksichtigt [16]. Für Betrieb und Instandhaltung, ungeachtet des Eigenstromverbrauchs in Betrieb und Bereitschaft, werden jährliche Kosten in Höhe von 1 - 2 % der Investitionskosten berücksichtigt. Die Standby-Leistung für Leistungselektronik und Kontrolleinheit wird mit 0,5 - 1,5 % in Bezug auf die installierte elektrische Nennleistung berücksichtigt und beinhaltet die elektrische Leistungsaufnahme der Gesamtanlage, ausgenommen die Kryotechnik, [1], [3] und [5].

### 2.1.2 Elektrolyseur

In den letzten Jahren wurde viel Forschung an alkalischen und Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseuren (PEM-Elektrolyseuren) und deren unterschiedlichen Varianten betrieben, wobei neben Effizienzsteigerungen besonders die Hochskalierung der Anlagenleistung und Stromdichte, Standzeitverlängerung und Kostensenkung im Fokus stand. Auf Grund des verhältnismäßig hohen aktuellen Entwicklungsstandes, niedrigeren Degradationswerten, höherer Lebensdauer und damit auch verfügbaren Daten im Vergleich zum PEM-Elektrolyseur wird in dieser Arbeit vom Einsatz der alkalischen Elektrolyse ausgegangen. Zum Zeitpunkt einer Anlagenplanung ist diese Auswahl aber unter aktuellen Bedingungen erneut zu treffen, da es für die PEM-Elektrolyseure hohe Erwartungen zur Realisierung höherer Flexibilität der Betriebsparameter und Umwandlungseffizienz gibt [17].

Bei der Elektrolyse von Wasser werden die  $\text{H}_2\text{O}$ -Moleküle, wie in Abbildung 2 für das alkalische Verfahren dargestellt, durch Anlegen einer elektrischen Gleichspannung in die Elemente Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) zerlegt.

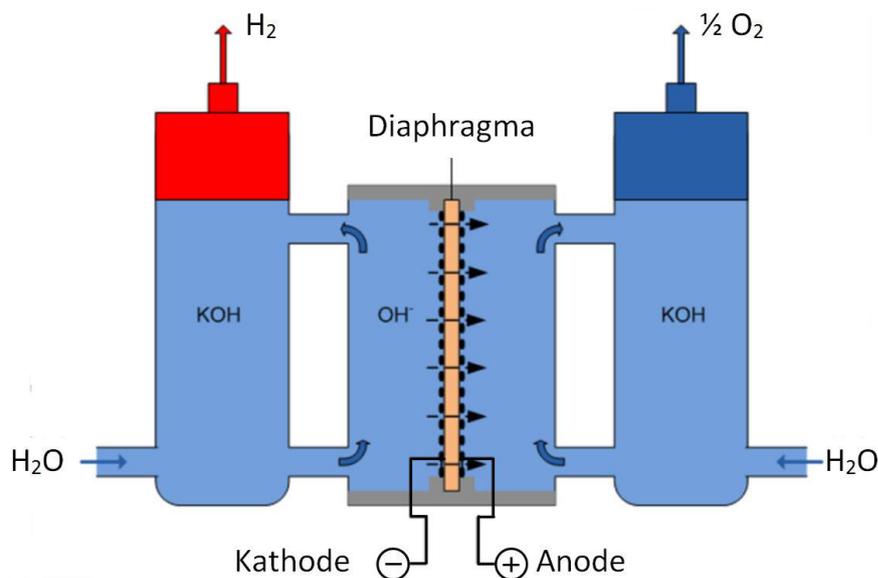
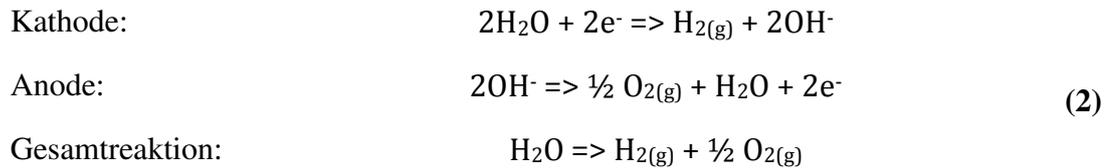


Abbildung 2: Schematischer Ablauf alkalischer Elektrolyse (in Anlehnung an [18])

Der Gleichstrom fließt dabei zwischen den Elektroden durch den Elektrolyt, hier eine 25 – 30 gewichtsprozentige Kalilauge (KOH), welcher die Ionenleitfähigkeit erhöht. An der Kathode entsteht  $H_2$  durch Reduktion von  $H_2O$ . Die Hydroxidionen ( $OH^-$ ) wandern durch das gasdichte Diaphragma (Membran), welches eine Rekombination der Reaktionsprodukte verhindert, und reagieren durch Elektronenabgabe gemäß Formel (2) zurück zu  $H_2O$  und  $O_2$  [18] und [19].



Dabei liegt in der Praxis keine vollständige Reaktion vor, da die entstehenden Reaktionsprodukte  $O_2$  und  $H_2$  eine gewisse Restfeuchte mit sich führen. Dies führt dazu, dass Wasser den Elektrolyseur durchläuft, ohne in seine Moleküle getrennt zu werden und die Anlagen als Dampf wieder verlässt. Die Effizienz der Reaktionsbeteiligung wird mit einem Faktor  $f_{reaktion}$  von 80 - 95 % berücksichtigt, was bedeutet, dass 5 - 20 % des Wassers nicht in  $H_2$  und  $O_2$  umgewandelt werden [20], [21]. Sinkt diese Effizienz, so wird tendenziell mehr Speisewasser benötigt, mehr Wärme durch den Prozess geschleust und die angeschlossene Gastrocknung muss mehr Wasserdampf abscheiden. Über die molaren Massen  $M$  und das Verhältnis der Stoffmengen  $n$  von  $O_2$  und  $H_2$  sowie unter Berücksichtigung von  $f_{reaktion}$  lässt sich das gravimetrische Verhältnis zwischen Wasserstoffausbeute und Wasserbedarf ermitteln, siehe Formel (3).

Wasserbedarf pro kg  $H_2$ :

$$m_{H_2O/kgH_2} = \frac{(m_{(O/kgH_2)} + m_{H_2})}{f_{reaktion}} \tag{3}$$

$$\text{Mit: } n_{(1kgH_2)} = \frac{m_{H_2}}{M_H} = \frac{1000[g]}{1,0079[g/mol]} = 992[mol]$$

Daraus folgt gemäß der Zusammensetzung:  $H_2O = 2 \times H + O$

$$n_{(O/1kgH_2)} = \frac{n_H}{2} = \frac{992[mol]}{2} = 496[mol]$$

$$m_{(O/kgH_2)} = M_O \times n_{(O/1kgH_2)} = 15,999[g/mol] \times 496[mol] = 7.937[g]$$

$$m_{H_2O/kgH_2} = \frac{7.937[g] + 1.000[g]}{0,80 \dots 0,95} = \frac{8.937[g]}{0,80 \dots 0,95} = 9.007 - 11.171[g]$$

Damit ergibt sich unter den gewählten Bedingungen ein Wasserbedarf von 9,007 bis 11,171 kg pro Kilogramm Wasserstoff, wobei der ideale Wasserbedarf bei 8,937 kg liegt, gemäß einer vollständigen Reaktionsbeteiligung des  $\text{H}_2\text{O}$  und einer Gasfeuchte von Null in  $\text{O}_2$  und  $\text{H}_2$ .

Für die Wahl einer alkalischen Elektrolyse spricht, dass sich diese Anlagen in der Praxis in MW-Bereichen und zu günstigeren Preisen bereits als verlässliche Technologie bewährt haben. Es wird im Rahmen dieser Arbeit von modularen Anlagen mit einem elektrischen Gesamtwirkungsgrad inklusive aller Nebenanlagen von 65 % bis 85 % in Bezug auf den Brennwert (HHV) ausgegangen [5] und [8]. Dies entspricht einem spezifischen Energiebedarf von 46,4 – 60,6 kWh/kg $\text{H}_2$ . Es wird eine maximale Betriebszeit von 35 Jahren angenommen, mit einem Betriebsstundenmaximum von 50.000 - 90.000 Betriebsstunden unter Nennlast.

Die Anlagendegradation wird mit 5 – 10 mV/a bei 50%iger Anlagenauslastung und einer Zellspannung von 1,7 V berücksichtigt, was einer Degradationsrate von ca. 0,1 – 0,5 %/1000 h entspricht [22], [23] und [24]. Erreicht die Anlage ihr Betriebsstundenmaximum, so wird eine Generalüberholung inklusive Austausch degradierter Anlagenkomponenten (Diaphragmen) durchgeführt, sodass wieder die Anfangsumwandlungseffizienz erreicht wird [8]. Die maximal zulässige Degradationsrate bis zur Generalüberholung bedarf einer Kostenoptimierung, die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurde. Somit ergibt sich die maximale Degradationsrate aus dem Produkt maximaler Betriebsstunden und der spezifischen Degradationsrate und liegt je nach Szenario zwischen 9 % und 25 %.

Ein Betrieb unter Teillast ist im Bereich von 20 bis 100 % wie auch unter kurzzeitiger Überlast bis etwa 150 % der Nennlast unter Hinnahme von Wirkungsgrad einbußen möglich, wird durch die gewählten Referenzmodelle, mit Anlagenbetrieb ausschließlich unter konstanter Last, aber nicht benötigt [6], [8], [19], und [25]. Die Bereitstandswärmeverluste sind relevant für die Auslegung der Wärmeversorgung zur Minimierung der Anlaufzeiten, werden in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt.

Alkalische Elektrolyseure können theoretisch bei Umgebungstemperatur innerhalb von einer Sekunde bis maximal einer Minute aus dem Stillstand mit ihrer vollen Last zur Verfügung stehen. Ein solcher Kaltstart führt jedoch zu thermischen Spannungen während des Aufwärmprozesses und kann durch Halten der Anlagen auf Betriebstemperatur vermieden werden [26]. Wird hierfür ein zentraler Wärmespeicher verwendet, so kann dieser beispielsweise die aufgenommene Abwärme der Brennstoffzellen zur Kompensation der Wärmeverluste der Elektrolyseanlagen zur Verfügung stellen.

Alternativ dazu können auch elektrische Heizvorrichtungen angebracht werden, womit durch den Aufheizvorgang der Elektrolyseure in kurzer Zeit eine Last bereitgestellt werden kann, welche dann fließend durch Inbetriebnahme der Anlage abgelöst wird [27].

Die Wasserstoffproduktion steigt demnach mit der Temperatur bis hin zur optimalen Betriebstemperatur, wobei sich die Umwandlungseffizienz bei hohen Lasten wiederum rückläufig verhält. Im Betrieb kann die Anlage innerhalb von Sekunden zwischen Volllast und minimaler Teillast reguliert werden [6].

Die produktionsbedingte Anlaufzeit aus dem Standby auf Nennlast wird in dieser Arbeit vereinfacht über eine Minute hinweg als lineare Rampe angenommen [26] und [28]. Die gemäß Referenzfall geforderte Last wird durch die betriebsbedingte Überkapazität (Ladedauer gleich Entladedauer) bereits früher bereitgestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Elektrolyseure im Standby-Betrieb nicht vollständig abgekühlt werden und der SMES die Anfahrrampe der Anlage puffert.

Als Investitionskosten für die Elektrolyseanlage inklusive Versorgungssysteme, Gasreinigungs- und Trocknungsanlagen werden zwischen 400 und 800 €/kW veranschlagt [22]. Für die Generalüberholung werden Kosten in Höhe von 30 - 50 % der Anfangsinvestition angenommen [26] und für Betrieb und Instandhaltung werden jährliche Kosten in Höhe von 4 - 10 % in Bezug auf die Investitionskosten berücksichtigt [20] und [22].

Standby-Verluste der Leistungselektronik und Kontrolleinheiten werden in der entsprechenden Komponente berücksichtigt. Das Arbeitsmedium Wasser wird optional, wie schematisch in Abbildung 3 dargestellt, in einem geschlossenen Kreislauf gehalten und zwischen Elektrolyseur und Brennstoffzelle in einem wärmeisolierten Tank zwischengespeichert.

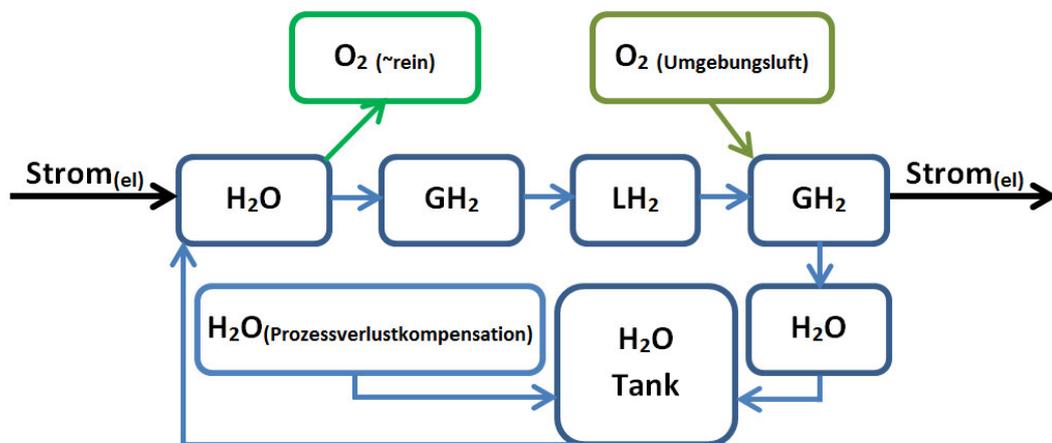


Abbildung 3: Wasserkreislauf (eigene Darstellung)

Aufheizvorgänge und Frischwasserbezugs- oder Aufbereitungskosten durch Umkehrosmose können damit reduziert werden, siehe 2.1.3. Während der Elektrolyse anfallende Abwärme kann an die Umgebung abgegeben oder über Wärmetauscher in einen zentralen Pufferspeicher geleitet werden. Aus einem Wärmespeicher können die Brennstoffzellen nach Bedarf auf Betriebstemperatur vorgeheizt werden, um Anlaufzeiten zu verkürzen und den Bedarf anderweitiger Wärmebereitstellung zu umgehen.

Der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff findet unter getroffenen Annahmen zur Rückverstromung des  $\text{LH}_2$ , siehe Kapitel 2.1.8, keine weitere Verwendung im System LIQHYSMES, stellt jedoch einen nicht zu vernachlässigenden Mehrwert der Speichertechnologie dar. Reiner Sauerstoff wird im großen Stil hauptsächlich für industrielle Prozesse, wie etwa die Stahlproduktion, verwendet und stellt eine von vielen potentiellen Vermarktungsmöglichkeiten des Nebenproduktes Sauerstoff dar [29].

Gemäß dem molaren Massenverhältnis von etwa 1:8, siehe Formel (3), wird pro Gewichtseinheit  $\text{H}_2$  die etwa achtfache Masse an  $\text{O}_2$  erzeugt. Daraus ergibt sich gemäß des Wiederverstromungswirkungsgrads von  $\text{H}_2$  (siehe Kapitel 5.1) eine spezifische Sauerstoffproduktionsbandbreite von etwa 0,36 – 0,75  $\text{kgO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$ , die in das Stromnetz eingespeist wird. In der Literatur werden die Produktionskosten von Sauerstoff mit etwa 20 - 25 €/t angegeben [30] und [31], woraus sich für jede von LIQHYSMES ans Stromnetz gelieferte  $\text{kWh}_{\text{el}}$  eine Produktionskosteneinsparung im Vergleich zu einer herkömmlichen Sauerstoffgewinnung in Höhe von 0,7-1,9 €/t ergibt.

Der in den Kostenrechnungen vernachlässigte Zusatzwert des Sauerstoffs für die LIQHYSMES-Technologie im Vergleich zu anderen Speichertechnologien (welche als nicht  $\text{H}_2$ -basierende Systeme keine derartigen Zusatzwerte erzeugen) stellt primär eine Verletzung der Systemgrenzen dar. Unter gegebenen Umständen ist diese Vernachlässigung für Kostenabschätzungen im aktuellen Status jedoch legitim, da eine Abnahme des Sauerstoffs zum einen von einer marktseitigen Nachfrage abhängt und zum anderen in den meisten Fällen direkt vom Verbraucher am Verbrauchsort gewonnen wird [29].

Darüber hinaus wird in der VDE-Studie [4], auf die sich diese Arbeit bezieht, zum einen bei der Wasserstoffkavernenspeicherung unglücklicherweise nicht auf diese Thematik eingegangen, wodurch eine Berücksichtigung in dieser Arbeit zu einer schlechteren Vergleichbarkeit der Ergebnisse führen würde. Zum anderen werden im Rahmen dieser Arbeit nur Kosten ermittelt und keine Vermarktungs- und Einkommensgenerierungsmöglichkeiten untersucht.

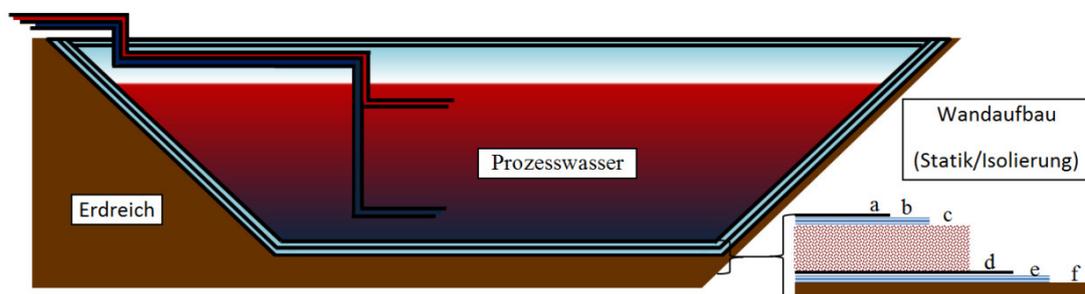
Kommt es zum Bau einer Elektrolyseanlage, kann die Wirtschaftlichkeit von Speicher- und Abfülleinrichtungen für O<sub>2</sub> individuell geprüft werden, um das eventuelle Potential, Nebeneinnahmen zu generieren, nicht unbeachtet zu lassen.

### 2.1.3 Wasserspeicher

Das für die gesamte Prozesskette genutzte, hochgereinigte Wasser wird zwischen Brennstoffzellen und Elektrolyseanlagen in einem thermisch isolierten Großspeicher zwischengespeichert. Wird herkömmliches Trinkwasser verwendet, so kann die Speisewasseraufbereitung vor Ort mittels einer Umkehrosmoseanlage erfolgen. Der Reinigungsaufwand ist dabei abhängig von der chemischen Zusammensetzung des Wassers. Auch ein Ankauf von hochreinem Wasser aus industriellen oder energie-wirtschaftlichen Prozessen ist möglich, hierfür entstehen jedoch neben den Kosten für das hochreine Wasser auch zu berücksichtigende standortabhängige Transportkosten zum Standort des Energiespeichers [32].

Für das Speisewasser inklusive Aufbereitung werden Kosten in Höhe von 5 €/m<sup>3</sup> veranschlagt [33] und [34]. Wird bei der Planung einer LIQHYSMES-Anlage auf die Investition in einen Wasserspeicher verzichtet, so sind die Speisewasserkosten in vollem Umfang für jeden Ladezyklus in den laufenden Kosten der Elektrolyse zu berücksichtigen.

Mit einem Temperaturniveau von etwa 353 K kann das hochreine Wasser wie bei Wärmespeichern im Wohnsiedlungsbereich gehandhabt werden [35]. Dort werden für die mittelfristige wie auch saisonale Warmwasserspeicherung Erdbeckenwärmespeicher, siehe Abbildung 4, eingesetzt [36].



- |                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|
| a) Innere Dampfsperre | d) Äußere Dampfsperre |
| b) Schutzschicht      | e) Schutzschicht      |
| c) Wärmeisolierung    | f) Erdreich           |

**Abbildung 4: Erdbeckenwärmespeicher für Prozesswasser (eigene Darstellung)**

Temperaturabsenkungen durch Wärmeverluste während des Transportes und der Speicherung können bei Bedarf optional durch Wärmetauscher am Speicherauslass in Kombination mit einem zentralen Wärmespeicher oder einer Nachheizung kompensiert werden.

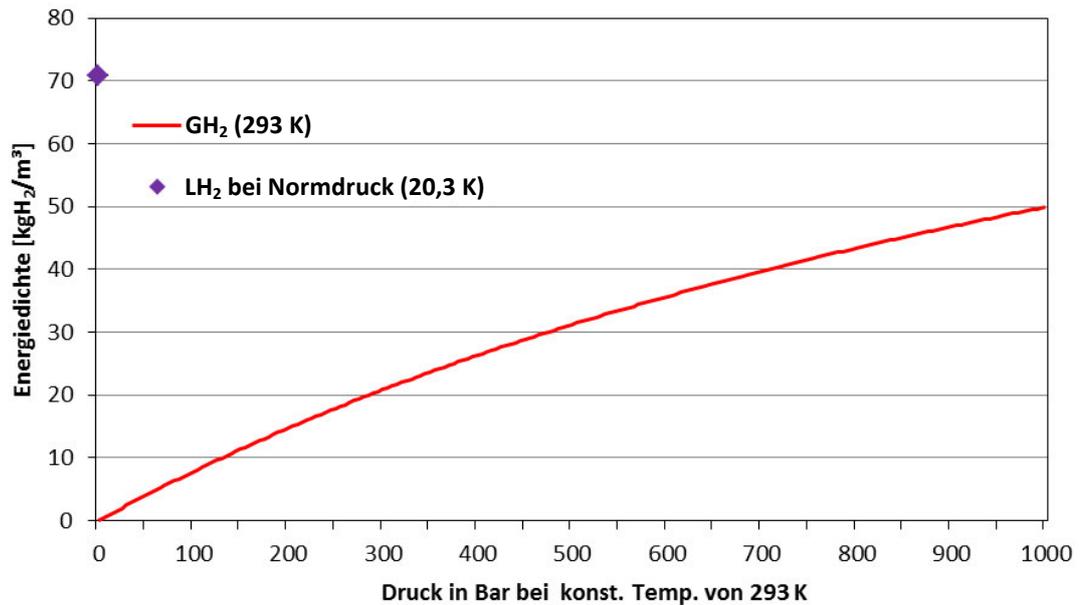
Die Wärmeverluste des Wassers bei Transport und Speicherung werden in den Berechnungen dieser Arbeit nicht berücksichtigt, zumal sie bei Bedarf beispielsweise über prozessbedingte Abwärme der anderen Speicherkomponenten kompensiert werden könnten. Der Wasserspeicher wird mit Investitionskosten von 30 - 40 €/m<sup>3</sup> Speichervolumen und die Kosten für Betrieb & Instandhaltung mit jährlichen 1 – 2 % der Investitionskosten veranschlagt [35] und [37]. Spezifische Kosten wie auch Wärmeverluste sinken mit zunehmender Kapazität in Relation zur Speicheroberfläche. Für die Lebenszeit werden in einer konservativen Abschätzung 30 Jahre angenommen.

#### **2.1.4 GH<sub>2</sub>-Pufferspeicher**

Zwischen Elektrolyseur und LH<sub>2</sub>-Tank kann optional ein Pufferspeicher geschaltet werden, in welchem der gasförmige Wasserstoff (GH<sub>2</sub>) im Lastbetrieb kurzfristig gesammelt und von dort aus in die Verflüssigungsanlagen geleitet wird. Im Entladebetrieb dient der Gaspufferspeicher der verzögerungsfreien Versorgung der Brennstoffzellen, bis die Ausspeisung des LH<sub>2</sub>-Tanks angelaufen ist. Wird kein GH<sub>2</sub>-Pufferspeicher verbaut, so ist die vorzuhaltende Speicherkapazität des SMES entsprechend größer zu dimensionieren. Die Auswahl des Pufferspeichers kann entsprechend den individuellen Rahmenbedingungen getroffen werden.

Ist eine Anbindung des LIQHYSMES an einen Wasserstoffkavernenspeicher mit entsprechend hoher Speicherkapazität möglich, so kann diese neben den vorher beschriebenen Aufgaben auch einen positiven Beitrag zum Lastmanagement der kryogenen Anlagen leisten.

Typische Designs für Druckgasspeichertanks im industriellen Bereich sind Niederdruckkugelbehälter, Druckgaszylinder oder Gasflaschenbündel [38]. Eine Übersicht zum Verhältnis zwischen Speicherdruck und gravimetrischer Energiedichte von Wasserstoff ist in Abbildung 5 gegeben.



**Abbildung 5: Energiegehalt von H<sub>2</sub> in Abhängigkeit des Drucks bei 293 K [39]**

Kugelspeicher können bei einem Druck von 120 bis 160 Bar bis zu 1.300 kg GH<sub>2</sub> speichern. Druckgaszylinder können bei einem höheren Speicherdruck von etwa 350 – 700 bar arbeiten und erreichen demnach höhere spezifische Speicherkapazitäten von 22 - 40 kg/m<sup>3</sup>, unter Berücksichtigung entsprechend höherer Kompressionsarbeit [24]. Druckgasspeicher können Lebenszeiten zwischen 30 und 60 Jahren erreichen, abhängig vom Umfang der Instandhaltungsarbeiten [40]. Verluste im Standby treten unter Normalbedingungen nicht auf und werden daher nicht berücksichtigt [40].

In dieser Arbeit werden Druckgaszylinderspeicher mit einem Maximaldruck von 700 Bar, korrespondierend zu einer maximalen Energiedichte von 40 kg/m<sup>3</sup>, eingesetzt. Als Tankmaterial kommen Stahl und Verbundbehälter aus mit Stahl umspanntem Beton in Frage. Für das maximale Speichervolumen pro Tankmodul wird von bis zu 2000 kg GH<sub>2</sub> ausgegangen [41]. Die maximale Entladetiefe wird in der Auslegung zwischen 5 und 10 % der Gesamtkapazität variiert. Als Investitionskosten wird mit 400 – 700 €/kgH<sub>2</sub> Speicherkapazität gerechnet [41] und [42].

Da Betriebs- und Instandhaltungskosten in keiner der betrachteten Literatur, abgesehen von Drucktests für Prüfsiegel adressiert werden, finden diese im weiteren Verlauf dieser Arbeit keine Berücksichtigung.

Die benötigte Kompressionsarbeit von Umgebungsdruck auf 700 bar liegt zwischen 5 – 15 % des HHV von Wasserstoff [40] und [43], wobei die absolute Kompressionsarbeit mit steigendem Füllstand zunimmt [44]. Ganzheitlich betrachtet gilt die Variante einer Niederdruckelektrolyse in Verbindung mit einer angeschlossenen Kompression als die kostengünstigere im Vergleich zu einer Hochdruckelektrolyse

mit entsprechend geringerem Kompressionsbedarf bei der nachfolgenden Pufferspeicherung [45] und [46].

In den Berechnungen wird die Kompressionsarbeit der Pufferspeicherung im Ladeprozess dem anschließenden Verflüssigungsprozess bilanziell gutgeschrieben, da die aufzuwendende Kompressionsarbeit anfangs überproportional hoch ist und die anschließende Verflüssigungsarbeit mit steigendem Eingangsdruck sinkt und Kompression die Basis des Verflüssigungsprozesses darstellt [44].

### 2.1.5 Wasserstoffverflüssigung

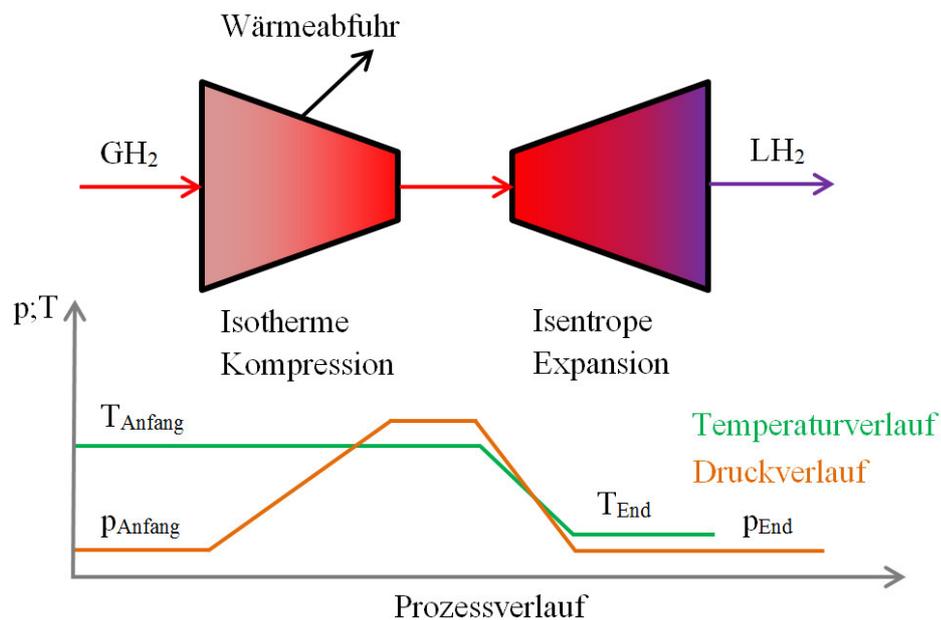
Die Verflüssigung des nach der Elektrolyse gasförmigen Wasserstoffes kann mittels unterschiedlicher Prozesse erfolgen, die sich in der Auswahl der Kühlschritte, Kältemittel und deren Kombinationen unterscheiden. Die weltweit installierte Verflüssigungskapazität lag 2009 bei etwa 355 t/d. Der durchschnittliche Energiebedarf wird in der Literatur mit Werten zwischen 12,5 und 15 kWh/kgLH<sub>2</sub> angegeben [47]. Der theoretische, prozessbedingte, spezifische Energieaufwand liegt zwischen 2,6 und 3,9 kWh/kgLH<sub>2</sub>. Nach den Ergebnissen neuerer Studien könnte der spezifische Verflüssigungsenergiebedarf bei neuen Anlagen mit anderen Prozessen und verbesserten Komponenten auf etwa 5,29 - 10,85 kWh pro kgLH<sub>2</sub>, gesenkt werden [48], [49] und [50].

Generell verläuft die Verflüssigung ohne Einsatz eines Kälteregenerators über mehrere in Reihe geschaltete Expansionsschritte, zwischen denen Wärme abgeführt wird, und eine abschließende Expansion. Der Energieaufwand der Kühlung nimmt dabei mit sinkender Temperatur zu. Bei derzeit im Betrieb befindlichen Anlagen wird eine Vorkühlung des H<sub>2</sub> mit flüssigem Stickstoff (LN<sub>2</sub>) auf etwa 80 K durchgeführt, bevor der Wasserstoff in einem weiteren Kreislauf auf Expansionstemperatur gekühlt wird. Abschließend wird das unter Überdruck auf etwa 30 K gekühlte Gas über ein Expansionsventil entspannt, wobei es unter Normdruck beim Erreichen der Siedetemperatur von 20,3 K zur Verflüssigung kommt.

Wasserstoff liegt bei Umgebungstemperatur in einem Verhältnis von etwa 75 % Ortho- und 25 % Para-Konfiguration vor, wobei sich die beiden Formen in der Orientierung ihrer Elektronen unterscheiden. Bei der Ortho-Konfiguration bewegen sich die Elektronen beider Atome in dieselbe, bei der Para-Konfiguration in die entgegengesetzte Richtung. Mit sinkender Temperatur nimmt der Anteil des Para-Wasserstoffes unter Katalysatoreinsatz zu, wobei die exotherme Umwandlungsreaktion zwar für ein stabileres Verbleiben im flüssigen Aggregatzustand sorgt, den Energieaufwand jedoch entsprechend steigert [51].

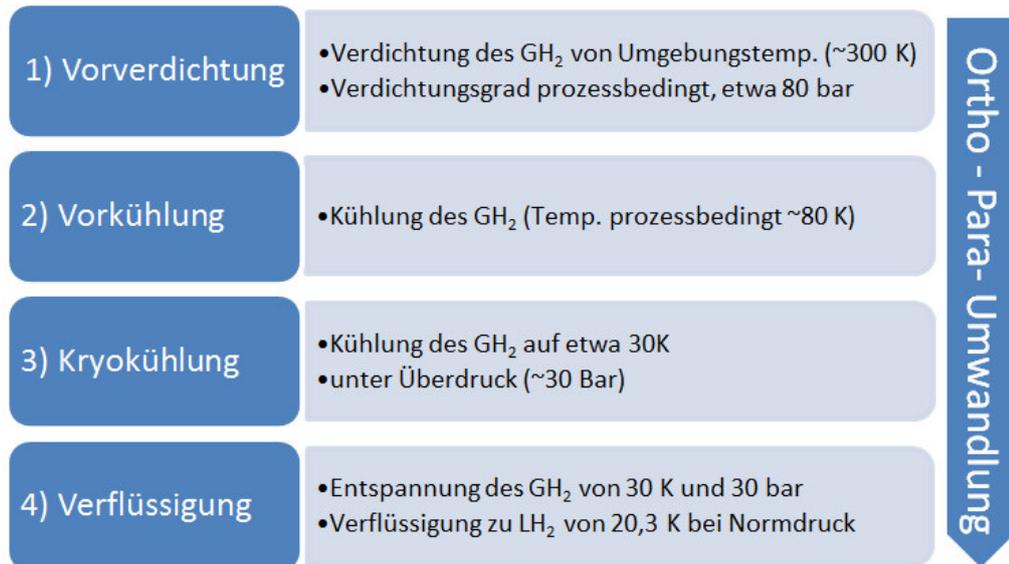
Eine Untersuchung des kostenoptimalen Anteiles an Wasserstoff, der einer Ortho-Para-Umwandlung unterworfen wird und welchen positiven Beitrag die Benutzung des Magnetfeldes des SMES dazu leisten könnte, ist nicht Teil dieser Arbeit [2], [43] und [51]. Für eine genauere Auslegung sollte diese Thematik jedoch berücksichtigt werden, da dies unter anderem in Abhängigkeit der Speichergröße und -dauer zu geringen Energieeinsparungen führen kann [5] und [51]. Dies gilt ebenso für eine Speicherung unter Überdruck, was den Boil-Off-Effekt reduzieren kann [52] und [53].

Abbildung 6 stellt einen idealen Verflüssigungsprozess dar, welcher aus einer isothermen Kompression und einer daran angeschlossenen isentropen Expansion besteht. Der Verlauf von Temperatur  $T$  und Druck  $p$  ist begleitend rein zur Veranschaulichung und stark vereinfacht dargestellt.



**Abbildung 6: Schema eines idealen Verflüssigungsprozesses (in Anlehnung an [44])**

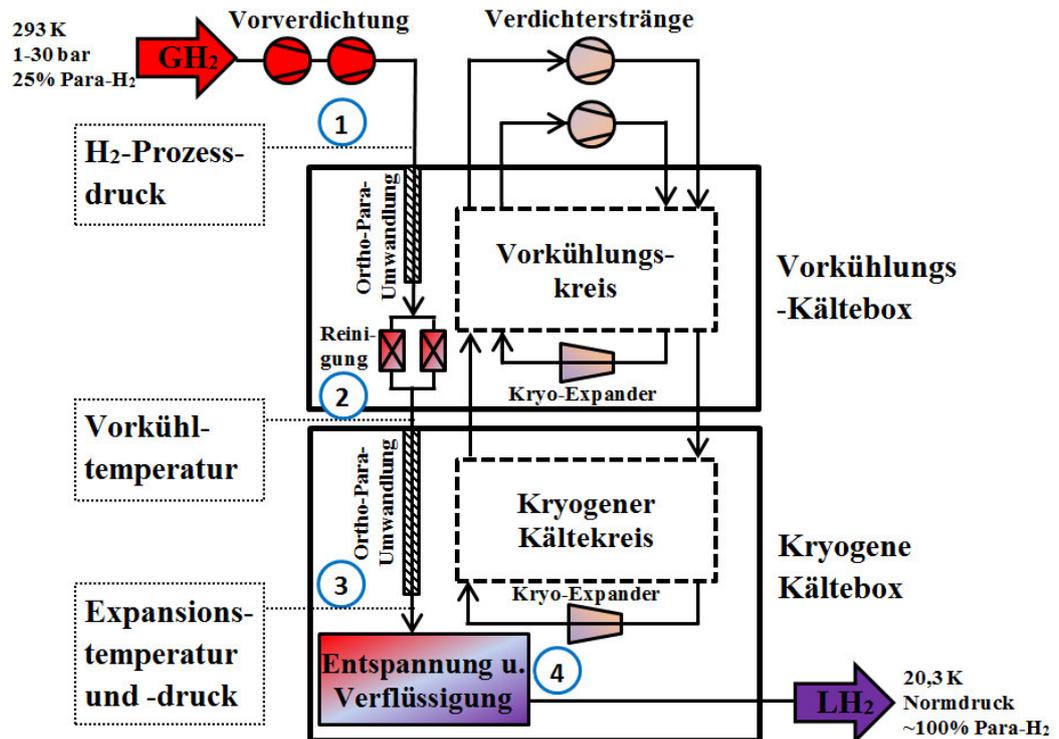
Ein realer Gesamtprozess der Gasverflüssigung lässt sich gemäß Abbildung 7 in vier Stufen unterteilen [54].



**Abbildung 7: Prozessschritte der Wasserstoffverflüssigung [54]**

Für Kühlung und Verflüssigung inklusive Ortho-Para-Umwandlung des gasförmigen Wasserstoffes wird in dieser Arbeit unter optimalen Betriebsvoraussetzungen bei Nennleistung ein Gesamtenergieaufwand von 20 – 30 %, also 8 – 12 kWh/kg $_{\text{LH}_2}$ , in Bezug auf den oberen Heizwert von 39,41 kWh/kg $_{\text{H}_2}$  angenommen [1], [5], [48], [50] und [55]. Diese Werte sind abhängig von einer Vielzahl an Einflussparametern, wobei ein erhebliches Potential in der Auswahl des Verflüssigungsprozesses, Skalierungseffekten der Anlagengröße, kontinuierlichen Betriebsbedingungen und der Berücksichtigung von Wärmerückgewinnungs- und -regenerierungsprozessen liegt.

Die in Abbildung 7 beschriebenen Arbeitsschritte und dazu benötigte Komponenten werden zur Übersicht in der nachfolgenden Abbildung 8 dargestellt.



**Abbildung 8: Schematisches Gasflussdiagramm einer Verflüssigungsanlage  
(in Anlehnung an [54])**

Das Hochfahren und Einstellen der Anlagen auf einen konstanten und effizienten Betrieb ist sehr zeitintensiv und derzeitige Verflüssigungsanlagen werden für einen traditionellen Betrieb unter Nennlast ausgelegt. Sie weisen deshalb ein nur eingeschränktes Teillastverhalten unter Wirkungsgradeinbußen auf [55]. Wird eine maximale Teillastfähigkeit bereits in der Planung berücksichtigt, so kann eine Teillastfähigkeit bis zu 50 % unter minimalen Wirkungsgradeinbußen erreicht werden und in Bezug auf die Mindestproduktionsrate gelten 20 % bei 30 %iger Leistungsaufnahme in Bezug auf die Nennlast als realistischer Grenzwert [56].

Die Angaben in der Literatur zu Kosten für kryotechnische Anlagen variieren stark. Für die gesamte Kryotechnik inklusive aller Nebenanlagen und Anschlüsse werden pro installierter Nennleistungskapazität zur Verflüssigung einer Tonne  $\text{GH}_2$  zu  $\text{LH}_2$  pro Stunde Investitionskosten von 30 - 100 Mio. € veranschlagt [48], [49], [50] und [57].

Kommt kein Regenerator zum Einsatz, wird eine Verflüssigungskapazität gemäß der Speichereinsatzbedingten Elektrolysekapazität gefordert. Ist der Speicher befüllt und keine Mehrfachnutzung der Verflüssigungsanlagen möglich, müssen diese in den minimalen Teillastbetrieb heruntergefahren werden. Um eine Verfestigung des Wasserstoffes unter seiner kritischen Temperatur von 14 K zu verhindern, muss dem Kühlkreislauf im Standby-Betrieb eine sekundäre Last durch Einspeisung von

kleinen Teilströmen entlang des kalten Endes des Kältekreises bereitgestellt werden [56]. Die Leerlaufleistung im Standby für diesen Fall wird mit einer Bandbreite von 30 – 40 % der Nennleistung in der Kostenrechnung berücksichtigt [56]. Befindet sich die Verflüssigungsanlage in einer Mehrfachnutzung, so werden dem LIQHYSMES-System hierfür keine Standby-Leistungen angerechnet.

Die Lebenszeit von kryogenen Anlagen wird mit 30 Jahren angesetzt, wobei alle 50.000 Betriebsstunden Wartungsarbeiten durchgeführt werden müssen, für welche Kosten in Höhe von 5 - 15 % der Investitionssumme angesetzt sind. Für laufende Betriebs- und Instandhaltungskosten werden 2 – 5 % der Investitionskosten pro Jahr berücksichtigt [52].

Die benötigte Anlagenkapazität orientiert sich primär an der Wasserstoffproduktion der Elektrolyseure. Welche Rolle der Einsatz eines Regenerators zur Zwischenspeicherung der anfallenden Wärme und Kälte beim Ein- und Ausspeicherungsprozess übernehmen kann, wird im nachfolgenden Kapitel erörtert.

### **2.1.6 Wärme-Kälte-Regenerator $\text{GH}_2\text{-LH}_2\text{-GH}_2$**

Optional besteht die Möglichkeit der Integration eines Regenerators zur Zwischenspeicherung und Bereitstellung von Kälte zur Optimierung der verflüssigungsspezifischen Energiebilanz. Unter Einsatz eines idealen Regenerators und ohne Berücksichtigung von systembedingten Verlusten aus Wärmeübertragung und -speicherung ließe sich die Verflüssigungsarbeit nach erstmaliger Befüllung und Entladung des  $\text{LH}_2$ -Tanks, bei welcher der Flüssigwasserstoff seine Kälte an das Regeneratormaterial abgibt, auf eine für Transport des  $\text{H}_2$  durch den Regenerator und anschließende Verflüssigung am Joule-Thomson-Ventil (JT-Ventil) ausreichende Kompression reduzieren.

Aufbau und Materialien des Regenerators werden derzeit noch erforscht, zur Nutzung des positiven Einflusses von Magnetfeldern auf die Ortho-Para-Umwandlung des Wasserstoffes ist jedoch eine Positionierung in unmittelbarer Nähe des SMES, siehe Abbildung 9, zu erwarten [52].

Es kommen nur Materialien in Frage, die kältebeständig sind, eine hohe spezifische Wärmekapazität, gute Wärmeübergangseigenschaften und keinen Magnetismus aufweisen, um eine möglichst kompakte Bauweise zu erhalten und beispielsweise unerwünschten Materialverschleiß und Wärmeeinträge durch induktive Wirbelströme zu vermeiden. Um bauteilinterne Kälteverluste so gering wie möglich zu halten ist eine Einteilung der Speichermaterialschüttungen in Kältezonen unterschiedlichen

Temperaturniveaus wahrscheinlich, da die Kühlleistung mit sinkendem Temperaturniveau stark zunimmt. So liegt der Energieaufwand zum Kühlen des Wasserstoffes bei 20 K, in der Praxis bei einer benötigten Kühlleistung von etwa 70 Watt pro abzuführendem Watt Wärmeleistung [3].

Entscheidende Größe zur Dimensionierung des Regenerators ist die Differenz der thermischen Energie  $\Delta E_{th}$  zwischen LH<sub>2</sub> im Tank und GH<sub>2</sub> aus der Elektrolyse. Diese Wärmeenergiemenge wird durch Formel (4) beschrieben und setzt sich aus einem sensiblen und einem latenten Teil zusammen. Der sensible Teil ist bestimmt durch die Temperaturdifferenz  $\Delta T$  [K] und die spezifische Wärmekapazität von Wasserstoff  $c_p$  [J/kgK] unter Annahme einer isobaren Temperaturänderung [58]. Der latente Teil, also die spezifische Verdampfungswärme  $q_v$  [J/kg], ist die Wärmeenergie pro Masse, die zum Phasenwechsel zwischen gasförmigem und flüssigem Zustand benötigt wird und entspricht bei Wasserstoff einem Wert von  $455 \times 10^3$  J/kg. Kommt es im ausgewählten Regeneratormaterial zu keinem Phasenwechsel, so entfällt die Verdampfungswärme, d.h.  $q_v = 0$ .

Wärmeenergiemenge:

$$\Delta E_{th} = (c_p \times \Delta T + q_v) \times m_{H_2} \quad (4)$$

$$\text{mit: } c_p = c_{p_{H_2}} = 14.199 \left[ \frac{J}{kgK} \right] \text{ und } q_v = q_{v_{H_2}} = 455 \times 10^3 \left[ \frac{J}{kg} \right]$$

Ausgehend von einer GH<sub>2</sub>-Temperatur von etwa 353 K und einer LH<sub>2</sub>-Temperatur von etwa 20 K lässt sich somit unter Annahme eines idealen Regenerators gemäß Formel (5) eine thermische Mindestspeicherkapazität pro Kilogramm LH<sub>2</sub> in Höhe von 1,44 kWh/kgH<sub>2</sub> berechnen.

Thermische Mindestspeicherkapazität bzgl. LH<sub>2</sub> Gewicht bzw. Volumen:

$$\begin{aligned} \Delta E_{th/kg_{H_2}} &= \left( 14.199 \left[ \frac{J}{kgK} \right] \times (353 - 20)K + 455 \times 10^3 \left[ \frac{J}{kg} \right] \right) \left[ \frac{J}{kg_{H_2}} \right] \\ \Delta E_{th/kg_{H_2}} &= 5.183.267 \left[ \frac{J}{kg_{H_2}} \right] = 1,44 \left[ \frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] \end{aligned} \quad (5)$$

$$\text{Bzw. mit } \rho_{LH_2} = 70,79 \left[ \frac{kg}{m^3} \right]$$

$$\Delta E_{th/m^3_{H_2}} = \Delta E_{th/kg_{H_2}} \times \rho_{LH_2} = 1,44 \times 70,79 = 102 \left[ \frac{kWh}{m^3_{H_2}} \right]$$

Im direkten Vergleich der thermischen Energiedifferenz zwischen LH<sub>2</sub> bei 20 K und GH<sub>2</sub> bei 353 K in Höhe von 1,44 kWh/kgH<sub>2</sub> gegenüber der zur Verflüssigung angenommenen elektrischen Energie der Kryokühler von 8 – 12 kWh/kgH<sub>2</sub> lässt sich das energetische Potential eines Regenerators gut erkennen.

Durch Einsetzen der spezifischen gravimetrischen bzw. volumetrischen Wärmekapazität und der Dichte  $\rho$  des Regeneratormaterials können gemäß Formel (6) und (7) Masse und Volumen des Regeneratormaterials in Abhängigkeit der zu regenerierenden Wasserstoffmenge bestimmt werden.

Mindestmasse des Regeneratormaterials:

$$m_{Regmin} = \frac{(c_{p_{H_2}} \times \Delta T + q_{v_{H_2}})}{(c_{p_{Reg}} \times \Delta T + q_{v_{Reg}})} \times m_{H_2} [kg] \quad (6)$$

Aus:  $E_{th_{H_2}} = E_{th_{Reg}}$

Mindestvolumen des Regeneratormaterials:

$$V_{Regmin} = \frac{m_{Regmin}}{\rho_{Reg}} = V_{H_2} \times \underbrace{\frac{\rho_{LH_2}}{\rho_{Reg}} \times \frac{(c_{p_{H_2}} \times \Delta T + q_{v_{H_2}})}{(c_{p_{Reg}} \times \Delta T + q_{v_{Reg}})}}_{f_{RegVol}} [m^3] \quad (7)$$

Mit Formel (6) und (7) lässt sich ein einheitenfreier Volumenfaktor  $f_{RegVol}$  bestimmen, der das Verhältnis zwischen anteiligem volumetrischem Platzbedarf des nutzbarem LH<sub>2</sub> und eines idealen Regeneratormaterials darstellt.

Die im Berechnungsmodell berücksichtigten Materialien für den Regenerator sind Schüttungen aus Blei (Pb), Polytetrafluorethylen (PTFE) und Kies. Zur Bestimmung des benötigten Regeneratorgesamtvolumens werden die spezifischen thermischen Energiespeicherdichten der Regeneratormaterialien mit Rücksicht auf benötigte Volumina zur wärmeübergangsbedingten Durchströmung des Regeneratormaterials mit Wasserstoff mit einem frei gewähltem Faktor von 0,9 multipliziert.

Die Werte sind berechnet für die Speicherung der thermischen Energie bei  $\Delta T = (353 - 20) K$  unter Annahme eines idealen Regenerators ohne Speicherverluste und einer Wärmeübertragung ohne Mindesttemperaturdifferenz (siehe **Tabelle 1**).

Die Auswahl der Materialien ist rein exemplarisch und dient lediglich der Analyse einer tendenziellen Auswirkung auf die Gesamtkostenstruktur.

**Tabelle 1: Beispielhafte Auswahl von Regeneratormaterialien**

Material	Blei Pb	Teflon PTFE	Kies	H <sub>2</sub>
<b>Volumetrische Dichte <math>\rho</math> <math>\left[\frac{kg}{m^3}\right]</math></b>	11,34 $\times 10^3$	$2,16 \times 10^3$	$1,75 \times 10^3$	70,79
$\Delta E_{th/kgH_2} \left[\frac{J}{kgH_2}\right]$ bzw. $\left[\frac{kWh}{kgH_2}\right]$ (a)	41.625 0,0116	319.680 0,0888	279.720 0,0777	5.183.267 1,44
$\Delta E_{th/m^3H_2} \left[\frac{J}{m^3H_2}\right]$ bzw. $\left[\frac{kWh}{m^3H_2}\right]$ (a)	494.772.066 / 131	690.508.800 / 192	489.510.000 / 136	366.923.471 / 102
<b>Dichtefaktor bzgl. Materialstruktur</b>	Materialschüttungen in thermisch isolierten Lagen und vorgegebenen Wegen für den Gasstrom. Speicherdichte wird mit dem Faktor 0,9 multipliziert.			
<b>Volumenfaktor bzgl. Volumen H<sub>2</sub></b> $f_{Reg.Vol.}$	0,82	0,59	0,83	1,11

(a) Für  $\Delta T = (353-20)$  K

Quellen: [58], [59], [60], [61], [62], [63], [64], [65] und [66]

Aus den Ergebnissen der volumenbezogenen Größenberechnung des Regenerators lässt sich bereits ableiten, dass sich das Tankvolumen je nach Material unter Berücksichtigung eines Mindestabstandes zwischen LH<sub>2</sub> Oberfläche und Regeneratorboden knapp verdoppelt.

Als Mindestabstand zwischen maximalem Füllstand des LH<sub>2</sub> und Regeneratorboden wird im Berechnungsmodell uniform zu der Annahme, keinen Regenerator zu berücksichtigen, eine Höhe gemäß 5 – 25 % des gesamten LH<sub>2</sub>-Volumens berücksichtigt.

Die Verwendung eines Regenerators geht in dieser Arbeit vereinfacht mit einer Reduktion der Verflüssigungsarbeit, und somit auch der zu installierenden Kapazität, zwischen 30 und 70 % in das Berechnungsmodell ein [52]. Hierbei sind jegliche Verluste durch Wärmeeintrag und bauteilinterne Wärmeflüsse bereits mit inbegriffen. Da der Regenerator lediglich von Wasserstoff durchströmt wird, keine beweglichen Teile beinhaltet und abgesehen von thermischen Spannungen keine mecha-

nischen Kräfte wirken, wird von einer Lebensdauer von über 30 Jahren ausgegangen [52].

Die Auswahl des thermischen Speichers ist aus unterschiedlichen Optimierungsgründen immer individuell zu treffen, wobei es im Niedersttemperaturbereich von Flüssiggasen, wie es bei  $\text{LH}_2$  der Fall ist, derzeit noch keine eindeutig übertragbaren Erfahrungen gibt. Dies gilt sowohl für die Auswahl der Speichertechnologie und des Materials als auch die spezifischen zu erwartenden Mehrkosten [67] und [68].

Für die Berechnung der Investitionskosten wurde die Materialkostenaufschlagsmethode verwendet, bei welcher sich die Gesamtkosten aus den Mehrkosten des entsprechend größer zu dimensionierenden  $\text{LH}_2$ -Tanks und den mit einem multiplikativen Zuschlagfaktor von 1,5 – 2,0 variierten Materialkosten zusammensetzt. Die hierfür entstehenden Kosten ohne Berücksichtigung der Mehrkosten des  $\text{LH}_2$ -Tanks liegen, abhängig vom betrachteten Material, zwischen 0,2 und 272 €/kWh<sub>th</sub>.

Im Berechnungsmodell steht eine zweite Variante zur Auswahl zur Verfügung, alle Berechnungen sind jedoch auf Materialkostenbasis durchgeführt.

### 2.1.7 $\text{LH}_2$ -Tank

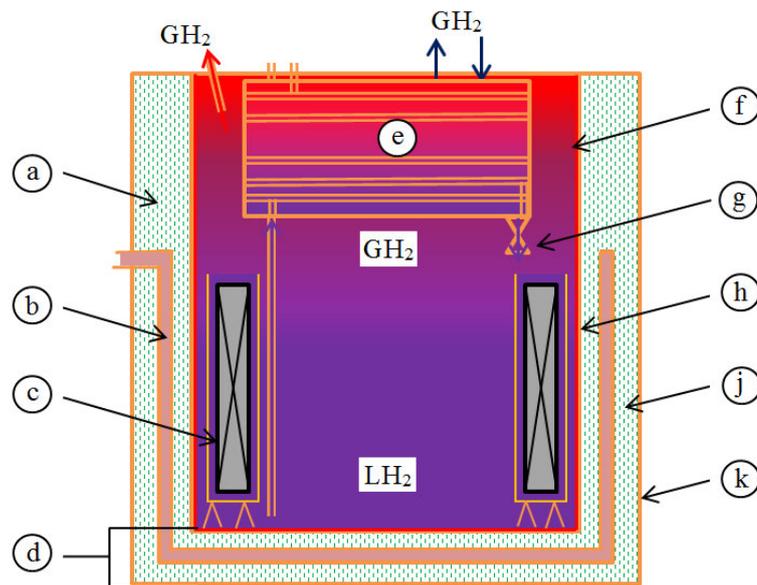
Die Speicherung des flüssigen Wasserstoffes mit einer spezifischen Dichte von 70,79 kg/m<sup>3</sup> $\text{LH}_2$  bei 20 K erfolgt nach aktuellem, dieser Arbeit zugrundeliegenden Konzept unter Normdruck. Materialversprödung und Druckfestigkeit spielen für die Tankmaterialien im Vergleich zu Hochdruck-GH<sub>2</sub>-Tanks eine untergeordnete Rolle, da ausdampfender Wasserstoff direkt abgeführt werden kann [41] und [51]. Die Boil-Off-Rate, durch Wärmezufuhr bzw. unvollständige Ortho-zu-Para-Umwandlung verdampfendes  $\text{LH}_2$ , ist nur bedingt als Verlust zu betrachten, da das Gas entweder wiederverflüssigt und rückgeführt, in Gasform zwischengespeichert oder auch direkt energetisch genutzt werden kann.

Die Speicherung unter Umgebungsdruck stellt energetische Vorteile beim Verflüssigungsprozess durch Expansion des gekühlten Wasserstoffs durch ein JT-Ventil dar, wobei die Verflüssigungsrate von einer möglichst hohen Druckdifferenz profitiert. Bei dieser Tankvariante befindet sich eine natürliche Schichtung des ausdampfenden Wasserstoffs zwischen maximalem Füllstand des  $\text{LH}_2$  im Speichertank und Tankdeckel. Dabei verläuft die Temperatur im Tank von etwa 20 K an der Oberfläche des  $\text{LH}_2$  bis hin zum Tankdeckel auf Umgebungstemperatur von etwa 298 K [69]. Daraus folgt eine einfache und direkte Anbringung von Leitungen und Mess-

einrichtungen an den Speicherdeckel, was eine permanente Zugänglichkeit gewährleistet.

Durch Vorhalten eines  $\text{LH}_2$ -Mindestfüllstandes im direkten Umfeld des SMES werden mit maximal 20,3 K eine dauerhafte Betriebstemperatur der supraleitenden Spule, siehe Kapitel 2.1.9, und eine reduzierte Materialbelastungen durch thermische Spannungsschwankungen erreicht [2] und [70].

Um den Wärmeeintrag der Umgebung so gering wie möglich zu halten, gilt es die Energieverluste durch Konvektion, Konduktion und Strahlung zu minimieren. Hierfür wird ein Edelstahltank, wie schematisch in Abbildung 9 dargestellt, bestehend aus drei Hauptschichten, verwendet.



a)	Superisolation	f)	Aluminiumfolie als Diffusionschutz
b)	Isolationsschicht flüssiger Stickstoff	g)	Expansionsventil zur Tankbefüllung
c)	SMES in $\text{LH}_2$ -Überlaufrahmen zur optimierten Entladetiefe	h)	Innere Edelstahlwand
d)	$\text{LH}_2$ -Tank-Aufbau	j)	Vakuumschicht
e)	Regenerator	k)	Äußere Edelstahlwand

**Abbildung 9: Schematischer Aufbau des  $\text{LH}_2$ -Tanks (nach [2])**

Die dem flüssigen Wasserstoff zugewandte Innenseite des innersten Stahlmantels wird mit einer Aluminiumfolie ausgekleidet, was Diffusion von Wasserstoff in und durch den Stahlmantel reduziert und diesen somit vor Versprödung schützt.

Zwischen der inneren Edelstahlwand und der Tankaußenwand wird über eine Vakuumpumpe ein Vakuum von mindestens  $10^{-7}$  bar erzeugt, wodurch sich die Konvektionsverluste auf  $10^{-5}$  W/mK reduzieren lassen [51]. Strahlungsverluste innerhalb der Vakuumschicht werden durch Superisolation, eine Vielzahl von aluminiumoxidbeschichteten und mit Abstandhaltern getrennten Polyesterfolien, unterbunden.

Im unteren Bereich des vakuumierten Wandaufbaus befindet sich ein Isolationschild aus flüssigem Stickstoff,  $\text{LN}_2$ , mit einer Siedetemperatur von 78 K. Dieser Stickstoffmantel verringert die Temperaturdifferenz zwischen  $\text{LH}_2$  und seiner direkten Umgebung. Der Wärmeeintrag durch Konduktion wird somit stark limitiert und der Boil-Off-Effekt kann dadurch verzögert werden [51], [53] und [71].

Das Tankdesign ist von der Größe des SMES abhängig, wobei es idealerweise eine kugelförmige Geometrie anzustreben gilt. Diese weist das günstigste Verhältnis zwischen Oberfläche und Speicherkapazität sowie die besten Eigenschaften in Bezug auf Materialbedarf, Wärmeverluste und eventuell notwendige Druckbeständigkeit auf. In dieser Arbeit wird jedoch von einem zylindrischen Design mit dem geometrischen Verhältnis von Höhe gleich Durchmesser ausgegangen. Gestützt wird die Auswahl auf die Speicherung unter Normdruck, die Annahme einer einfacheren und kostengünstigeren Baustellenfertigung und den vereinfachten Zugriff auf alle Anschlüsse und sich im Tank befindlichen Komponenten.

Die Ausdampfrate ist unabhängig vom aktuellen Füllstand, steht aber in direktem Zusammenhang mit dem Wärmeeintrag und nimmt demnach mit steigendem Speichervolumen in Relation zur sinkenden spezifischen Tankaußenfläche pro Speichervolumen ab. Während bei kleinen Tanks die Abdampfraten noch bei etwa 1 %/d liegen, so reduzieren sie sich bei großen Speichern enorm und werden in dieser Arbeit als konstant mit 0,02 – 0,06 %/d in Bezug auf die Nennkapazität berücksichtigt [2], [5], [10], [55], [72] und [73].

Die spezifischen Speicherkosten inklusive aller damit verbundenen Anschlüsse und Hilfsaggregate sinken mit zunehmender Kapazität durch Skalierungseffekte (z. B. durch geringeren spezifischen Material-, Kühlungs- und Planungsbedarf), wenn von identischen Installationsbedingungen ausgegangen wird [14] und [74]. Praktische Erfahrungen im Bau von hochskalierten Flüssigwasserstoffspeichern existieren bereits. Darüber hinaus können als Technologiebenchmark auch Parallelen zu Transport- und Speicherbehältern aus dem Flüssiggassektor gezogen werden [75] und [76].

Die Investitionskosten für den  $\text{LH}_2$ -Speicher inklusive aller relevanten Bestandteile wie Anschlüsse und Armaturen werden auf Basis von [3] und [50] mit Hilfe der Kapazitätsmethode mit Degressionsexponenten  $z$ , siehe Formel (1), bestimmt [14].

Kapazitätsbedingte Kostendegression:

$$\frac{I_{basis}}{I_i} = \left( \frac{K_{basis}}{K_i} \right)^z \quad (1)$$

Dabei werden die kapazitätsspezifischen Investitionskosten  $I_i$  im Berechnungsmodell gemäß [50] für Tanks bis 4.500 m<sup>3</sup> mit den Basiswerten  $I_{Basis} = 2.800 \text{ €/m}^3$  bei  $K_{Basis} = 1.000 \text{ m}^3$  und einem Degressionsexponenten von 0,62 ermittelt. Bei größeren Tanks wird gemäß [3] mit deutlich niedrigeren Kosten auf Basis des Kosten-satzes von  $I_{Basis} = 450 \text{ €/m}^3$  bei  $K_{Basis}$  von 4.500 m<sup>3</sup> und  $z = 0,64$  berechnet. Ein Vergleich beider Kostenannahmen zeigt eine deutliche quantitative Varianz bei qualitativ vergleichbaren Skalierungseffekten. Eine Übersicht zu beiden Kostenkurven wird in **Anhang 4** gegeben.

Die Lebensdauer des LH<sub>2</sub>-Tanks wird mit über 30 Jahren angenommen [2] und [52]. Kosten für Betrieb und Instandhaltung werden, abgesehen von den Boil-Off-Raten, in der betrachteten Literatur nicht erwähnt. Wahrscheinlich sind zumindest jedoch geringfügige Kosten für Sicherheitszertifizierungen (siehe Druckgasspeicherung) und ein Stromverbrauch der Vakuumpumpen zur Aufrechterhaltung der Isolations-schicht zwischen den Tankaußenwänden. In den Berechnungen werden keine Kosten für Betrieb und Instandhaltung berücksichtigt, was diesbezüglich tendenziell zu einer positiveren Bewertung von LIQHYSMES führt.

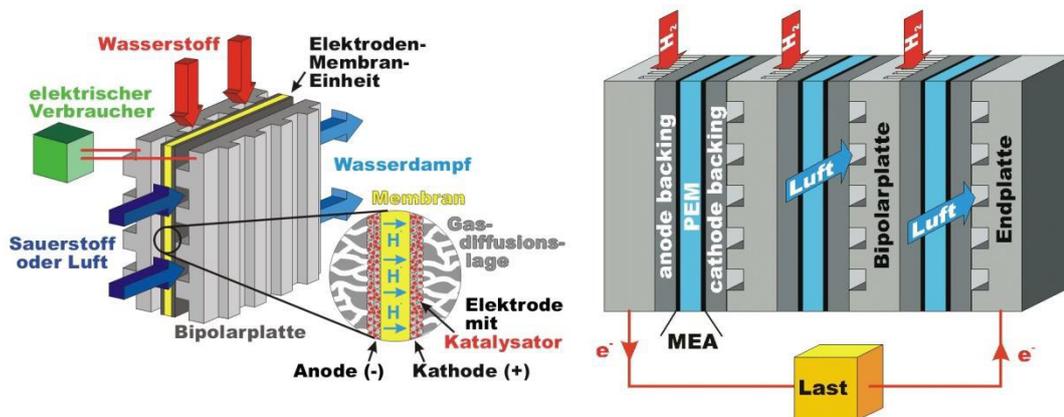
Um eine vollständige Temperaturschichtung zwischen 20 K an der LH<sub>2</sub>-Oberfläche und Umgebungstemperatur von etwa 293 K am Tankdeckel zu ermöglichen wird ein isolierungs- und ausdampfungsbedingter Maximalfüllstand des Tanks eingehalten. Dieser wird je nach Szenario zwischen 75 und 95 % bzgl. des nutzbaren Gesamtvolumens (ohne Regenerator) und in Abhängigkeit des sich im Speicher befindlichen SMES variiert. Um thermischen Belastungen durch Temperaturwechsel vorzubeugen ist unabhängig des SMES ein Mindestfüllstand einzuhalten. Dieser wird abhängig vom betrachteten Referenzfall mit 5 - 10 % angenommen. Als Reaktionszeit zum Entladen des LH<sub>2</sub> werden 30 - 120 Sekunden berücksichtigt, da der LH<sub>2</sub> auf dem Weg zu den Brennstoffzellen zum Erwärmen mittels Kryopumpen durch einen Wärmetauscher bzw. durch den Regenerator geleitet werden muss. Um in diesem Zeitraum eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten wird die entsprechende Gasmenge mit einem GH<sub>2</sub>-Puffer überbrückt.

## 2.1.8 Brennstoffzellen

Zur Rückverstromung des Wasserstoffes werden Brennstoffzellen verwendet. Der gewählte Brennstoffzellentyp ist in dieser Arbeit die Polymerelektrolytbrennstoffzelle, auch Protonenaustauschmembranbrennstoffzelle (PEMFC - Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) genannt. In der Literatur werden PEMFC primär für mobile Anwendungen in Fahrzeugen oder als Kraftwärmekopplung im Wohnungsbereich erwähnt. Damit verbundene intensive Forschungsaktivitäten und die gute Verfügbarkeit von Daten waren Entscheidungsgrundlage der Auswahl [77], [78] und [79].

Brennstoffzellen wandeln die im Brennstoff enthaltene chemische Energie direkt in elektrische Energie um, wobei Abwärme, im Vergleich zu Wärmekraftmaschinen, auf einem niedrigen Temperaturniveau anfällt. Brennstoffzellen sind modular aufgebaut und somit beliebig erweiterbar. Auch weisen sie gute Teillastfähigkeiten und kurze Anfahrzeiten auf [80].

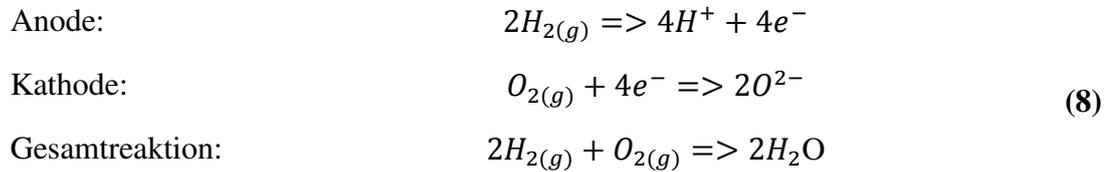
Der schematische Aufbau einer Einzelzelle und deren Zusammensetzung zu einem Zellenstapel ist in Abbildung 10 zu sehen.



**Abbildung 10: Aufbau einer PEM-Einzelzelle und eines Zellenstapels [81]**

In Abbildung 10 sind die Stoffströme der beteiligten Reaktionspartner Wasserstoff und Sauerstoff aus der Luft zu sehen, wobei die Reaktion durch den Einsatz von Platin als Katalysator ermöglicht wird. Der reine Wasserstoff oxidiert an der Anode, wobei ein Gleichgewicht aus Protonen in Form von  $H^+$ -Ionen und Elektronen ( $e^-$ ) entsteht. Die Elektronen fließen über einen äußeren Stromkreis zur Kathode hin, reduzieren dort den Sauerstoff ( $O_2$ ) zu  $O^{2-}$  und erzeugen damit eine Spannungsdifferenz, wodurch die  $H^+$ -Ionen angeregt werden die Polymerelektrolyt, zur Kathode hin zu durchströmen.

An der Kathode reagieren die  $H^+$ -Ionen mit den negativen Sauerstoffmolekülen ( $O^{2-}$ ) zu Wasser ( $H_2O$ ), wie in nachfolgender gesamten Reaktionsgleichung (8) beschrieben [82] und [83].



Die elektrische Leistung der Brennstoffzelle ergibt sich aus dem Produkt von Stromstärke und Gesamtspannung, wobei sich die Gesamtspannung aus der Summe aller Einzelzellenspannungen und die Stromstärke aus dem Produkt der Summe aller Einzelelektrodenflächen und der Stromdichte errechnen. Die Einzelzellspannung entspricht dem Standard-Elektrodenpotential mit einer theoretisch maximalen Ruhespannung von 1,23 Volt/Zelle. Wird der Stromkreis geschlossen und Energie abgegriffen, so werden in der Anwendung Zellspannungen zwischen 0,6 bis 0,9 Volt erreicht [82], [83] und [84]. Der elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle sinkt demnach linear mit abnehmender Spannung, wobei die Spannungsreduktion der Zellen in [84] in Abhängigkeit der Stromdichte durch die drei Faktoren der Aktivierung, des Ohm'schen Widerstandes und der Diffusionsverluste dargestellt wird.

Die Einzelzellen werden in Reihe geschaltet und zu Stapeln (Stack) zusammengefasst, um die gewünschte Systemspannung zu erreichen [82].

Der theoretische, maximale elektrische Wirkungsgrad der PEMFC liegt bei niedrigen Temperaturen und Betrieb mit reinem Wasserstoff bei über 80 % [79] und [84]. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad eines Niedertemperaturbrennstoffzellensystems liegt, abhängig von diversen Faktoren wie Last, Temperatur und Gasqualität (abgesehen vom aktuellen Degradationsstatus) zwischen 40 und 60 % [9], [85], [86], und [87]. Die verbleibende Energie wird in Form von Wärme auf einem Temperaturniveau von etwa 343 - 353 K frei [79] und [88]. Das im Betrieb entstehende Reaktionsprodukt  $H_2O$  wird optional in den isolierten Wassertank zurückgeführt, um im nächsten Zyklus zur Elektrolyse wieder verwendet werden zu können [87].

PEMFC können bei Bedarf in wenigen Sekunden auch kalt starten [80], [84] und [89] und im Betrieb einem Lastwechsel im Zeitraum von zehntel Sekunden folgen [27]. Für einen schonenden Betrieb werden diese im Rahmen der vorliegenden Arbeit über eine lineare Rampe innerhalb von 15 - 45 Sekunden auf Nennlast und wieder herunter gefahren. Bei diesem Vorgang dient der SMES als Puffer, was eine

anlagenseitige Reaktionszeit im Millisekundenbereich gewährleistet. Das Erwärmen bzw. Halten der Brennstoffzellen auf Betriebstemperatur im Standby wird in den Berechnungen dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die benötigte thermische Energie kann optional über den Kühlkreislauf erfolgen, welcher entweder an einem zentralen Wärmespeicher (z.B. u.a. Prozesswasserspeicher), an welchen während des Betriebs anfallende Wärme wiederum abgegeben wird, oder durch ein anderweitiges Aufheizsystem der Brennstoffzelle bereitgestellt werden.

Die Angaben zur Lebenszeit von PEMFC variieren in der Literatur zwischen 10.000 bis 30.000 Betriebsstunden, wobei 40.000 Betriebsstunden als Mindestzielwert für einen stationären Einsatz von Brennstoffzellen genannt wird [83], [85], [90], [91], [92] und [93]. Die Spannungsdegradation der Brennstoffzellen wird von diversen Faktoren, wie etwa Betriebstemperatur, Lastverlauf, Gasfeuchte oder Zyklenhäufigkeit beeinflusst, um nur wenige zu nennen [91] und [94]. In der Literatur gegebene Degradationswerte variieren entsprechend mit etwa 2 - 8 mV/1000h, was bei einer Ausgangszellspannung von 0,9 V unter kontinuierlichem Betrieb einer Leistungsreduktion von ca. 2 – 8 %/a entspricht [85], [90], [93] und [94].

Aus den Publikationen [83] und [95] geht hervor, dass der Zellstapel (Stack), in welchem sich die degradierende Membran befindet, etwa 35 % der Gesamtkosten eines stationären Brennstoffzellensystems ausmacht. In Anlehnung an [83] werden demnach lediglich die Kosten für eine Erneuerung der Zellstapel über die Betriebszeit berücksichtigt, wenn diese ihre maximale Lebenszeit erreichen.

Ausgehend von aktuellen Investitionskosten von etwa 375 - 500 €/kW<sub>el</sub> installierter Leistung wird angesichts der aktiven Forschung im Mobilitätsbereich und den deutlich geringeren Ansprüchen bei stationären Anlagen von einer starken Kostenreduktion innerhalb der nächsten zehn bis 15 Jahren ausgegangen [95] und [96]. Unter Annahme unterschiedlicher Produktionsraten von PEMFC im Automobilbereich [95] bzw. Abschätzung von Erfahrungskurven [83] werden unter optimistischen Annahmen Kostenreduktionen durch industrielle Massenproduktion um bis zu 80 % erwartet.

Auf Basis dieser Informationen werden in den Berechnungen je nach Szenario eine maximale Lebensdauer von 20.000 - 40.000 h bei einem spezifischen Degradationsfaktor zwischen 0,2 - 0,9 %/1000h angenommen. Die maximal zulässige Degradationsrate bis zum Stack-Austausch bedarf einer Optimierung bzgl. Reinvestitionskosten der Zellstapel und den Mehrkosten des Gesamtspeichersystems durch Wirkungsgradeinbußen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurde. Demnach ergibt sich die maximal erreichte Degradation durch entsprechende Multiplikation von Lebenszeit und spezifischer Degradationsrate und liegt zwischen neun und 18 Prozent.

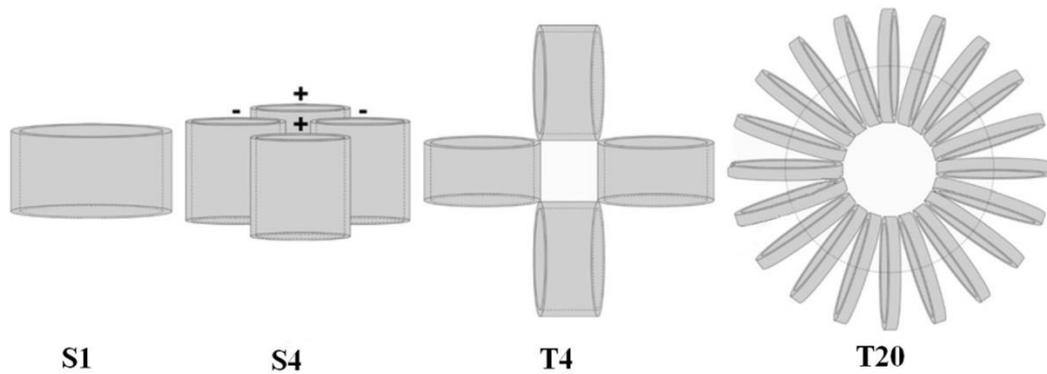
Als Investitionskosten werden je nach Szenario zwischen 75 und 375 €/kW<sub>el</sub> angenommen. Diese Kostenbandbreite berücksichtigt mit dem günstigeren Wert bereits Skalierungseffekte durch Massenproduktion, weshalb für die Investitionskosten keine komponentenspezifische Kostendegression in Abhängigkeit der Anlagengröße, wie in [83] beschrieben, berücksichtigt wird. Für Betrieb und Instandhaltung werden jährliche Kosten in Höhe von 2 - 5 % der Investitionskosten berücksichtigt [40], [86] und [97]. Die elektrische Standby-Leistung für Leistungselektronik und Kommunikation wird als Teil der Komponente Leistungselektronik und Kontrolleinheit berücksichtigt.

### 2.1.9 Superconducting Magnetic Energy Storage

Der SMES ist ein elektromagnetischer Speicher, der elektrische Energie in Form eines Magnetfeldes einer Spule oder eines Spulensystems speichert [4] und [98]. Bei Verwendung eines Hochtemperaturleiters (HTL) für die Spulenwicklungen, Verbindungen und Anschlüsse ist eine Kühlung durch LH<sub>2</sub> bei etwa 20 K ausreichend um supraleitende Eigenschaften zu erhalten.

SMES sind durch ihre kurzen Lade- und Entladezeiten mit Reaktionszeiten im Millisekundenbereich hoch flexibel und ermöglichen trotz vergleichsweise geringer volumetrischer Energiedichten hohe Leistungswerte [5], [98] und [99].

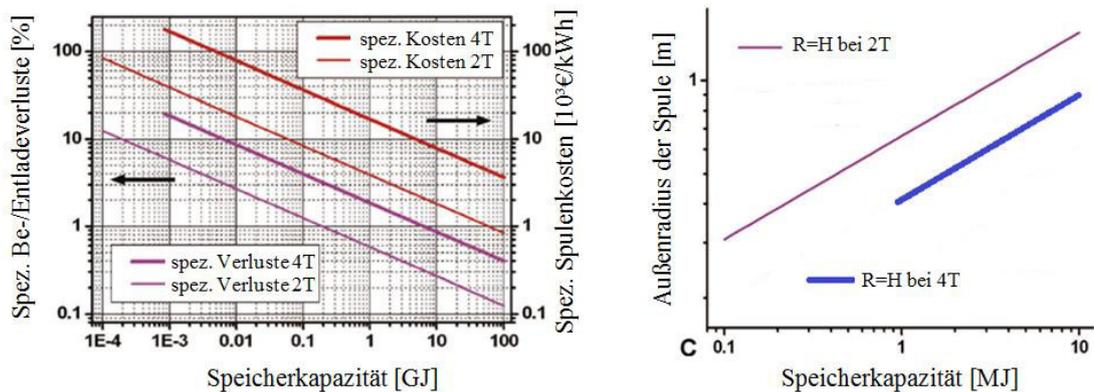
Die Auswahl der Spulengeometrie erfolgt entsprechend der geometrischen Gegebenheiten des Kryobehälters, der angestrebten maximalen Feldstärke und weiteren Anforderungen wie zulässigen Streufeldern [2]. In Abbildung 11 sind beispielhaft das einfache Magnetsystem (S1), das vierfache Magnetsystem (S4) sowie ein vierfaches Ringdesign (T4) und ein aus 20 toroidal angeordneten Magnetspulen bestehendes Ringkerndesign (T20) abgebildet. Die Darstellung zeigt lediglich eine Auswahl möglicher Spulengeometrien, die tatsächlich verwendeten Spulenformen können anwendungsspezifisch gestaltet werden. Gezeigt wird in Abbildung 11 auch das Größenverhältnis der verschiedenen Spulenformen zueinander, ausgehend von einer identischen Energiespeicherkapazität bei gleicher maximaler Magnetfeldstärke [12].



**Abbildung 11: Auswahl möglicher Geometrien für SMES (siehe [12])**

In dieser Arbeit wird keine Optimierung des Spulensystems, sondern lediglich die Kostenauswirkung auf das Gesamtsystem und der gegenüberstehende technologische Mehrwert durch Konkurrenzfähigkeit zu schnelleren Speichersystemen untersucht. Alle Berechnungen im weiteren Verlauf dieser Arbeit beziehen sich demnach auf das einfache Solenoidsystem S1 mit dem geometrischen Verhältnis Radius gleich Höhe. Dieses weist den verhältnismäßig niedrigsten Bedarf an Leitermaterial und die geringsten Be- und Entladeverluste auf [3]. Das einfache Solenoid-Design S1 weist dabei den geringsten volumetrischen Platzbedarf auf, während sich das T20-Design durch die niedrigsten magnetischen Streufelder auszeichnet [12].

Speicherkapazität, Kosten und Zykluswirkungsgrad des SMES stehen in direktem Zusammenhang mit dem Radius und können auf Basis der Berechnungen in [3], siehe Abbildung 12 nach der Kapazitätsmethode mit Degressionsexponenten bestimmt werden [14].



**Abbildung 12: Skalierungsgrundlage für SMES [3]**

Die Speicherkapazität der Spulen ergibt sich aus der Stromstärke  $I$  in Ampere in den Leitern und der Induktivität  $L$  in Tesla. Die gespeicherte Energie kann als Funktion von Induktivität und Stromstärke gemäß Formel (9) beschrieben werden [4], [99] und [100].

Energie:

$$E = \frac{1}{2} \times L \times I^2 \times \frac{1}{3600} [kWh] \quad (9)$$

Die benötigte Mindestspeicherkapazität  $E_{SMES (nutz.)}$  des SMES ist abhängig vom gewählten Speichereinsatzszenario und wird in dieser Arbeit durch die zu überbrückenden Zeiten  $T_{Systemtr\ddot{a}gheit}$  bis zum Erreichen der geforderten Leistung bzw. Last  $P_{Referenzfall}$  der Brennstoffzellen bzw. Elektrolyseuren und die maximale Entladetiefe bestimmt, siehe Formel (10).

Nutzbare Mindestspeicherkapazität des SMES:

$$E_{SMES (nutz.)} = P_{Referenzfall} \times T_{Systemtr\ddot{a}gheit} \quad (10)$$

Das Berechnungsmodell bietet hierbei die Möglichkeit mit einer maximalen Magnetfeldstärke  $B$  von 2 T oder 4 T zu arbeiten, wobei unter gleichen Einsatzbedingungen mit steigendem  $B$  der benötigte Radius wie auch die zulässige kritische Stromstärke  $I_c$  abnehmen, die Ladeverluste des SMES und der Wärmeeintrag in den LH<sub>2</sub>-Speicher durch die Leiter jedoch zunehmen.

Die dynamische Belastbarkeit eines SMES wird primär durch die Fähigkeiten des Leitermaterials festgesetzt, welches vom Strom durchflossen wird [69].

Wegen seiner guten Verfügbarkeit und vergleichsweise günstigem Preis von etwa 1 €/kAm bei 2 T, wird der HTSL Magnesiumdiborid (MgB<sub>2</sub>) verwendet [12].

Die zur Aufrechterhaltung des supraleitenden Effekts maximal zulässige, kritische Temperatur von MgB<sub>2</sub> wird in der Literatur mit 39 - 40 K angegeben, [2], [3], [5] und [101], was deutlich über der LH<sub>2</sub>-Temperatur von etwa 20 K liegt. Somit wird unter Berücksichtigung einer angemessenen Leistungsführung des SMES von ausreichender Kühlung durch das LH<sub>2</sub>-Bad ausgegangen [2], [3] und [5].

Um einer Überlastung und Zerstörung der Leiter im Falle einer überhöhten Leistung oder einer unzureichenden Kühlung und somit dem Wegfall der supraleitenden Eigenschaft vorzubeugen, werden die HTSL, bestehend aus einer Mehrfachwicklung von runden Einzelleitern mit einem Durchmesser von je 100 µm mit zusätzlichen Kupferdrähten umwoben. Bei Wegfall des supraleitenden Zustandes fließt der Strom vom HTSL in die Kupferumwicklung und wird über diese abgeleitet.

Rein technologisch betrachtet ist eine Tiefenentladung des SMES möglich, soweit die Leistungselektronik für entsprechend hohe Spannungen ausgelegt ist. In der Praxis wird der SMES jedoch nur im Bereich zwischen 50 und 100 % der maxima-

len Stromstärke betrieben [12] und [99]. Dadurch wird steigenden Anforderungen und Wandlungsverlusten im, mit der Entladetiefe ansteigendem, höheren Spannungsbereich und damit höheren Kosten für die Leistungselektronik vorgebeugt [12].

Die nutzbare Speicherkapazität  $E_{Nutz}$  des SMES lässt sich dann mit Formel (11) ermitteln.

Nutzbare Speicherkapazität: (11)

$$E_{Nutz} = \frac{1}{2} \times L \times \left[ I_{max}^2 - \left( \frac{I_{max}}{2} \right)^2 \right] \times \frac{1}{3600} [kWh]$$

Lade- und Entladegeschwindigkeit sind von der Qualität des HTL-Materials abhängig, wobei ein schneller Lastwechsel mit steilen Rampen zu erhöhtem Wärmeinput, niedrigeren Umwandlungswirkungsgraden und einer tendenziellen Verkürzung der Lebenszeit führen kann [69].

Die Investitionskosten setzen sich in dieser Arbeit zum einen aus den spezifischen skalierten Kosten für das Spulensystem und zum anderen aus einem prozentualen Aufschlag von 50 % in der optimistischen und 150 % in der pessimistischen Betrachtung für alle spezifischen Anschlüsse, Leitungen, Leistungselektronik, Koppelstromrichter und Erweiterungen an Tank und Kryotechnik zusammen [69].

Die Kosten, Radi und Zykluswirkungsgrade für Be- und Entladeprozesse werden auf Basis der Daten aus [3], siehe Abbildung 12 berechnet. Gemäß Formel (1), siehe Seite 6, werden Degressionsexponenten aus den Daten errechnet und daraus ein Mittelwert gebildet. Der Außendurchmesser des Spulensystems in Abhängigkeit der Energiespeicherkapazität wird dabei mit  $z = 0,48$  (2T) und  $z = 0,46$  (4T) bestimmt. Die Spulenkosten in Abhängigkeit der Speicherkapazität verlaufen mit  $z = 0,66$  (2T;4T).

Die spezifischen Be- und Entladeverluste im Spulensystem in Abhängigkeit der Speicherkapazität werden in den Berechnungen mit  $z = 0,67$  (2T;4T) bestimmt. Die Umwandlungsverluste in den Koppelstromrichtern werden in Ergänzung dazu mit 2 – 4 % der geforderten Leistung beaufschlagt.

Alle unbeweglichen Bauteile des SMES werden unter Normalbetrieb als verschleißfrei angenommen. Als Lebensdauer wird von mindestens 30 Jahren ausgegangen [102]. Die Kosten für Betrieb und Instandhaltung, die des Eigenstromverbrauchs ausgeschlossen, werden den gemeinsam genutzten Komponenten LH<sub>2</sub>-Tank und Kryotechnik zugeschrieben.

---

Die SMES-spezifische Standby-Leistung hinsichtlich ihrer Leistungselektronik wird mit 1 – 2 % der Nennleistung berücksichtigt [1], [2], [5] und [12]. Im geladenen Zustand sorgt eine supraleitende Bypass-Leitung für einen nahezu verlustfreien, vom aktuellen Ladestand unabhängigen, konstanten Stromfluss durch die HTSL des Spulensystems [99]. Die Selbstentladung der Spule wird mit 0,1 – 1,0 %/d berücksichtigt.

## 3 Auswahl des Energiespeichereinsatzes

In diesem Kapitel werden die grundsätzlichen Einsatzbereiche für EES vorgestellt und nach unterschiedlichen Kriterien gegliedert. Die Positionierung, welche Stromspeicher nach den in dieser Arbeit betrachteten Referenzfällen einnehmen, wird erläutert und der Speicherübersicht zugeordnet. Es wird eine Übersicht zu Kriterien der Speichereinsatzszenarien gegeben.

### 3.1 Speichereinsatzbereiche und Speichertechnologien

Das Übertragungsnetz dient lediglich zur Transmission des elektrischen Stroms zwischen Erzeugern und Verbrauchern und weist dabei keine Speicherqualitäten auf. Zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Erhaltung der Netzfrequenz gilt es deshalb zu jederzeit so viel Strom zu erzeugen, wie zuzüglich aller Transmissions- und Transformationsverluste vom Verbraucher benötigt wird bzw. so viel Strom zu verbrauchen, wie erzeugt wird.

In Anbetracht von diskontinuierlichen Lastkurven und fluktuierenden Erzeugungsstrukturen stehen traditionell die Instrumente des Regelenenergiemarktes mit zusätzlichen Erzeugungskapazitäten und Lasten oder der Einsatz eines Speichers zur Verfügung. Energiespeicher stellen dabei die einzige Möglichkeit dar, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln.

Elektrische Energie kann, abhängig von der eingesetzten Speichertechnologie, entweder direkt oder umgewandelt in eine andere Energieform, gespeichert und entsprechend bei Bedarf wieder freigegeben werden. Da jede Form der Energiespeicherung mit Kosten verbunden ist, sei es durch energetische Verluste im Umwandlung- und Speicherprozess oder durch den Aufwand für das Speichersystem selbst, gilt es in einem idealen System eine Speicherung zu vermeiden. In einem realen Umfeld kommt es durch diverse Einflüsse dennoch zu unterschiedlichen Einsatzbereichen für EES.

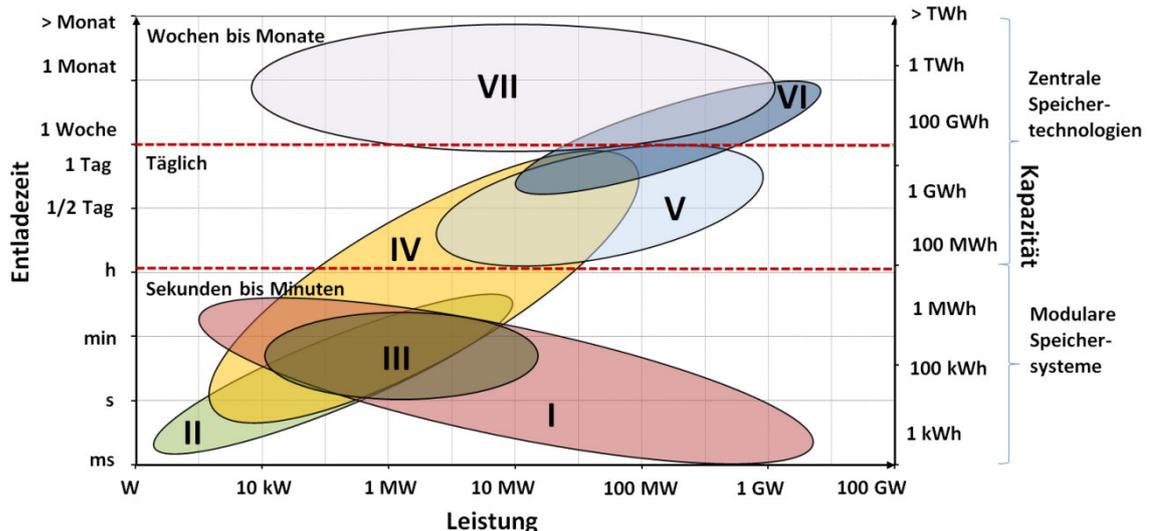
Es gibt eine Vielzahl unterschiedlicher Energiespeicher, die sich nach diversen Kriterien differenzieren lassen. In dieser Arbeit werden ausschließlich stationäre, reversible EES betrachtet. Das bedeutet, dass die Speicher im Bedarfsfall Strom aufnehmen, diesen je nach Technologie umwandeln und entsprechend speichern und auf Abruf abzüglich der speicherbedingten Verluste ans Netz zurückgeben.

Stationäre, reversible EES werden in der Literatur im Wesentlichen nach ihrer zur Speicherung der Energie genutzten physikalischen Energieform wie folgt eingeteilt [103]:

- Mechanisch
  - Pumpspeicherkraftwerke (PSW), Druckluftenergiespeicher (CAES), Flüssigluftspeicher (LAES), Schwungmassenspeicher (SMS)
- Elektro-Chemisch
  - Akkumulatoren (Akkus), Hochtemperaturakkumulatoren (HT-Akkus), Flow- & Gas- Batterien, Power to Gas (H<sub>2</sub> bzw. CH<sub>4</sub>) to Power (P2G2P)
- Elektrisch
  - Kondensatoren und Spulen

Eine Übersicht typischer Strukturierungsmerkmale von EES befindet sich in **Anhang 5**.

Des Weiteren können EES wie in Abbildung 13 nach ihren technologischen Fähigkeiten sowie ihren praktischen Einsatzgebieten gegliedert werden [4], [103]. Hierbei werden die unteren Grenzen durch die Technologie und die oberen Grenzen durch deren Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Konkurrenztechnologien bestimmt.



- |     |                          |    |                    |
|-----|--------------------------|----|--------------------|
| I   | Kondensatoren und Spulen | IV | Batteriesysteme    |
| II  | Superkondensatoren (SC)  | V  | CAES, LAES und PSW |
| III | Schwungmassenspeicher    | VI | Wasserspeicher-KW  |
| VII | P2G2P                    |    |                    |

**Abbildung 13: Speichereinsatzübersicht (in Anlehnung an [104])**

Die Auswahl von für einen bestimmten Anwendungsfall geeigneten Speichertechnologien basiert neben technischen und ökonomischen Kriterien auf einer Vielzahl weiterer Einflussparameter. Eine Auswahl relevanter Bewertungsparameter für EES ist exemplarisch in **Anhang 13** aufgelistet, deren Analyse ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit.

Mögliche Dienstleistungen von EES können unter anderem nach Einsatzmotivation und –tauglichkeit, aufgeschlüsselt nach seinem Standort und Betreiber, zusammengefasst werden [4] und [105]:

- Stromerzeuger
  - Kraftwerksauslastung
  - Regelenergiebereitstellung
  - Arbitragegeschäfte
- Verbraucher
  - Verbrauchsglättung
  - Versorgungssicherheit
  - Autarkie
- Netzbetreiber
  - Versorgungssicherheit
  - Frequenz- und Spannungshaltung
  - Arbitragegeschäfte
  - Netzengpassregelung

Je nach Art des EES ist auch eine Kombination genannter Anwendungsgebiete möglich.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind alle Mitgliedsländer der Regionalgruppe Kontinentaleuropa im Rahmen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) in einem internationalen Netzverbund. Als regulatorische Maßnahme zum Ausgleich von Spannungsschwankungen durch fluktuierende Einspeisungen und Lasten nehmen alle Länder darüber hinaus an einem Regelenergiemarkt teil. Der Regelenergiemarkt dient dazu, unerwartete Verbrauchs- oder Produktionsschwankungen auszugleichen. Das Maß vorzuhaltender Kapazitäten wird durch die Gesamtleistung am Netz bestimmt. EES weisen für diesen Markt meist gute Voraussetzungen auf, eine Übersicht zentraler Zulassungskriterien zum Regelenergiemarkt wird dabei in **Anhang 6** gegeben.

## 3.2 Referenzfälle für Speicher

Um LIQHYSMES mit anderen Speichertechnologien vergleichen zu können wird der Speicher entsprechend den Anforderungen von Referenzfällen ausgelegt. Dimensionierung und Einsatzprofil haben einen entscheidenden Einfluss auf die technologische Tauglichkeit wie auch auf die Kostenstruktur eines Speichers. In dieser Arbeit werden zum einen Speicherszenarien, wie sie die VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien – Bedeutung, Stand der

Technik, Handlungsbedarf“ [4] verwendet, übernommen und zum anderen weitere Referenzmodelle aus Kombinationen einzelner Szenarien betrachtet.

In den unterschiedlichen Referenzfällen für Speichereinsatzszenarien werden Anforderungskriterien entsprechend verschiedener Einsatzgebiete für Stromspeicher variiert. Diese Anforderungen sind:

- Leistung
- Energie
- Entladedauer
- Anzahl der Zyklen pro Tag
- Antwortzeit des Speichers

Die Referenzmodelle berücksichtigen vielseitige Einsatzmöglichkeiten von Speichern. Dazu gehören unter anderem folgende:

- Ein Einsatz im Arbitragegeschäft, der Ausnutzung einer Strompreisdifferenz zwischen Lade- und Entladezeiten bzw. bei Schwachlast- und Spitzenlastzeiten
- Teilnahme am Regelenergiemarkt
  - Die Möglichkeit am Regelenergiemarkt teilzunehmen wird durch entsprechende Antwortzeiten und Leistungswerte berücksichtigt. Der Zugang zum Regelenergiemarkt wurde durch Verkürzung der Auktionszeiträume und Reduzierung der Mindestangebotsgrößen für regelbare EE, wie etwa Biomasse- und Biogas-KW, erleichtert. Diese Änderung kommt auch den i. d. R. kleineren dezentralen Stromspeichern zu Gute und stellt eine weitere relevante wirtschaftliche Einsatzmöglichkeit dar. Dies gilt für EES als alleinstehende Quelle oder auch in direkter Verbindung mit EE-Kraftwerken [106].
- Speichereinsatz als Grundlastkraftwerk
  - Die für Stromnetze mit großem Anteil an fluktuierenden EE erforderliche Berücksichtigung von Großwetterlagen stellt ein relevantes Einsatzprofil für Speicher als Grundlastkraftwerke in direkter Konkurrenz zu konventionellen Kraftwerken im Regelbereich als auch aus der Reserve dar.

Obwohl Referenzfälle stets eine vereinfachte Darstellung potentieller zukünftiger Einsatzszenarien sind, so ermöglichen sie doch einen Vergleich unterschiedlicher Konkurrenztechnologien und eine abschätzende Analyse von Kostenstrukturen.

Soll LIQHYSMES für einen anderen Zweck und unter entsprechend anderen Bedingungen als in dieser Arbeit betrachtet zum Einsatz kommen, so ist dies bei der Verwendung der Ergebnisse entsprechend zu berücksichtigen.

- **Übersicht gewählter Referenzfälle**

Es werden fünf Referenzfälle aus der VDE-Studie [4] als Basis zur Auslegung und zum Vergleich der Speicher verwendet. Eine Übersicht der Referenzfälle kann der **Tabelle 2** entnommen werden.

**Tabelle 2: Übersicht der Referenzfälle für Speichereinsatz (aus [4])**

Referenzfall		Leistung	Energie	Be- und Entladezeit	Zyklen pro Tag	Reaktionszeit
1	Saisonal / Großwetterlagen	500 MW	100 GWh	200 h	0,06	15 min
2. a	Lastausgleich im Übertragungsnetz	1 GW	8 GWh	8 h	1	Last < 5 min Leistung < 15 min
2. b						< 1 s
3	Peak Shaving im MS-Netz (a)	10 MW	40 MWh	4 h	2	< 1 s
4	Peak Shaving im NS-Netz (b)	100 kW	250 kWh	2,5 h	2	< 1 s

(a) MS – Mittelspannung; (b) NS – Niederspannung

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Speichereinsatzszenarien aus [4] knapp erläutert:

- **Fall 1 Langzeitspeicher**

Die Langzeitspeicherung mit weniger als einem Zyklus pro Woche soll den Ausgleich von Großwetterlagen und saisonalen Schwankungen abbilden. Mit einer elektrischen Leistung von 500 MW und einer Kapazität von 200 Volllaststunden (VLS) haben Langzeitspeicher auch das Potential thermische Kraftwerke für die Reservevorhaltung im Grundlasteinsatz nachhaltig zu ersetzen. Flexibilität spielt hier eine untergeordnete Rolle, trotz alledem ist bei einer Aktivierungszeit von 15 Minuten ein Einsatz in der Tertiärregelung und bei linearer Aktivierbarkeit ab 30 s sogar in der Sekundärregelung möglich [105].

- **Fall 2 a/b Lastausgleich im Übertragungsnetz**

Mit einem Zyklus pro Tag operiert der Speicher in Referenzfall 2 vergleichbar mit bereits bestehenden PSW oder CAES im Arbitragegeschäft. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist demnach von einer über den Tageslauf schwankenden Strompreisdifferenz abhängig. Bei einer geringeren VLS Anzahl von nur 2.920 h/a und einer hohen installierten Leistung spielen in diesem Speicherszenario Technologien mit günstigen Kosten pro Leistung [€/kW] eine wichtige Rolle.

Beide Szenarien decken die Anforderungen einer Tertiärregelung und Fall 2 b, mit einer geforderten Reaktionszeit von weniger als einer Sekunde, deckt darüber hinaus auch Anforderungen aus der Primär- und Sekundärregelung [105].

- **Fall 3 Peak Shaving im MV-Netz**

Dieser Referenzfall ist mit einem Speichersystem auf Stadtwerksebene, insbesondere für Peak Shaving vergleichbar. Mit einer Leistung von 10 MW über zweieinhalb Stunden kann ein derartiger Speicher aber auch in der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung arbeiten [105].

- **Fall 4. Peak Shaving im NS-Netz**

Fall 4 repräsentiert den Einsatz von EES im Niederspannungsnetz zum Kappen kurzzeitig auftretender Spannungsspitzen, wie etwa während der Mittagszeit durch extreme Einspeisungen aus PV-Anlagen.

### **3.3 Konkurrenzanalyse für Referenzeinsatz**

In dieser Arbeit werden nur stationäre, reversible Speicher berücksichtigt. Eine Speicherung der elektrischen Energie in Form von Wärme oder industriellen Produkten durch Lastmanagement wird demnach ungeachtet ihres energiewirtschaftlichen Potentials nicht berücksichtigt.

Betrachtete Konkurrenztechnologien sind eine Auswahl an bereits heute oder in absehbarer Zeit auf dem Markt verfügbaren Technologien. Hierbei werden zum einen die theoretische, auf technologischen Eigenschaften beruhende Tauglichkeit und zum anderen weitere Entscheidungseinflussparameter für einen praktischen Einsatz, wie Kostenstruktur gegenüber Konkurrenztechnologien, berücksichtigt.

Eine Übersicht der zum Vergleich herangezogenen EES wird in Abbildung 14 gegeben. Je nach Eigenschaften wird deren Tauglichkeit für einen Einsatz in den entsprechenden Referenzfällen mit einem Ampelsystem dargestellt.

Einsatzbereiche: Speichertechnologie:	Langzeit	Tageslastausgleich		Peak Shaving
		$T_{\text{reakt.}} < 300\text{s}$	$T_{\text{reakt.}} < 1\text{s}$	
P2G2P (Wasserstoff)	+	0	0	-
P2G2P (Methanisierung)	+	0	0	-
PSW	0	+	0	-
CAES	0	+	0	-
LAES	0	+	0	-
Lageenergiespeicher	+	+	0	-
Hubspeichersysteme	-	0	0	-
Schwungmassenspeicher	-	-	-	+
Superkondensator	-	-	-	+
SMES	-	-	-	+
Batteriespeicher	-	0	0	+

**Abbildung 14: Übersicht Konkurrenztechnologien und Eigenschaften**

- + steht hierbei für begünstigende Einsatzbedingungen, also gute technologische Eigenschaften hinsichtlich Reaktionszeit und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit aus aktueller Sicht.
- 0 stellt eine eingeschränkte Einsatztauglichkeit, wie etwa durch Regelung freier Last/Kapazität im Betrieb, Gruppierung mehrerer Speicher und erhöhte Konkurrenz aus technologischer und/oder wirtschaftlicher Sichtweise dar.
- steht für unvorteilhafte Bedingungen, starke wirtschaftliche Benachteiligung gegenüber Konkurrenztechnologien und/oder Untauglichkeit seitens Technologie und/oder praktischer Umsetzbarkeit (z.B. Kapazität, Leistung, Selbstentladerate, geographische Gegebenheiten in Deutschland, etc.).

Die Grundlage zur Erstellung der Übersichtstafel bilden die Veröffentlichungen [4], [6], [7], [28], [103], [107], [108], [109] und [110]. An dieser Stelle muss angemerkt werden, dass, auch wenn versucht wurde die verschiedenen Technologien objektiv zu vergleichen, diese vereinfachte quantitative Bewertung subjektiven Einflüssen unterliegt.

## 4 Techno-ökonomische Bewertungsmethodik

Die Speicherkostenberechnung für LIQHYSMES in den ausgewählten Szenarien wird in Anlehnung an die VDE-Studie [4] durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen.

Hierfür wird der Hybridspeicher entsprechend den Anforderungen aus den Referenzfällen, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, und der Ergebnisse aus Kapitel 2.1 im Berechnungsmodell dimensioniert.

Ermittelt werden die speicherspezifischen Gesamtkosten pro Energieeinheit  $K_{spez}$ , die vom Speicher zur Verfügung gestellt wird, in Eurocent pro kWh [€ct/kWh].

Diese Kennzahl wird mit der Annuitätenmethode ermittelt und dient als Vergleichsgrundlage verschiedener Energiespeicher unter identischen Einsatzbedingungen und dabei verwendeten kostenrelevanten Rahmenbedingungen.

### 4.1 Annuitätische Vollkostenrechnung

Die speicherspezifischen Gesamtkosten pro vom EES gelieferter Energieeinheit werden nach der Annuitätenmethode bestimmt [111]. Die Ergebnisse dieser Methode werden vor allem für Investitionsanlagen mit hohen Anfangsinvestitionen typischerweise stark von dem zugrunde liegenden Annuitätenfaktor (ANF) bestimmt, welcher in der Praxis vor allem durch die Renditeerwartungen des Investors geprägt ist.

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit berechnete Annuität  $a$ , siehe Formel (12), stellt einen konstanten Betrag dar, welcher über den gesamten Betrachtungszeitraum  $n$  pro Periode  $t$  mindestens erwirtschaftet werden muss, um alle mit dem Investitionsvorhaben verbundenen Kosten zu kompensieren.

Annuität:

$$a = \frac{C_0^-}{\sum_{t=0}^n \frac{1}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

mit:  $i$  = Kalkulationszinssatz

Die Annuitätenmethode basiert auf den Ergebnissen der Kapitalwertmethode. Der Kapitalwert  $C_0$  entspricht dabei der Summe aller Barwerte  $BW$  eines Gesamtinvestitionsvorhabens über die Lebenszeit und stellt, unter Herannahme der negativen

Barwerte  $BW$  aller Einzelperioden, eine repräsentative Auszahlung zu Beginn des Investitionszeitraums dar.

Die Annuität stellt den ermittelten negativen Kapitalwert  $C_0^-$  wiederum unter Berücksichtigung des ANF als Auszahlungen gleicher Höhe gleichmäßig über den Betrachtungshorizont, in diesem Falle die Lebensdauer der Anlage, dar.

Der negative Kapitalwert entspricht hierbei der Summe aller negativen Barwerte, also aller diskontierten Auszahlungen über den gesamten Betrachtungshorizont, siehe Formel (13).

Negativer Kapitalwert:

$$C_0^- = \sum_{t=0}^n \frac{BW_t^-}{(1+i)^t} \quad (13)$$

mit  $t =$  eine Periode zwischen 0 und  $n$

Die negativen Barwerte entsprechen hierbei einer Aufsummierung aller Auszahlungen  $c_t$  einer Periode  $t$ , typischerweise eines Jahres, unter Berücksichtigung einer jährlichen Abzinsung gemäß Kalkulationszinssatz  $i$  von in der Zukunft liegenden Zahlungen, siehe Formel (14).

Negativer Barwert:

$$BW_0^- = \sum_{t=0}^n \frac{c_t}{(1+i)^t} \quad (14)$$

mit  $t =$  Zeitpunkt innerhalb einer Periode  $n$

Zur Berechnung der speicherbedingten Durchschnittskosten pro kWh  $K_{spez}$  wird die Annuität  $a$  in Euro durch die Jahresstromproduktion in kWh  $E_{el(n)}$  geteilt, siehe (15).

Speicherspezifische Kosten:

$$K_{spez} = \frac{a}{E_{el(n)}} \quad (15)$$

Eine Übersicht der im Berechnungsmodell berücksichtigten, relevanten Kenngrößen zur Berechnung von  $K_{spez}$  mit Rücksicht auf gewählte Technologien und Einsatzbedingungen nach der Annuitätenmethode gemäß [4] sind in **Anhang 2** gegeben.

Eine Übersichtstabelle zu verwendeten Rahmenbedingungen befindet sich in **Anhang 7**.

## 4.2 Berechnungsmodell auf Excel-Basis

Das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Berechnungsmodell basiert auf Excel und ermöglicht neben der Ermittlung und Analyse von unterschiedlichen Kostenstellen und -strukturen auch einen Einblick in den aktuellen Zustand der Anlage, was unter anderem die Anzahl der Module, Degradationsstatus, Restlebenszeit und Gesamtwirkungsgrad betrifft.

Das Modell ermöglicht in jedem Referenzfall eine Auswahl von jeweils drei Datensätzen zu jeder einzelnen Komponente, als auch zu gewünschten Rahmenbedingungen. Die Auswahl beinhaltet sowohl technische als auch wirtschaftliche Inputparameter und wirkt sich entsprechend auf die Gesamtpomance und die daraus resultierenden Speicherkosten aus. Darüber hinaus bietet es die Möglichkeit eigene Daten in einen dafür vorgesehenen freien Fall einzugeben und somit eine umfangreiche Sensitivitätsanalyse durchzuführen.

Eine Übersicht der im Berechnungsmodell zur Verfügung stehenden Eingangswerte und dargestellten Ergebnisse wird in Abbildung 15 gegeben.

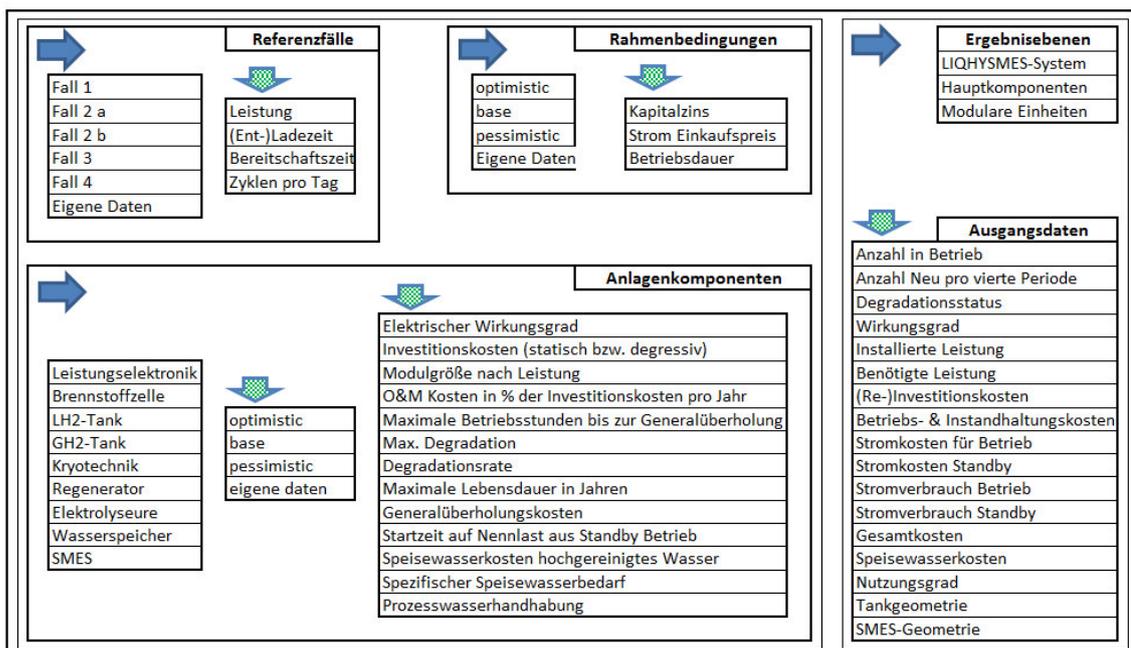


Abbildung 15: Auswahlkriterien im Berechnungsmodell

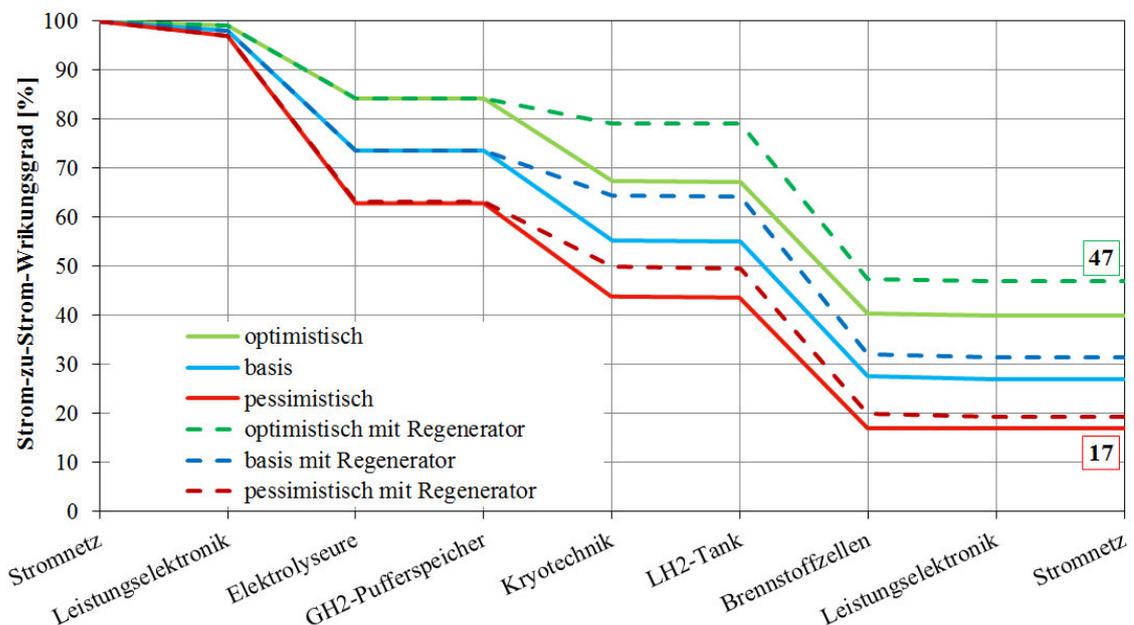
Zur Vereinfachung wurden nicht alle Auswahlmöglichkeiten aufgetragen. Alle Optionen, die mit einem vertikalen Pfeil markiert sind, lassen sich dabei mit jeder einzelnen vorhergegangenen Auswahlmöglichkeit kombinieren. Die waagrechten Pfeile markieren die Bezugshierarchie zwischen den in Boxen getrennten Entscheidungsebenen, wobei sich jede vorhergegangene Auswahl auf die nachfolgenden auswirkt.

## 5 Ergebnisse LIQHYSMES

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus Literaturrecherche und Berechnungen dargestellt. Unter technologiespezifischen Ergebnissen verstehen sich dabei einsatzunabhängige Eigenschaften der Speichertechnologie, aus welchen sich bereits potentielle Einsatzkriterien ableiten lassen. In der anwendungsorientierten Bewertung werden die Ergebnisse der Kostenrechnung in den Referenzfällen dargestellt und untereinander verglichen. Im angeschlossenen techno-ökonomischen Benchmark werden die ermittelten spezifischen Speicherkosten pro kWh Strom im Vergleich zu den Werten anderer Technologien aus dem VDE-Speicherreport dargestellt. In einer Sensitivitätsanalyse werden unterschiedliche Einflussparameter variiert, um deren tendenzielle Auswirkungen auf die Gesamtperformance aufzuzeigen.

### 5.1 Technologiespezifische Analyse

Auf Basis der getroffenen Annahmen lassen sich, wie in Abbildung 16 erkennbar, Strom-zu-Strom-Umwandlungswirkungsgrade über den Wasserstoffpfad zwischen 17 % unter pessimistischen und 47 % unter optimistischen Annahmen ableiten.



**Abbildung 16: Bandbreite Strom-zu-Strom-Wirkungsgradkette LIQHY-Pfad**

Die Werte repräsentieren wie viel Prozent des elektrischen Stroms aus dem Netz diesem wieder zur Verfügung gestellt werden kann. Der Vergleich mit Ergebnissen aus der

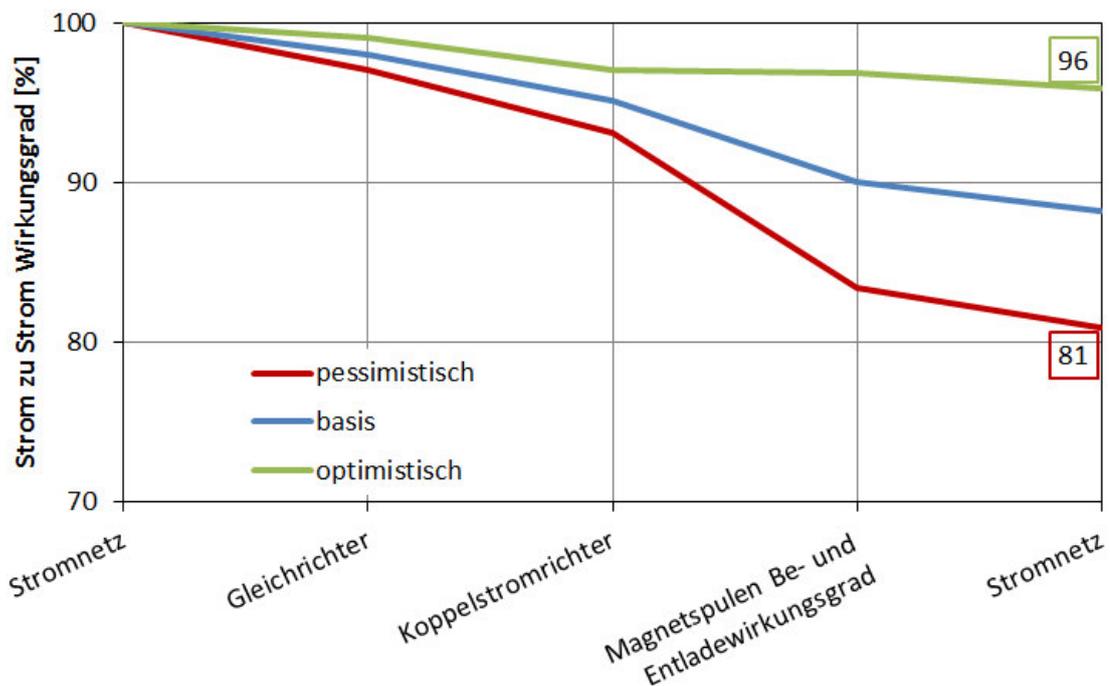
Literatur zu Gesamtwirkungsgraden für Energiespeicher auf Basis von Wasserstoff zeigt ähnliche Werte, so etwa bei [5] mit 47 % und bei [4] und [103] mit etwa 40 %.

Die pessimistische Betrachtung setzt sich hierbei aus einer Kombination der jeweils unvorteilhafteren Umwandlungswirkungsgrade zusammen und berücksichtigt keinen Regeneratoreinsatz. Demnach stellt die optimistische Betrachtung eine Verkettung der jeweils vorteilhafteren Umwandlungswirkungsgrade und einen Regeneratoreinsatz mit 70 %igem Kältereaktionspotential dar.

Die Werte in Abbildung 16 beziehen sich einzig auf eine vollständige Kette aller Umwandlungsprozesse inklusive elektrischer Ein- und Ausspeicherung und berücksichtigen keine Standby-Verluste der Speicherung. Dementsprechend nehmen die in Abbildung 16 angegebenen Wirkungsgrade mit der Dauer der Speicherung entsprechend der elektrischen Standby-Leistungen aller Komponenten und des Wärme-eintrages in den LH<sub>2</sub>-Speicher ab.

So kann sich der Gesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit der zugrunde liegenden technischen Annahmen durch benötigte Standby-Leistungen trotz einer nur moderaten Selbstentladung von 0,02 – 0,06 %/d bei einer Speicherdauer von 24 Stunden um das ein- bis dreifache verringern.

Für die Speicherung im SMES-System ergibt sich gemäß Abbildung 17 eine Effizienz von 81 % bis 96 %. Der Energiebedarf zur Kühlung des SMES ist hierbei der Bilanz des Wasserstoffkreislaufs zugeschrieben. Wird ein SMES als alleinstehender Speicher und nicht als Hybrid eingesetzt, so sind die Aufwendungen der Kältetechnik zusätzlich zu berücksichtigen.



**Abbildung 17: Bandbreite Strom-zu-Strom-Wirkungsgradkette SMES**

Die in Abbildung 17 präsentierten Gesamtwirkungsgrade repräsentieren ebenfalls nur einen Betrieb mit ständigem Lastwechsel, ohne Rücksicht auf Selbstentladung und Standby-Leistungen in Bereitschaft. Der Einfluss der Selbstentladung ist dabei bei der Speicherung über längere Zeiträume von mehreren Stunden oder Tagen mit einer Reduzierung des Wirkungsgrades von 0,1 – 1,0 %/d relativ gering im Vergleich zu dem der Standby-Leistung. Diese kann mit 1 – 2 % bezüglich der Nennleistung in Abhängigkeit des Verhältnisses von Leistung und Energie zu drastischen Wirkungsgradeinbußen führen.

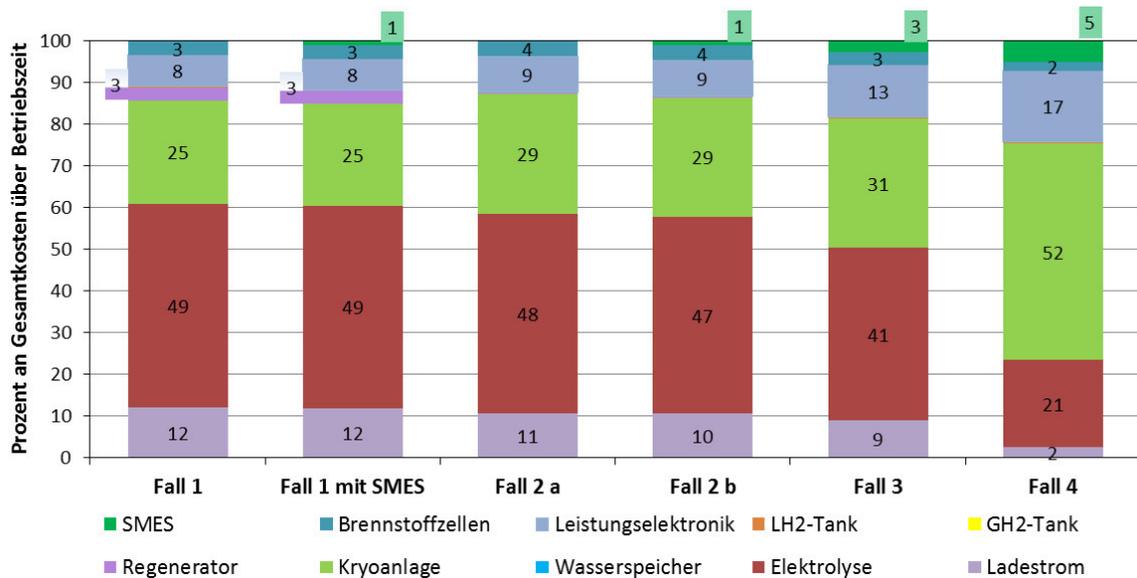
So wird beispielsweise bei einem Verhältnis von 1 GW zu 30 GJ bei einer Standby-Leistung von 1 % innerhalb von 50 Minuten so viel Energie verbraucht, wie in der Spule gespeichert ist. Das entspräche bei Deckung der Standby-Leistung über das Netz einer Halbierung des Gesamtwirkungsgrades von beispielsweise 90 % auf 45 %. Noch deutlicher wird die Thematik bei Betrachtung einer Speicherperiode über 24 Stunden, wobei unter selben Bedingungen trotz einer nur sehr geringen Selbstentladung von 0,1 -1,0 % der Gesamtwirkungsgrad auf etwa 3 % sinken würde.

Entspricht die Dimensionierung des SMES der zu erbringenden Leistung der Brennstoffzelle, so ist eine positive wie negative Reaktionszeit des Hybridspeichers im Millisekundenbereich möglich. Der SMES wird dann durch Hochfahren der Elektrolyseure bzw. Brennstoffzellen fließend entlastet, bis die wasserstoffbasierenden Speicherkomponenten die gesamte geforderte Leistung oder Last bereitstellen.

Im Betrieb können Last und Leistung der H<sub>2</sub>-Komponenten ebenfalls mit hoher Dynamik variiert werden, wobei der SMES optional für anderweitige Systemdienstleistungen zur Verfügung steht. Durch sein positives Verhältnis zwischen möglicher Leistung und speicherbarer Energie kann der SMES kurzzeitig deutlich höhere Leistungen bzw. Lasten bereitstellen als jene, die zur Überbrückung der Startvorgänge der H<sub>2</sub>-Komponenten benötigt werden.

## 5.2 Anwendungsorientierte Bewertung

Die prozentuale Gesamtkostenverteilung auf die Hauptkomponenten von LIQHYSMES über eine Betriebszeit von 30 Jahren gemäß Referenzfall 1 bis 4, sowie Referenzfall 1 inklusive SMES und unter Annahme der Basis-Rahmenbedingungen, siehe **Anhang 7**, wird in Abbildung 18 dargestellt. Eine Übersicht der Gesamtkostenverteilung unter optimistischen, Basis- und pessimistischen Annahmen befinden sich in **Anhang 8**.



**Abbildung 18: Prozentualer Gesamtkostenanteil der Hauptkomponenten über die gesamte Betriebszeit in den Referenzfällen**

Die Differenz zwischen 100 % und der Summe aller angegebenen prozentualen Kosten in Abbildung 18 erklärt sich durch die Kostenstellen, die weniger als 1 % zu den Gesamtkosten beitragen und deshalb keine entsprechende Beschriftung tragen.

Bei Betrieb des Speichers in den Fällen 1 bis 3 stellt die Elektrolyse unter gegebenen Annahmen den dominierenden Kostenblock mit bis zu 49 % der Gesamtkosten in der Langzeitspeicherung, Fall 1, dar. Auf Grund der niedrigen Anforderungen an die Reaktionszeit wird in den Referenzfällen 1 und 2 a kein SMES in den Kosten berücksichtigt. Der direkte Vergleich der Kostenverteilungen zwischen Referenzfall 2 a und 2 b, welche sich lediglich durch die geforderte Antwortzeit unterscheiden, als auch zwischen Fall 1 und Fall 1 mit SMES zeigt, dass die Kosten des SMES unter den gewählten Einsatzbedingungen lediglich 1 % der Gesamtkosten ausmachen.

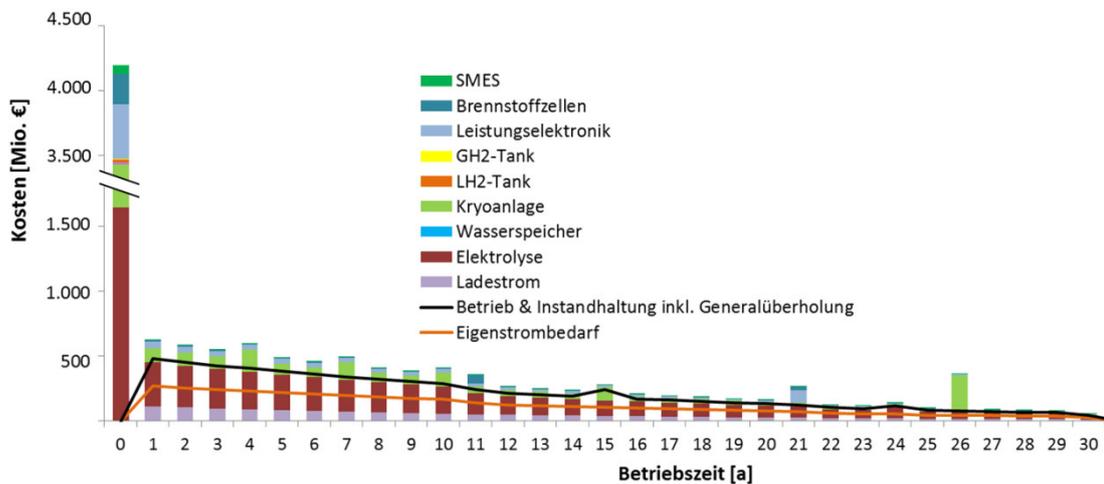
Der zweitgrößte Kostenfaktor entsteht durch die Wasserstoffverflüssigung, mit 25 % in der Langzeitspeicherung und 29 % im Tageslastausgleich. Die Kosten der Verflüssigungsanlage nehmen mit sinkender Betriebsstundenzahl und steigendem Verhältnis von Leistung pro Speicherkapazität zu. In Fall 4 nimmt die Verflüssigungsanlage sogar 52 % der Gesamtkosten ein, was sich neben zuvor genannten Faktoren hauptsächlich durch die modulbedingte Überkapazität und hohen Standby-Leistungen erklärt. Die elektrische Leistung der Kryoanlage in Fall 4 orientiert sich an der Mindestkapazität von 150 l/h, gemäß Produktangebot der Linde AG [112]. Ganz deutlich wird das Kostenpotential des Regenerators, welcher im Fall 1 mit 3 % der Gesamtkosten etwa 12 % der Kosten im Vergleich zur Verflüssigungsanlage verursacht, die Kosten der Verflüssigungsanlage jedoch halbiert. In den Referenzfällen 2 – 4 sinken die anteiligen Kosten des Regenerators sogar unter ein Prozent.

Auch die Leistungselektronik stellt mit 7 – 8 % in den Fällen 1 und 2 einen bedeutenden Kostenfaktor dar. Bei den kleineren Anlagen in Fall 3 und 4 nimmt sie sogar einen Anteil von 12 – 17 % ein. Der Kostenanteil der Brennstoffzellen liegt in den Fällen 1 bis 3 relativ konstant bei 3 % und im Referenzfall 4 tragen die Wasserstoffrückverstromungsanlagen nur zwei Prozent zu den Gesamtkosten bei.

Die eigentliche Speichereinheit, der LH<sub>2</sub>-Tank, trägt in allen Einsatzbereichen weniger als 1 % zu den Gesamtkosten bei. Der direkte Vergleich zwischen Fall 2 a und 2 b zeigt jedoch, dass das geforderte Mehrvolumen zur Positionierung eines S1-SMES unter Berücksichtigung der kompakteren 4 Tesla-Variante zu einer Vervierfachung der tank-spezifischen Kosten führt. Wird ein Betrieb des SMES mit nur 2 T gefordert, so steigen die tankspezifischen Kosten in Bezug auf das entsprechend größere Volumen sogar auf das 20-fache der SMES-freien Variante gemäß Fall 2 a. In den Fällen 2 und 3 ergeben sich vergleichbare Gesamtkosten für beide SMES-Varianten. Die höheren Tankkosten bei einer maximalen Magnetfeldstärke von 2 T werden durch den kostengünstigeren SMES kompensiert.

Sowohl der GH<sub>2</sub>-Pufferspeicher als auch der Prozesswasserspeicher für die Elektrolyse spielen mit insgesamt weniger als einem Prozent eine untergeordnete Rolle.

Eine Darstellung der typischen Gesamtkostenstruktur eines LIQHYSMES, aufgeschlüsselt in seine Hauptkomponenten, ist in Abbildung 19 gegeben.



**Abbildung 19: Gesamtkostenverlauf über Betriebszeitraum nach Speicher-komponenten in Fall 2 b**

Abbildung 19 zeigt den Gesamtkostenverlauf des LIQHYSMES bei Betrieb nach Referenzfall 2 b über einen Zeitraum von 30 Jahren und unter Annahme eines Kapitalzins-satzes von 8 %. Die verwendeten Daten entsprechen der Basis-Betrachtung, identisch zur Übersicht der prozentualen Gesamtkostenverteilung gemäß Abbildung 18. Als Hauptcharakteristiken sind die hohen Anfangsinvestitionen zu erwähnen, wobei

degradationsbedingte Anlagenerweiterungs- und Ersatzinvestitionen als verhältnismäßig moderat bezeichnet werden können. Der Gesamtkostenverlauf für die Fälle 1 bis 4 unter pessimistischen, Basis- und optimistischen Annahmen befindet sich zum Vergleich in **Anhang 9**.

Die gestapelten Balken beinhalten die jeweiligen Gesamtkosten der einzelnen Hauptkomponenten, wobei die Gesamtkosten für Stromeinkauf und Betrieb & Instandhaltung nochmals durch gestapelte Linien hervorgehoben werden. Den größten Betriebskostenbeitrag stellen die Elektrolyseure dar, gefolgt von den Kryoanlagen, was sich durch den gesamtwirkungsgradbedingt hohen Kapazitäts- und entsprechenden Ladestrombedarf erklärt. Hierbei ist zu erwähnen, dass im Gegensatz zu den Elektrolyseuren der Stromverbrauch der Kryoanlagen zu über 40 % durch die hohen Standby-Leistungen und -Zeiten bedingt ist.

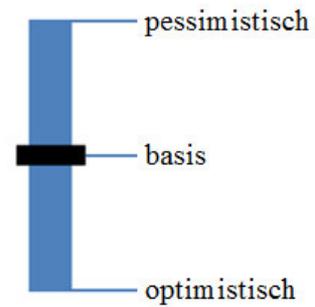
Generell wird festgestellt, dass die Kosten für Betrieb & Instandhaltung wie auch Generalüberholungen (Stromkosten ausgeschlossen) eine untergeordnete Rolle spielen.

### **5.3 Techno-ökonomisches Benchmarking**

Dargestellt werden die ermittelten speicherspezifischen Kosten in €ct pro ans Netz gelieferter kWh von LIQHYSMES in den unterschiedlichen Speichereinsatzszenarien Fall 1 bis 4 in Bandbreiten gemäß pessimistischer, Basis- und optimistischer Betrachtungen. Gemäß den Anforderungen aus den Referenzfällen wurden die Speicher für Fall 1 und Fall 2 a ohne SMES und die Fälle 2 b, 3 und 4 mit SMES ausgelegt und berechnet. Die Fälle zeichnen sich jeweils durch eine entsprechende Kombination der Eingangswerte aus, wobei sich zum Beispiel der pessimistische Fall durch Kombination von jeweils höheren Kosten und tendenziell schlechteren technologischen Eigenschaften errechnet.

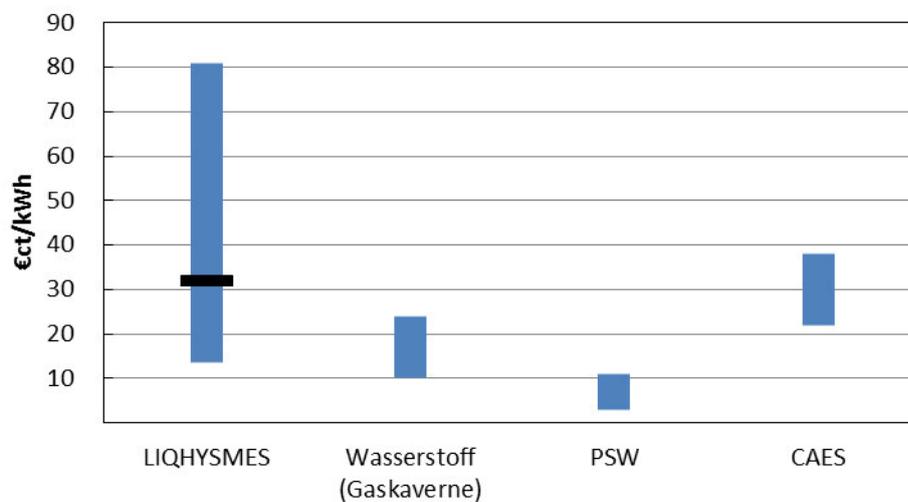
Die Ergebnisse werden verglichen mit Konkurrenztechnologien auf Basis der Daten aus der VDE-Studie [4]. Dieser Vergleich dient lediglich als erste Orientierung, da unter anderem aufgrund der nur unvollständigen Veröffentlichung der in [4] zur Berechnung verwendeten Daten keine absolute Vergleichbarkeit garantiert werden kann. Die Ergebnisse der Gesamtkostenrechnung für LIQHYSMES basieren auf theoretisch ermittelter Kostenbasis, welche ausschließlich Einflussparameter, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, berücksichtigt. Darüber hinaus wird bei den Berechnungen zu LIQHYSMES, im Gegensatz zu den Werten aus der VDE-Studie, kein Restwert der im Laufe der Betriebszeit ausgetauschten Anlagen berücksichtigt, was zu einer tendenziell schlechteren Bewertung von LIQHYSMES führt. Für eine genauere Bewertung der LIQHYSMES-Technologie ist dies in weiteren Arbeiten noch durchzuführen.

Die Bandbreite ermittelter Kosten variiert in Abhängigkeit zugrunde liegender technischer und wirtschaftlicher Annahmen unter gleich bleibenden Rahmenbedingungen. Die Obergrenze entspricht demnach einer Kombination aller pessimistischen und die Untergrenze aller optimistischen Betrachtungsweisen. Der Streifen dazwischen markiert den Basis-Fall, wie in Kapitel 5.2 und Abbildung 20 beschrieben.



**Abbildung 20: Legende für Bandbreiten von  $K_{spez}$**

Eine Übersicht der verwendeten Eingangswerte befindet sich in **Anhang 10**.

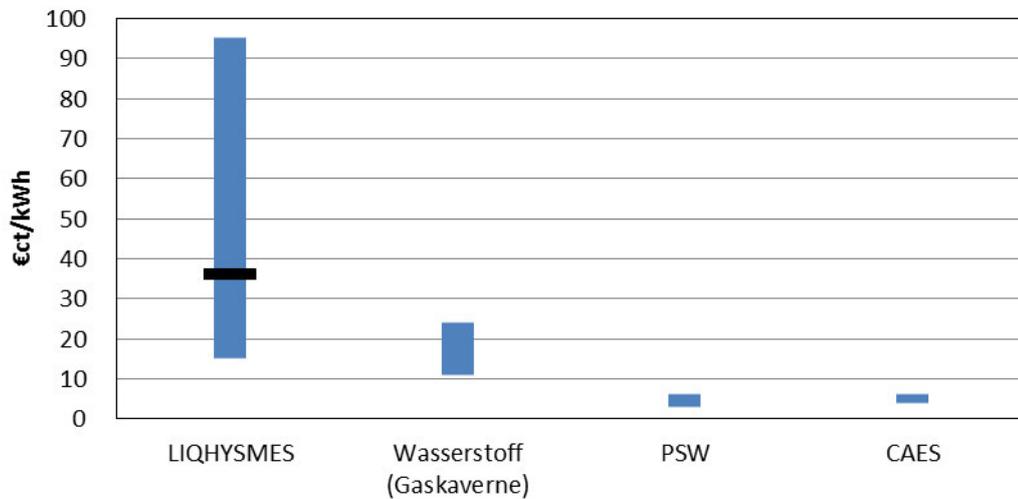


**Abbildung 21: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 1**

Die vergleichsweise niedrigsten Kosten mit  $K_{spez}$  von 32 €/ct/kWh im Basis-Fall lassen sich hierbei für die Langzeitspeicherung erkennen, siehe Abbildung 21. Damit befinden sich die Speicherkosten für LIQHYSMES in dieser Anwendung im mittleren Kostenbereich dessen, was laut VDE-Studie für CAES ermittelt wurde. Auf Basis günstiger Annahmen zu Kosten und Betriebseigenschaften der Komponenten zeichnet sich ein Kosteneinsparpotential von über 50 % ab, wodurch sich eine Reduzierung auf 14 €/ct/kWh errechnet. Unter diesen Voraussetzungen sind die Kosten der Flüssigwasserstoffspeicherung vergleichbar mit der Druckgasspeicherung in Kavernen. Unerreicht bleiben jedoch die im Vergleich zu allen EES-Technologien sehr niedrigen Kosten der PSW, die laut VDE-Studie abhängig vom Standort zwischen 3 €/ct/kWh und 11 €/ct/kWh liegen.

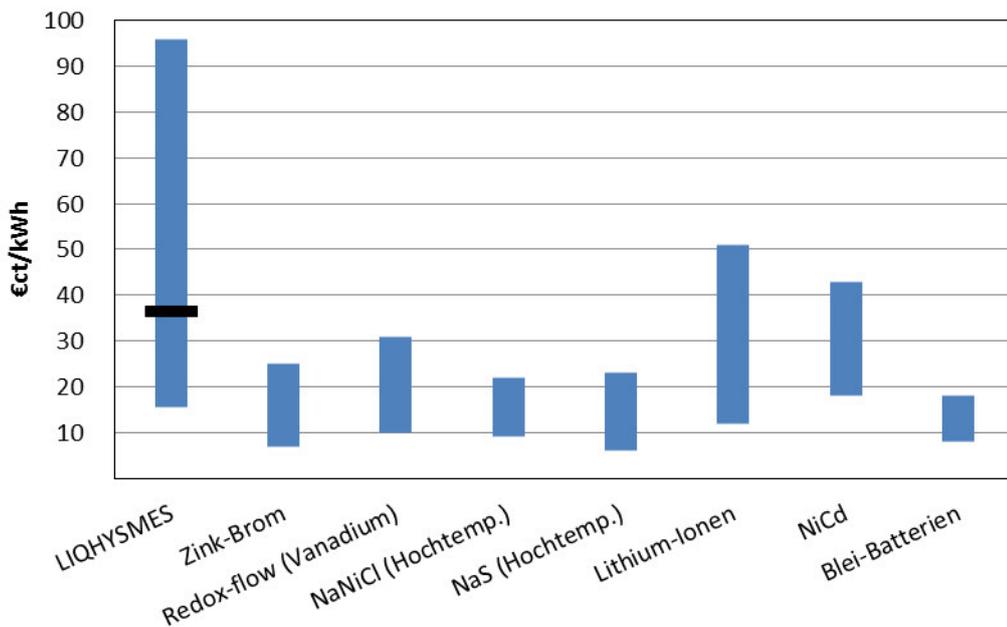
Bei Speicherbetrieb im Lastausgleich, gemäß Fall 2 a und 2 b, werden die Mehrkosten durch Hybridbetrieb zum schnelleren Start der Gesamtanlage mittels SMES im direkten Vergleich zu Wasserstoff als alleinstehendes Speichermedium untersucht. Hierbei kann festgestellt werden, dass die Investitionskosten wie auch die Betriebskosten über die

gesamte Betriebszeit in Anbetracht der dominierenden Kosten der wasserstoffbasierten Speicherkomponenten eine untergeordnete Rolle spielen. Abbildung 22 zeigt die spezifischen Speicherkosten bei Betrieb in Referenzfall 2 a ohne SMES.



**Abbildung 22: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 2 a**

Mit 36 €/kWh unter Basis-Annahmen liegen die Kosten für LIQHYSMES im Lastausgleich deutlich über denen seiner betrachteten Konkurrenztechnologien. Unter Berücksichtigung von begünstigenden Annahmen zu technologischen Fähigkeiten und Kosten aller Hauptkomponenten errechnen sich  $K_{spez}$  von 15 €/kWh. Mit diesen Werten zeigt sich ein Potential, in den mittleren Kostenbereich der Wasserstoffkavernenspeicherung zu gelangen. PSW mit 3 – 6 €/kWh und CAES mit 4 – 6 €/kWh sind unter diesen Voraussetzungen jedoch um ein Vielfaches günstiger.



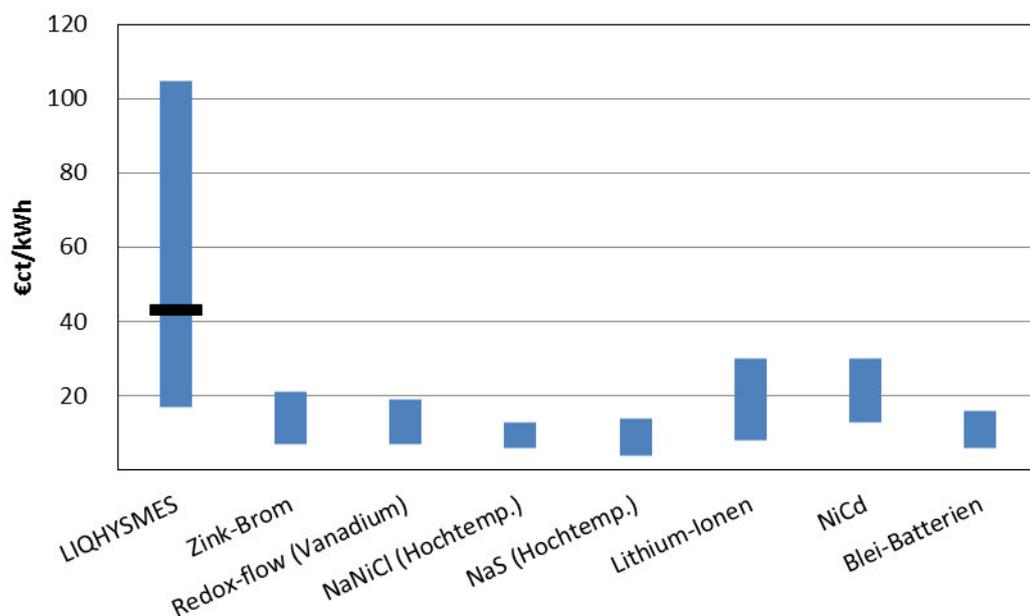
**Abbildung 23: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 2 b**

Abbildung 23 zeigt die spezifischen Kosten für LIQHYSMES im Referenzfall 2 b, einem Lastausgleich mit Reaktionszeiten für Last und Leistung von weniger als einer Sekunde. Mit 36 €/kWh liegen die Kosten in der Basis-Betrachtung trotz Zusatzinvestitionen für den SMES und Mehrkosten für einen größeren LH<sub>2</sub>-Tank annähernd gleich zu den Kosten in Referenzfall 2 a.

Die erhöhten Ansprüche an die Antwortzeit führen zu einer Verschiebung der Konkurrenztechnologien, weg von mechanischen und chemischen Großspeichern hin zu modularen Batterietechnologien, was zu einer für LIQHYSMES vorteilhafteren Kostenpositionierung führt. Unter Basis-Bedingungen liegen die Kosten in einem mit Lithium-Ionen- und NiCd-Batterien vergleichbaren Bereich.

Bei Betrachtung unter optimistischen Voraussetzungen zeigt sich bei 15 €/kWh eine potentielle kostenmäßige Konkurrenzfähigkeit mit fast allen in der VDE-Studie betrachteten Konkurrenztechnologien im Referenzfall 2 b.

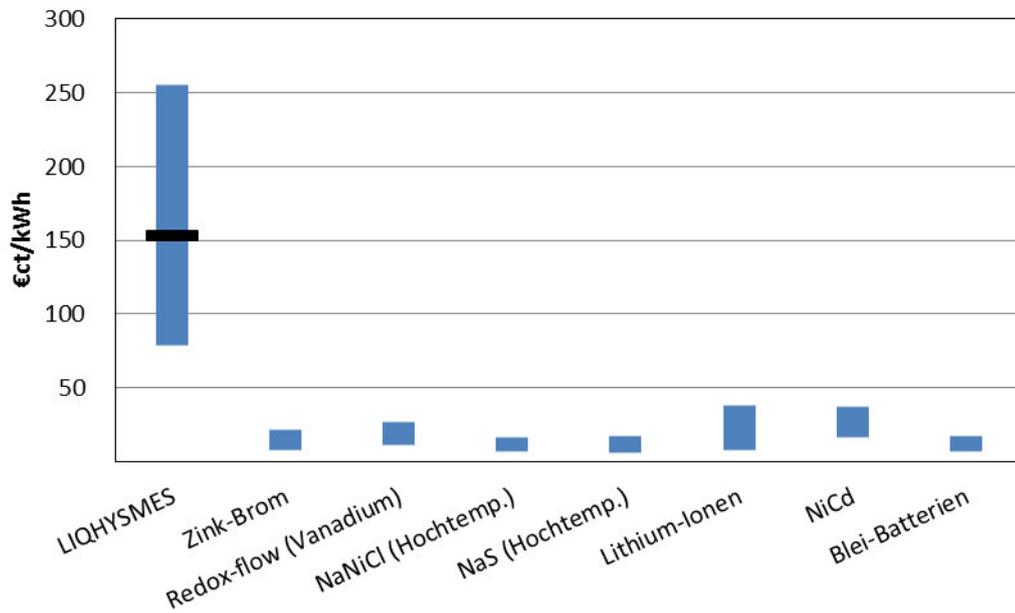
Tendenziell ist ein Trend von zunehmenden Kosten bei abnehmenden Speicherkapazitäten festzustellen.



**Abbildung 24: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 3**

So zeigt sich für den Einsatz zum Peak Shaving im Mittelspannungsnetz gemäß Referenzfall 3 mit nur noch einem Zwanzigstel der geforderten Speicherkapazität im Verhältnis zum Tageslastausgleich ein Anstieg der spezifischen Kosten im Basis-Fall um 7 €ct auf 43 €/kWh, siehe Abbildung 24. In dieser Größenordnung liegt LIQHYSMES deutlich über den Kostenbereichen seiner Konkurrenten und kann auch unter begünstigenden Bedingungen nur in den Kostenrahmen von Lithium-Ionen- und Blei-Batterien stoßen.

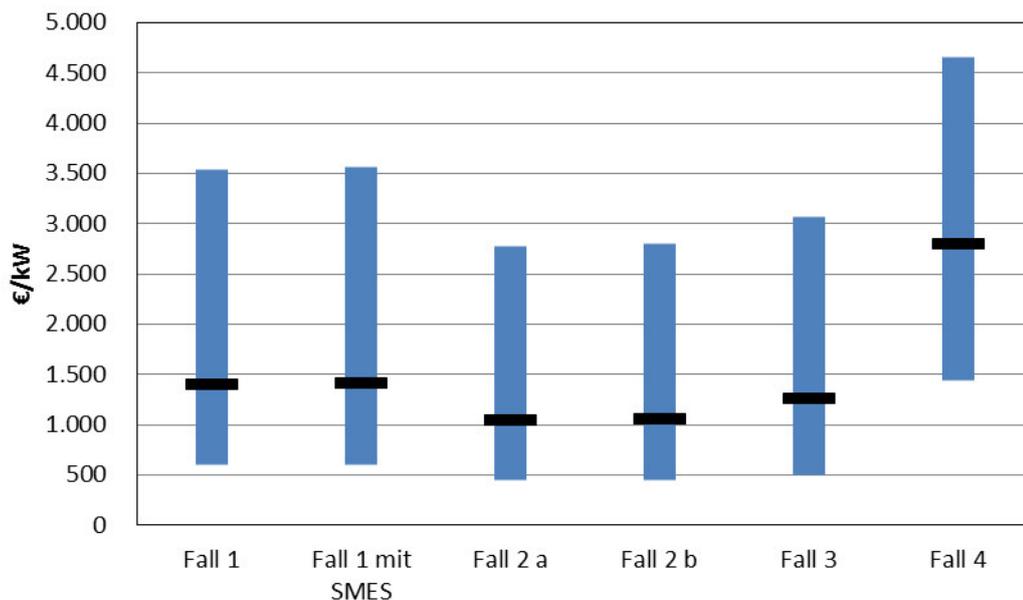
Sehr deutlich wird dieser Trend bei Betrachtung der ermittelten Kosten für Referenzfall 4 zum Peak Shaving im Niederspannungsnetz mit einer geforderten Leistung von lediglich 100 kW, siehe Abbildung 25.



**Abbildung 25: Bandbreite der spezifischen Kosten für Referenzfall 4**

Mit über 1,53 €/kWh im Basis-Fall und 79 €/kWh unter begünstigenden Voraussetzungen liegen die Kosten für LIQHYSMES um ein Vielfaches über den Kosten der Batteriespeicher.

Eine Übersicht der spezifischen Kosten pro installierter Leistung von LIQHYSMES wird in Abbildung 26 gegeben.



**Abbildung 26: Spezifische Kosten pro installierter Leistung**

Die Bandbreiten in Euro pro kW entstammen, wie auch sie spezifischen Kosten pro kWh, Berechnungen unter pessimistischen, Basis- und optimistischen Annahmen.

In Abbildung 26 ist erkennbar, dass sich unter betrachteten Einsatzszenarien und getroffenen Annahmen die niedrigsten leistungsspezifischen Kosten im Tageslastausgleich mit etwa 1.050 €/kW unter Basis- und 450 €/kW unter optimistischen Annahmen ergeben. Für Referenzfall 4 errechnen sich, wie auch bei  $K_{spez}$ , die höchsten Kosten mit 2.800 €/kW unter Basis-Annahmen und bis über 4.650 €/kW gemäß einer pessimistischen Betrachtung. Für den vielversprechendsten Referenzfall bzgl. der speicherspezifischen Kosten, Fall 1 zum Ausgleich von Großwetterlagen, ergeben sich leistungsspezifische Kosten zwischen 600 €/kW und 3.550 €/kW, mit einem Wert von etwa 1.400 €/kW im Basis-Fall.

## 5.4 Sensitivitätsanalyse

Gemäß der Vielfalt an unterschiedlichen Speicherkomponenten und in Anbetracht der hohen Anzahl an zur Verfügung stehenden Einflussparametern, siehe Auswahlmöglichkeiten im Berechnungsmodell, Abbildung 15, Seite 44, verlangt das System LIQHYSMES zur Identifizierung von relevanten Optimierungsansätzen nach einer umfangreichen Sensitivitätsanalyse. Durch Berechnung der spezifischen Kosten unter Kombination aller optimistischen bzw. pessimistischen Annahmen zu Kosten und technologischen Möglichkeiten, siehe Kapitel 5.3 Techno-ökonomisches Benchmarking, sind bereits die Extremwerte der Gesamtkosten abgebildet.

Der jeweilige Einfluss durch Variation aller einzelnen Eingangswerte wird damit jedoch nicht wiedergegeben, was es zur Identifizierung sensibler Faktoren zu untersuchen gilt.

Im Umfang dieser Arbeit können jedoch nicht alle Parameter untersucht werden. In Anbetracht der Forschungsaktivitäten des ITEP (Erfinder des LIQHYSMES-Konzeptes) im Bereich der Kältetechnik und supraleitenden Magnetspulenspeichern wird bei der Sensitivitätsanalyse ein Schwerpunkt auf folgende Faktoren gesetzt, auf welche auch ein Einfluss Seitens des ITEP möglich ist:

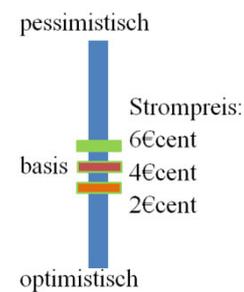
- Variation der Rahmenbedingungen
- Regeneratoreinsatz
- Kombiniertes Speichereinsatz durch Zusatzdienstleistung des SMES

## • Variation der Rahmenbedingungen

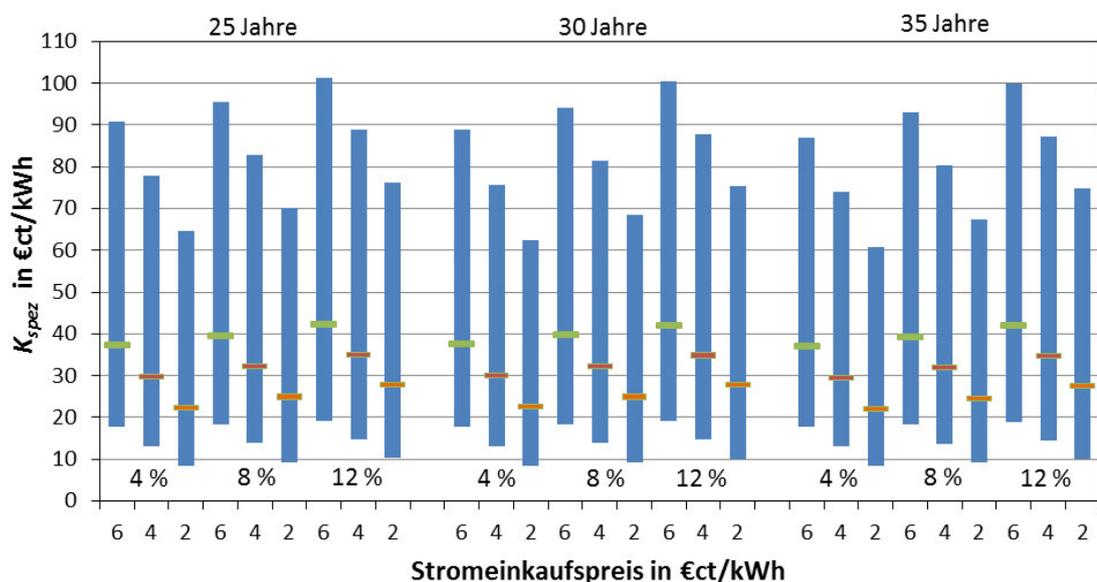
Basis für alle Untersuchungen im Zuge der Sensitivitätsanalyse stellt eine Dimensionierung gemäß Referenzfall 1 inklusive eines SMES. Fall 1 stellt die kostenmäßig vielversprechendste aller untersuchten Einsatzmöglichkeiten dar und ist durch Verbau eines SMES auch zu einer Reaktionszeit gemäß Referenzfall 2 b fähig.

Durch Variation der Rahmenbedingungen wird der technologieunabhängige Einfluss des Umfeldes untersucht, in welchem LIQHYSMES betrieben wird. Untersucht wird aus Vergleichsgründen wiederum Referenzfall 2 a, unter Variation des Kapitalzinssatzes, des Stromeinkaufspreises und der Betriebszeit. Eine Übersicht der variierten Einflussfaktoren befindet sich **Anhang 7**.

Die Bandbreite der spezifischen Speicherkosten in Abhängigkeit der variierten Rahmenbedingungen wird in Abbildung 28 dargestellt. Die Obergrenze ergibt sich jeweils aus den pessimistischen und die Untergrenze aus den optimistischen Annahmen. Der Streifen dazwischen markiert den jeweiligen Base-Fall, wie in Kapitel 5.2 beschrieben und in Abbildung 27 dargestellt.



**Abbildung 27: Legende  $K_{spez}$  in Abb. der Rahmenbedingungen**



**Abbildung 28:  $K_{spez}$  in Abh. von Stromeinkaufspreis, Zinssatz und Betriebszeit**

Aus Abbildung 28 geht hervor, dass der Preis des Ladestroms unter allen untersuchten Annahmen den größten Einfluss auf die spezifischen Speicherkosten hat. Liegt  $K_{spez}$  bei einem Strompreis von 4 €/kWh im Basisfall, Betriebszeit 30 Jahre und Zinssatz 8 %,

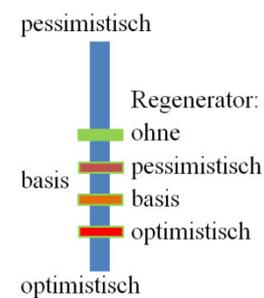
bei 32 €/kWh, so steigt bzw. sinkt dieser Wert um etwa 7 €ct durch Veränderung des Ladestrompreises um  $\pm 2$  €/kWh. Auch der Kalkulationszinssatz hat einen deutlichen Einfluss auf die Speicherkosten, so zeigt eine Variation des Basiswertes von 8 % um  $\pm 4$  % unter gleicher Betriebszeit von 30 Jahren und Ladestromkosten von 4 €/kWh, dass  $K_{spez}$  bei Steigerung des Zinssatzes um 4 % um 3 €ct auf 35 €/kWh steigt bzw. bei Senkung des Zinssatzes auf 4 % um etwa 2 €ct auf 30 €/kWh fällt.

Aus der Betrachtung der spezifischen Speicherkosten in Abhängigkeit der Betriebszeit geht hervor, dass die Variation der Betriebszeit zwischen 25 und 35 Jahren kaum Auswirkungen auf die spezifischen Speicherkosten hat und im Vergleich zu Stromkosten und Zinssatz eine untergeordnete Rolle spielt. Die günstigsten spezifischen Speicherkosten mit etwa 8,5 €/kWh ergeben sich, unabhängig der Betriebszeit, unter Annahme eines Zinssatzes von 4 % und eines Ladestrompreises von 2 €/kWh. Die höchsten Speicherkosten mit etwa 101 €/kWh folgen aus der Kombination von Ladestromkosten in Höhe von 6 €/kWh und einem Zinssatz von 12 %. Eine Übersichtsgrafik der jeweiligen leistungsspezifischen Kosten befindet sich in **Anhang 11**.

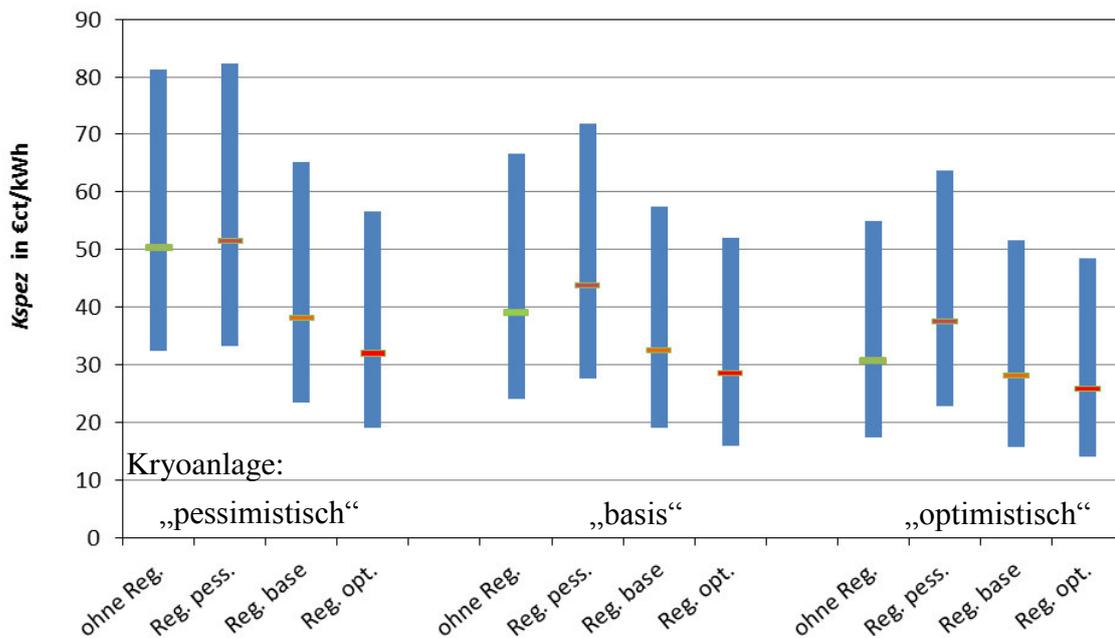
- **Kältetechnik und Regeneratoreinsatz**

Im Folgenden wird das Kostensenkungspotential bzgl. der Gesamtkosten für kryotechnische Anlagen und die spezifischen Speicherkosten durch Einsatz eines Regenerators untersucht. Grundlage hierfür ist wiederum Referenzfall 1 inklusive eines SMES unter Basis-Rahmenbedingungen, siehe **Anhang 7**. Eine Übersicht der für die Sensitivitätsanalyse verwendeten Eingangswerte befindet sich in **Anhang 10** und **Anhang 12**.

Die Bandbreite der spezifischen Speicherkosten in Abhängigkeit der variierten Rahmenbedingungen wird in Abbildung 30 dargestellt. Die Obergrenze ergibt sich jeweils aus den pessimistischen und die Untergrenze aus den optimistischen Annahmen zur Gesamtanlage ohne Kältetechnik. Der Streifen dazwischen markiert den jeweiligen Basis-Fall, siehe Abbildung 29.



**Abbildung 29: Legende  $K_{spez}$  in Abh. der Kältetechnik**



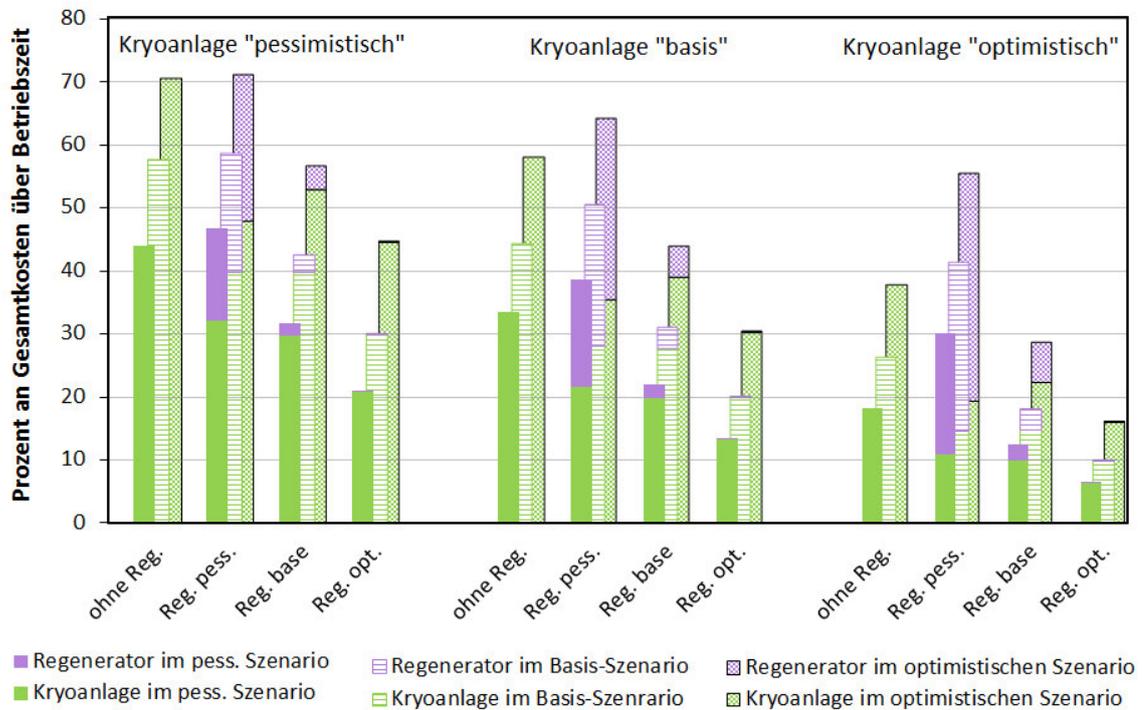
**Abbildung 30:  $K_{spez}$  in Abhängigkeit der Kältetechnik**

Abbildung 30 zeigt den Einfluss der Kryoanlage und des Regenerators auf die spezifischen Speicherkosten.  $K_{spez}$  sinkt mit abnehmendem Verflüssigungsenergiebedarf und Investitionskosten der Kryoanlagen, gemäß pessimistischen, Basis- und optimistischen Annahmen, unabhängig eines Regeneratoreinsatzes. So liegt  $K_{spez}$  im Basisfall ohne Regenerator zwischen 50 €/kWh unter pessimistischen Annahmen zu den Kryoanlagen und 31 €/kWh unter optimistischen Annahmen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Regenerators ist bestimmt durch die Differenz aus Regeneratorkosten und Kostenreduktion der Kryoanlagen durch entsprechende Minderung der benötigten Anlagenkapazität. Aus Abbildung 30 geht hervor, dass unter pessimistischen Annahmen zum Regenerator mit Blei als Kältespeicher und einer Effizienz von 30 % dieser nicht wirtschaftlich ist. Mit sinkenden Materialkosten, wie etwa durch Verwendung von Teflon und steigenden Annahmen zur Wärmeregenerierungseffizienz auf 50 %, gemäß Basis-Annahmen zum Regenerator, zeigt sich jedoch eine deutliche Kostendegression um 7 €/kWh unter Basis- und sogar 12 €/kWh unter pessimistischen Annahmen zur Kryoanlage. Mit sinkenden Kosten für Kryoanlagen sinkt auch das Kostensenkungspotential durch Einsatz eines Regenerators, so lassen sich die spezifischen Speicherkosten unter optimistischen Annahmen zu den Kryoanlagen durch einen Regenerator unter Basis-Annahmen nur noch um 3 € von 31 auf 28 €/kWh reduzieren.

Das größte Kostensenkungspotential kann für die Kombination einer Kryoanlage unter pessimistischen und eines Regenerators unter optimistischen Annahmen erkannt werden. Hiermit lässt sich eine Kostenreduzierung im Basis-Fall um 18 €/kWh auf 32 €/kWh feststellen.

Abbildung 31 zeigt die anteiligen Kosten der Kryoanlagen und des Regenerators bei Betrachtung der Gesamtspeicheranlage im Referenzfall 1 inklusive SMES bei normalen Rahmenbedingungen unter pessimistischen, Basis- und optimistischen Annahmen, von links nach rechts angeordnet.



**Abbildung 31: Gesamtkostenanteil von Kryokühlern und Regenerator**

Für alle drei betrachteten Szenarien zur Gesamtanlage werden die anteiligen Gesamtkosten der Kältetechnik unter Variation der Annahmen zu Kryoanlage und Regenerator untersucht.

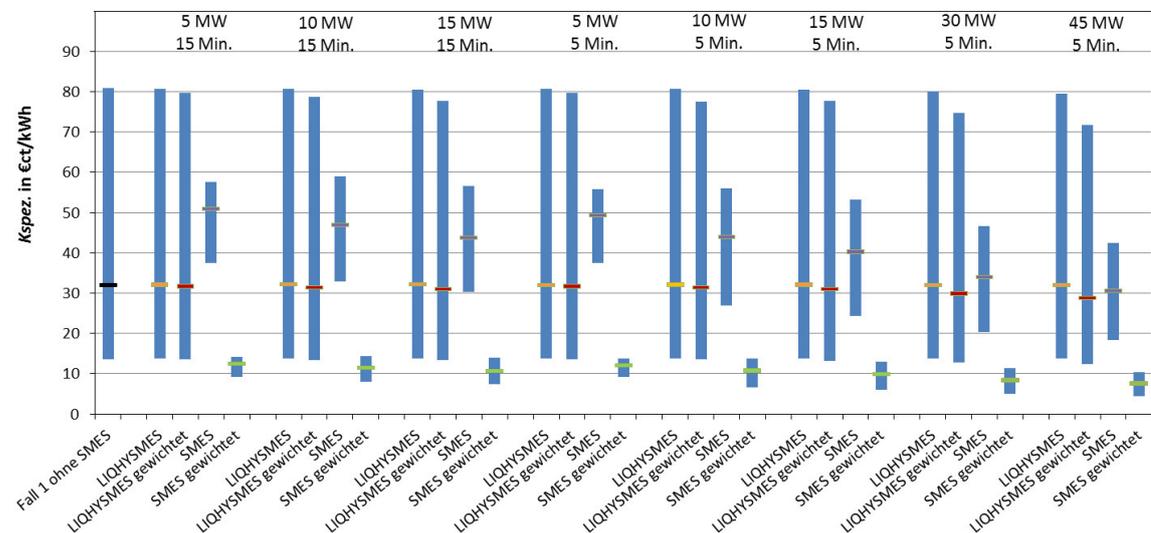
Die Übersicht zeigt deutlich, dass die Kältetechnik eine zentrale Rolle in der Gesamtkostenstruktur von LIQHYSMES einnehmen kann. Im Basisfall verursachen Kryoanlagen und Regenerator inklusive der Mehrkosten für einen größeren LH<sub>2</sub>-Tank insgesamt knapp 31 % der Gesamtkosten. Unter optimistischen Annahmen zu allen übrigen Hauptkomponenten des LIQHYSMES steigt der Kostenanteil bei gleichbleibenden Annahmen zu Kryoanlage und Regenerator auf nahezu 44 %, während sie unter pessimistischen Annahmen zu den verbleibenden Hauptkomponenten nur noch etwa 22 % der Gesamtkosten ausmachen. Insgesamt zeigt sich eine Spannweite von etwa 71 % im optimistischen Szenario, unter pessimistischen Annahmen zu Kryoanlagen und Regenerator bis zu weniger als 7 % unter jeweils optimistischen Annahmen zur Kältetechnik im pessimistischen Szenario. Die Kostenzunahme unter pessimistischen Annahmen zum Regenerator zeigen dabei auf, dass es bei Materialauswahl und technischer Auslegung des Regenerators einer Optimierung in Abhängigkeit der verwendeten Kryoanlagen bedarf, welche im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurde.

- **Kombinierter Speichereinsatz durch Zusatzdienstleistung des SMES**

Ausgehend von Referenzfall 1 mit einer geforderten Startzeit von 15 Minuten, die von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren auch ohne Hilfe des SMES bereitgestellt werden kann, wird in diesem Teil der Sensitivitätsanalyse ein Doppeleinsatz von LIQHYSMES durch Dienstleistung des SMES in der Primärregelung untersucht.

Ermittelt werden zum einen die spezifischen Kosten von LIQHYSMES im Hybridbetrieb mit SMES-Systemen unterschiedlicher Kapazitäten und zum anderen  $K_{spez}$  von SMES allein unter pessimistischen, Basis- und optimistischen Annahmen. Die spezifischen Kosten des SMES ergeben sich hierbei aus den jeweiligen Mehrkosten der Gesamtanlage in Bezug auf die Basisanlage ohne SMES, geteilt durch den Betrag der in dem SMES umgesetzten Energiemenge.

Die effektiv vom SMES umgesetzte Energiemenge wird zur Verdeutlichung der höheren Wertigkeit von Primärregelleistung (PRL) entsprechend der Preisdifferenz aus dem Durchschnitt des Spotmarktpreises für Grundlast [113] für die Jahre 2010 bis 2013 und PRL [105] im Jahr 2013 in Anlehnung an [114] mit einem Faktor gewichtet und in Abbildung 32 als „SMES gewichtet“ dargestellt. Der Leistungspreis für PRL wird hierfür in Anlehnung an [115] auf einen Arbeitspreis bezüglich der effektiv umgesetzten Energiemenge umgerechnet.



**Abbildung 32:  $K_{spez}$  von LIQHYSMES und SMES in verschiedenen Dimensionierungen bei Doppeleinsatz in Referenzfall 1 und PRL**

In der Primärregelung sind eine lineare Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden und eine Mindestlieferdauer von 15 Minuten gefordert, siehe **Anhang 6**. Untersucht werden acht Varianten mit einer Leistungsbandbreite von  $\pm 5 - 45$  MW und einer maximalen Kapazität für fünf bzw. 15 Minuten. Mit einer Leistungszeit von fünf Minuten kann der

SMES in der Praxis nicht alleine in der Primärregelung arbeiten und die Brennstoffzellenkapazität des LIQHYSMES müssten entsprechend erhöht werden. Diese Fälle dienen einzig zur Untersuchung der SMES-spezifischen Kostenentwicklung durch Variation des Verhältnisses zwischen Leistung und Speicherkapazität.

Der Vergleich der ungewichteten spezifischen Kosten des Gesamtsystems, dargestellt als „LIQHYSMES“ in Abbildung 32, zeigt eine geringe Abweichung um weniger als plus minus einen halben Cent im Verhältnis zur Basisanlage ohne SMES durch die nur geringen prozentualen Mehrkosten für einen SMES.

Die spezifischen Kosten des SMES liegen in Abhängigkeit von Speicherkapazität und ihrem Verhältnis von Kapazität zu Leistung zwischen 59 €/kWh für die Variante mit 10 MW über 15 Minuten unter pessimistischen Annahmen und 18 €/kWh für die Variante mit 45 MW über 5 Minuten unter optimistischen Annahmen. Erkennbar ist eine tendenzielle Kostenreduktion bei steigender Speicherkapazität zum einen und einem steigendem Verhältnis zwischen Leistung und Speicherkapazität zum anderen. Alle Berechnungen des SMES beruhen auf einem einfachen Solenoid-System (S1) und einer zulässigen maximalen Magnetfeldstärke von 4 Tesla.

Durch entsprechende Gewichtung des in dem SMES umgesetzten Stroms stellt sich unter getroffenen Annahmen in allen betrachteten Fällen eine Reduktion der spezifischen Gesamtkosten des Hybridspeichers heraus. Dadurch wird ersichtlich, dass sich die Verknüpfung beider Einzeltechnologien zum Hybridspeicher LIQHYSMES positiv auf die Gesamtkostenstruktur auswirkt, was erwartete Synergieeffekte bestätigt und für einen Hybridbetrieb spricht.

## 6 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

### 6.1 Zusammenfassung

Wie zu Beginn erwähnt sind die Hauptziele dieser Arbeit die technologische Einsatzfähigkeit von LIQHYSMES unter verschiedenen erwarteten Einsatzbedingungen für EES zu untersuchen, die daraus resultierenden speicherspezifischen Kosten zu ermitteln, diese mit Konkurrenztechnologien zu vergleichen und daraus potentielle Einsatzbereiche für LIQHYSMES abzuleiten.

Auf Basis getroffener Annahmen lässt sich für LIQHYSMES ein rein umwandlungsbedingter Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad zwischen 17 und 47 % auf dem Wasserstoffpfad und zwischen 81 und 96 % für den SMES feststellen. Dabei stellt sich jedoch nur eine bedingte Tauglichkeit des SMES zur längerfristigen Speicherung elektrischer Energie durch die in Bezug auf die verhältnismäßig geringe Speichermenge hohen Standby-Verluste der Leistungselektronik.

Während die spezifischen Standby-Verluste der LH<sub>2</sub>-speicherung durch Boil-Off mit zunehmender Kapazität deutlich unter 0,1 % pro Tag sinken, stellt die hohe Standby-Leistung der Kryokühler mit etwa 30 %iger Leistungsaufnahme bezüglich der Nennlast eine der Hauptherausforderungen zur Optimierung der Speichereffizienz dar. Festzustellen ist, dass die Elektrolyse den größten Kostenpunkt noch vor der Kryotechnik darstellt. Abhängig von Einsatzszenario und techno-ökonomischen Annahmen verursacht sie zwischen 21 -50 % an den Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren.

Eine der zentralen Erkenntnisse ist, dass der SMES bei Auslegung des LIQHYSMES in den betrachteten Referenzfällen mit einem Anteil von etwa 1 – 5 % nur einen geringen Beitrag zu den Gesamtkosten über die Betriebszeit leistet. Ebenso spielen der LH<sub>2</sub>-Tank, der GH<sub>2</sub>-Puffertank und der Prozesswassertank der Elektrolyse mit insgesamt weniger als einem Prozent an den Gesamtkosten über die Betriebszeit eine untergeordnete Rolle.

Die Ergebnisse des techno-ökonomischen Benchmarks zeigen eine Konkurrenzfähigkeit von LIQHYSMES gegenüber Druckluftspeicherung und Wasserstoffkavernenspeichern in der Langzeitspeicherung, mit spezifischen Speicherkosten zwischen 14 und 81 €/kWh. Gezeigt wird auch, dass sich tendenziell längere Speicherzyklen mit hohen geforderten Energiespeichermengen positiv auf die Kostenstruktur auswirken und die spezifischen Speicherkosten mit sinkender Anlagengröße tendenziell zunehmen, wodurch ein wirtschaftlicher Wettbewerbsnachteil entsteht. Wie zu erwarten war,

konnte im direkten wirtschaftlichen Vergleich zu PSW unter getroffenen Annahmen keine Konkurrenzfähigkeit erkannt werden.

Im Weiteren war es Ziel dieser Arbeit, die Kostensenkungspotentiale unter variierten äußeren Rahmenbedingungen, den Einsatz eines Kältere regenerators und Parallelbetrieb des Hybridspeichers in unterschiedlichen Speichereinsatzbereichen zu analysieren.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass vor allem der Stromeinkaufspreis einen großen Einfluss auf die Speicherkosten hat. Für Betrieb in Referenzfall 1 ließ sich bei Halbierung der Stromkosten von 4 €/kWh auf 2 €/kWh eine Reduzierung der spezifischen Speicherkosten zwischen 14 % und 36 % mit einem niedrigstem Wert von 8 €/kWh ermitteln. Bei Variation des Basiszinssatzes von 8 % um  $\pm 4$  % kann für Referenzfall 1 im Basis-Szenario eine Varianz der spezifischen Kosten von  $\pm 2$  €/kWh festgestellt werden. Die Veränderung der Betriebsdauer von 30 auf 25 bzw. 35 Jahre hat kaum einen Einfluss auf die Kostenstruktur.

Deutlich wird in der Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kältetechnik auf die Gesamtkosten des LIQHYSMES. Der Kostenanteil der Kältetechnik an den Gesamtkosten liegt dabei zwischen etwa 7 % unter optimistischen bis hin zu über 71 % unter pessimistischen Annahmen zu Kryokühlern und Regenerator, wobei die Berechnungen zeigen dass sich der Einsatz eines Regenerators ebenso negativ als auch positiv auf die Kosten auswirken kann. Der Kostenvorteil eines Regeneratoreinsatzes hängt dabei zum einen von den Investitions- und Stromkosten für Kryoanlagen und zum anderen vor allem von der Auswahl des Regeneratormaterials ab.

Die Modellierung eines Hybridbetriebes von LIQHYSMES mit kombiniertem Einsatz in der Langzeitspeicherung mittels H<sub>2</sub>-basierenden Komponenten und in der Primärregelung durch den SMES zeigt eine positive Auswirkung auf die speicherspezifischen Kosten des Gesamtsystems. Die spezifischen Kosten für den SMES sinken dabei mit zunehmender Speicherkapazität und steigendem Verhältnis von Leistung pro Kapazität unter optimistischen Annahmen auf einen Wert von etwa 12 €/kWh.

Die Vernachlässigung des bei der Elektrolyse anfallenden Nebenproduktes Sauerstoff führt ebenso wie die nicht gutgeschriebenen Restwerte von Anlagenkomponenten, welche die angenommene Betriebszeit überdauern, zu einer tendenziell schlechteren Bewertung des Gesamtsystems. Das Kosteneinsparpotential durch Verwendung des Sauerstoffes anstelle einer separaten Gewinnung liegt dabei in Abhängigkeit der technischen Anlageneigenschaften etwa zwischen 2 und 5 %.

Es handelt sich bei der Speicherberechnung um ein deterministisches Modell, wobei es gilt, die aus der Summe aller Einzelkosten resultierende Annuität über die Betriebszeit und damit die spezifischen Kosten  $K_{spez}$  zu minimieren. Hierfür bedarf es einer Optimierung, die im Rahmen dieser Arbeit nicht mehr durchgeführt werden kann. Darüber hin-

aus werden in dieser Arbeit keine Lernkurven zur Implementierung von Kostenreduktion und Leistungsverbesserung über die Betriebszeit verwendet, was zu einer tendenziell schlechteren Bewertung der Gesamtanlage führt.

## 6.2 Fazit

Die durchgeführten Berechnungen zeigen eine große Bandbreite der zu erwartenden Kosten eines LIQHYSMES, wobei der techno-ökonomische Benchmark die größten Chancen in der Langzeitspeicherung und nur sehr eingeschränkte wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit für Peak Shaving im Mittel- und Niederspannungsnetz aufzeigt.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass herkömmliche Speichereinsatzszenarien, wie hier verwendet, nur für eine bestimmte Aufgabe bzw. einen einzelnen Speichertyp bestimmt sind und somit die vielseitigeren Einsatzmöglichkeiten eines Hybridspeichers nicht abbilden. Begünstigende Einsatzprofile mit tendenziell günstigeren Kosten lassen sich durch Kombination unterschiedlicher Speichereinsatzbereiche sowie z. B. aus Langzeitspeicherung mittels LH<sub>2</sub> und Kurzzeitspeicherung bzw. Netzstabilisierung im Sekundenbereich für den SMES erkennen.

Elektrolyse und Kryotechnik stellen in allen betrachteten Einsatzszenarien den größten Gesamtkostenanteil des Hybridspeichersystems dar, während der LH<sub>2</sub>-Tank als eigentliche Speicherkomponente jeweils deutlich unter einem Prozent der Kosten verursacht.

Deutliche Vorteile von LIQHYSMES gegenüber anderen Großspeichern wie PSW oder Kavernenspeichern liegen in seinen Eigenschaften wie die Unabhängigkeit von geographischen Gegebenheiten, beliebig skalierbare Speicherkapazität und hohe Energiedichte, welche auch eine vergleichsweise hohe Flächennutzung ermöglicht.

Die Analyse des Einflusses der Kältetechnik unter variierenden techno-ökonomischen Annahmen zeigt große wirtschaftliche Auswirkungen auf die Gesamtkostenstruktur des LIQHYSMES und verdeutlicht die Relevanz, dies im weiteren Verlauf auch für andere Speicherkomponenten genauer betrachten zu müssen. Das erstellte Berechnungsmodell bietet hierbei umfassende Möglichkeiten zur Durchführung weiterer Sensitivitätsanalysen, welche im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht möglich sind.

## 6.3 Ausblick

Ein Kostensenkungspotential der Kältetechnik durch Einsatz eines Kältere regenerators wird in der Sensitivitätsanalyse dieser Arbeit gezeigt. Die Wirtschaftlichkeit des Regenerators ist jedoch stark abhängig von der Auswahl des Regeneratormaterials, der Regenerationseffizienz sowie der Gesamtperformance der Kryokühler und muss unter Berücksichtigung dieser Parameter genauer untersucht werden. Neben einer Minimierung der geforderten Verflüssigungskapazität durch Kältere regenerierung gilt es die hohen Standby-Leistungen der Kryokühler zu reduzieren, um hohe Stromkosten oder daraus resultierenden LH<sub>2</sub>-Überkapazitäten während Standby- und Entladezeiten zu minimieren. Dazu gilt es die in dieser Arbeit lediglich vereinfacht gerechnete Kapazitäts- und Kostenreduktion der Kryoanlagen durch Einsatz eines Regenerators unter Verwendung genauerer, derzeit noch unbekannter Werte zu bestimmen. Diese sind im Wesentlichen beeinflusst durch die zu kompensierenden Wärmeeinträge in den Kältere generator, die zu ermittelnden Druckverluste im Regenerator, den zu bestimmenden Speicherdruck im LH<sub>2</sub>-Tank und für die am JT-Ventil benötigten Druckdifferenz des Speicherdrucks gegenüber des GH<sub>2</sub> im Regenerator, woraus sich die geforderte Anfangskompression errechnet.

Als größten Kostenblock im Gesamtsystem bedarf vor allem die Elektrolyse besonderer Beachtung, wobei sich primär eine Reduzierung der Investitionskosten positiv auf die spezifischen Speicherkosten auswirken.

Im Weiteren gilt es auch eine Untersuchung eines LH<sub>2</sub>-Speichers unter Überdruck bzw. eine Kombination von Speichermodulen durchzuführen, was den Vorteil einer tendenziell geringeren Boil-Off-Rate bzw. eine teilweise Speicherung unter höheren Temperaturen mit sich bringen kann.

Theoretisch ist auch ein Einsatz von Gasturbinen (mit und ohne Gas-und-Dampf-Kombi-Prozess) oder Motoren zur Rückverstromung möglich. Derzeit sind jedoch noch keine Gasturbinen erhältlich, in denen reiner Wasserstoff als Brenngas verwendet werden kann. Ein techno-ökonomischer Benchmark zur Identifizierung der einsatzbedingt vorteilhaftesten Lösung ist noch durchzuführen.

Bei Betrieb des LIQHYSMES in den gewählten Referenzfällen dient der SMES zur Verkürzung der Reaktionszeit und kommt lediglich zu Beginn des Be- und des Entladezyklus zum Einsatz. So arbeitet er beispielsweise im Referenzfall 2 b nur zweimal am Tag für jeweils weniger als eine Minute und steht die restliche Zeit mit seiner vollen Kapazität für weitere Dienstleistungen zur Verfügung. Durch Untersuchung eines Hybridbetriebes mit parallelem Einsatz von LIQHYSMES in der Langzeitspeicherung und Primärregelung kann bereits ein Kostenvorteil des Hybridspeicherkonzeptes festgestellt

werden. Dies ist jedoch nur ein Beispiel potentieller Einsatzbereiche von LIQHYSMES, es gilt deshalb in der Zukunft noch weitere potentielle Geschäftsfelder zur optimalen Ausnutzung der technischen Fähigkeiten des SMES zu ermitteln.

Auch gilt es die Chancen durch Verknüpfung des Stromspeichersektors mit denen anderer Geschäftsfelder wie etwa dem Mobilitätsbereich zu analysieren. Eine Variante hierfür stellt z. B. das in [89] beschriebene “Advanced Superconducting Power Conditioning System“ (ASPCS) dar, bei welchem der SMES und die Brennstoffzelle benötigten Brennstoff und Kältemittel aus einem zentralen LH<sub>2</sub>-Speicher des Verkehrssektors beziehen. Hierbei setzt sich der elektrische Wirkungsgrad gemäß der Systemgrenze nur aus den unmittelbar mit Last- und Leistung erzeugenden Komponenten zusammen.

Auch bei der Wahl des Standortes sind potentielle Synergieeffekte durch Abnahme des bei der Elektrolyse anfallenden Nebenproduktes Sauerstoff für industrielle Prozesse wie beispielsweise der Stahlproduktion (siehe [29]) zu untersuchen, womit potentielle Nebeneinkünfte generiert werden können.

## **7 Literaturverzeichnis**

## 7 Literaturverzeichnis

### Bücher, Buchartikel, Zeitschriftenartikel:

- [1] M. Sander and R. Gehring, "LIQHYSMES - A Novel Energy Storage Concept for Variable Renewable Energy Sources Using Hydrogen and SMES," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 21, no. 3, pp. 1362–1366, Juni 2011.
- [2] Michael Sander, Rainer Gehring, Holger Neumann, and Thomas Jordan, "LIQHYSMES storage unit - Hybrid energy storage concept combining liquefied hydrogen with Superconducting Magnetic Energy Storage." 2012.
- [3] Michael Sander, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) - Size, Loss and Cost Estimations." Mai 2011.
- [4] Ulrich Bünger, Fritz Crotogino, and Sabine Donadei et al., "Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf." VDE (ETG), 2009.
- [5] M. Sander, R. Gehring, and H. Neumann, "LIQHYSMES - a 48 GJ Toroidal MgB<sub>2</sub>-SMES for Buffering Minute and Second Fluctuations," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 23, no. 3, pp. 5700505–5700505, Juni 2013.
- [6] Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, and Klaus Müschen, "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen." Juli 2010.
- [7] ETG-Task Force Energiespeicherung, Franziska Adamek, Thomas Aundrup, Wolfgang Glaunsinger, and Martin Kleimaier et al., "Energiespeicher für die Energiewende Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050." VDE, 2012.
- [8] Tom Smolinka, Martin Günther, and Jürgen Garcke, "NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“ Kurzfassung des Abschlussberichts." 07. Mai 2011.
- [9] "Report of the Hydrogen Production Expert Panel: A Subcommittee of the Hydrogen & Fuel Cell Technical Advisory Committee," Mai 2013.
- [10] Wade A. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen." National Renewable Energy Laboratory, November 1998.
- [11] IEC, Ed., "Electrical Energy Storage - White Paper." IEC International Electrotechnical Commission, Dezember 2011.
- [12] M. Sander and H. Neumann, "LIQHYSMES—size, loss and cost considerations for the SMES—a conceptual analysis," *Supercond. Sci. Technol.*, vol. 24, no. 10, p. 105008, August 2011.
- [13] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, and Aileen B et al., "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Sandia National Laboratories, California, SAND2013-5131, Juli 2013.
- [14] Christian Lühe, "Modulare Kostenschätzung als Unterstützung der Anlagenplanung für die Angebots- und frühe Basic Engineering Phase," Dissertation, TU Berlin, Berlin, 2012.

- [16] Cuauhtemoc Rodriguez and Gehan A. J. Amaratunga, "Long-Lifetime Power Inverter for Photovoltaic AC Modules." IEEE Transactions on industrial electronics, 07. Juli 2008.
- [17] nPlan engineering GmbH, Ed., "Power-2-Gas - Potentialstudie zur Wasserstoffgewinnung aus erneuerbaren Energien - Möglichkeiten der Wasserstoffgewinnung mittels Elektrolyse unter Berücksichtigung politischer, technischer und wirtschaftlicher Aspekte." August 2013.
- [18] Michael Wenske, "Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse." ENERTRAG, unbekannt.
- [19] Alfredo Ursula, Luis M. Gandía, and Pablo Sanchis, "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends," Department of Electrical and Electronic Engineering AND Department of Applied Chemistry, Public University of Navarra, Spain, Review Vol. 100, No. 2, Juni 2011.
- [20] Johanna Ivy, "Summary of Electrolytic Hydrogen Production - Milestone Completion Report." September 2004.
- [21] Javier Dufour, David P. Serrano, and José L. Gálvez et al., "Life cycle assessment of alternatives for hydrogen production from renewable and fossil sources." 2012.
- [22] T. Luschtinetz, *Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2008: [15. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 6. - 8. November 2008]*. Stralsund: Fachhochschule Stralsund, 2008.
- [23] Mate Barisic, "Alkalische Elektrolyse in der Industriellen Anwendung," presented at the Wind to Gas - Speicherlösung Elektrolyse, Gießen - Friedberg, 26-Nov-2012.
- [24] Benoît Decourt, Bruno Lajoie, Romain Debarre, and Olivier Soupa, "Hydrogen-Based Energy conversion - More than storage: System Flexibility." SBC Energy Institute, Februar 2014.
- [25] Marius Adelt, Klaus Altfeld, and Frank Graf et al., "Studie Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10." 19. Februar 2013.
- [27] J. Hamelin, K. Agbossou, and A. Laperrière et al., "Dynamic behavior of a PEM fuel cell stack for stationary applications," *Elsevier Sci. Ltd*, vol. International Journal of Hydrogen Energy, no. 26, pp. 625–629, 2000.
- [28] Josef Auer and Jan Keil, "Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende." Deutsche Bank DB Research, 31. Januar 2012.
- [29] T. Kato, M. Kubota, N. Kobayashi, and Y. Suzuoki, "Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production," *Energy*, vol. 30, no. 14, pp. 2580–2595, November 2005.
- [30] Prakash Rao and Michael Muller, "Industrial Oxygen: Its Generation and Use," *2007 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, pp. 124–135, 2007.
- [31] Sidney Katell, Paul Wellman, and John H. Faber, "An Evaluation of Tonnage Oxygen Plants." BuMines Inf. Circ. 7939, 1960.

- [34] Sabine Lattemann, “Meerwasserentsalzung,” in *WARNSIGNAL KLIMA: Genug Wasser für alle?*, 3. Auflage., José L. Lozán, Hartmut Graßl, Peter Hupfer, Ludwig Karbe, and Christian-D.Schönwiese, Eds. 2011, pp. 452–458.
- [35] Per Alex Sørensen, “The role of long term heat storages in the Danish energy system,” presented at the IRES 2013, Berlin, 18. November 2013.
- [36] F. Ochs, W. Heidemann, and H. Müller-Steinhagen, “Langzeit-Wärmespeicher für solare unterstützte Nahwärmesysteme,” presented at the IRES II, Bonn, 2007.
- [37] Dirk Mangold, Oliver Miedaner, and Ekaterini Primoudi Tziggili et al., “Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung,” Steinbeis Forschungsinstitut für solare zukunftsfähige thermische eEnergiesysteme, Stuttgart, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N 1.1, 2012.
- [38] Timothy Lipman, “An Overview of Hydrogen Production and Storage Systems with Renewable Hydrogen Case Studies.” Clean Energy States Alliance, Mai 2011.
- [41] Zhili Feng, John Jy-An Wang, and Wei Zhang, “Vessel Design and Fabrication Technology for Stationary High-Pressure Hydrogen Storage.” DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review, 10. Mai 2011.
- [42] “Vessel Design and Fabrication Technology for Stationary High-Pressure Hydrogen Storage,” presented at the Im Auftrag ders DoE Hydrogen and Fuel Cells AMR, Oak Ridge National Laboratory, 2013.
- [43] Monterey Gardiner and Sunita Satyapal, “Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs.” DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Oktober 2009.
- [44] E. Tzimas, C. Filiou, S. D. Peteves, and J.-B. Veyret, “Hydrogen Storage: State-Of-The-Art And Future Perspective.” 2003.
- [45] Tapan K. Bose, Kodjo Agbossou, and Mohan Kolhe et al., “Stand-Alone Renewable Energy System Based On Hydrogen Production.” 2004.
- [46] Chrysovalantou Ziogou, Dimitris Ipsakis, and Costas Elmasides et al., “Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources,” *J. Power Sources*, no. 196, pp. 9488–9499, 2011.
- [47] Songwut Krasae-in, Jacob H. Stang, and Petter Neksa, “Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009.” ScienceDirect, 26. März 2010.
- [48] Jürgen Essler, Christoph Haberstroh, and Hans Quack et al., “Report on technology overview and barriers to energy- and cost-efficient large scale hydrogen liquefaction,” New Energy World\_fuel cells & hydrogen for sustainability, No 1.1, April 2012.
- [49] Songwut Krasae-in, “Efficient Hydrogen Liquefaction Processes,” NTNU-Trondheim, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2013.

- [50] Nexant, Air Liquide, Argonne et al., "H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results DE-FG36-05GO15032," Nexant, Inc., Air Liquide, Argonne National Laboratory, Chevron Technology Venture, Gas Technology Institute, National Renewable Energy Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory, and TIAX LLC, Interim Report, Mai 2008.
- [51] A. Godula-Jopek, *Hydrogen storage technologies: new materials, transport and infrastructure*. Weinheim: Wiley-VCH, 2012.
- [54] Walnum H. T., Berstad D., and Drescher M. et al., "Principles for the liquefaction of hydrogen with emphasis on precooling processes," presented at the Cryogenics 2012 IIR Conference, Dresden, 2012, p. 8.
- [57] Wade A. Amos, "Cost of Storing and Transporting Hydrogen." National Renewable Energy Laboratory, November 1998.
- [59] VDI e. V., *VDI-Wärmeatlas*. Berlin, Heidelberg: Imprint: Springer Vieweg, 2013.
- [60] N. N. Greenwood, A. Earnshaw, and K. Hückmann, *Chemie der Elemente*. Weinheim [u.a.]: VCH, 1988.
- [61] Y. Zhang, J. R. G. Evans, and S. Yang, "Corrected Values for Boiling Points and Enthalpies of Vaporization of Elements in Handbooks," *J. Chem. Eng. Data*, vol. 56, no. 2, pp. 328–337, Februar 2011.
- [62] C. A. Sutherland, E. F. Milner, R. C. Kerby, H. Teindl, A. Melin, and H. M. Bolt, "Lead," in *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Ed. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2005.
- [68] A. Nowi, C. Jakiel, P. Moser, and S. Zunft, "Adiabate Druckluftspeicherwerkwerke zur netzverträglichen Windstromintegration." VDI-GET Fachtagung, Mai 2006.
- [70] Martin Tandler and Matthias Metschkoll, "Cryogenic Thermo-Mechanical Fatigue Experiments \_ Development of an Experimental Method and Realisation of Experiments," presented at the 2nd International Workshop on Thermo-Mechanical Fatigue, Berlin, 12. Mai 2011.
- [71] Joachim Wolf, "Liquid-Hydrogen Technology for Vehicles." Sep-2002.
- [72] W. Peschka, "Liquid Hydrogen - Cryofuel in Ground Transportation," in *Advances in Cryogenic Engineering*, R. W. Fast, Ed. Boston, MA: Springer US, 1986, pp. 1035–1046.
- [73] Klaus Bonhof and Patrick Schnell, Eds., "CEP - Clean Energy Partnership Bericht 2002 - 2007." CEP-Berlin, 2007.
- [75] Matthias Altmann and Christoph Stiller, "Wasserstoff-Erzeugung in offshore Windparks." September 2001.
- [76] Thomas Hagn, "Linde Technology - Powering the future - securing energy supplies with natural gas." Linde AG, 2011.
- [77] B. Bertram, *Innovationsprozesse wissenschaftlicher Technologien Beispiel der PEM-Brennstoffzelle*. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2011.

- [78] Kunihiro Nishizaki and Kazuhiro Hirai, "Commercialization of a residential PEM Fuel Cell CHP 'ENE FARM.'"
- [79] M. Wietschel, M. Arens, C. Dötsch, and S. Herkel, *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2010.
- [80] F. Jiang, C.-Y. Wang, and K. S. Chen, "Current Ramping: A Strategy for Rapid Start-up of PEMFCs from Subfreezing Environment," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 157, no. 3, p. B342, 2010.
- [83] Kai Sander, C. Weber, M. Blesl, and A. Voß, "Perspektiven Stationärer Brennstoffzellen im Energiesystem Baden-Württembergs," Universität Stuttgart - Institution für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Stuttgart, Forschungsbericht FZKA-BWPLUS, Mai 2003.
- [84] C. Kunusch, P. Puleston, and M. Mayosky, *Sliding-Mode Control of PEM Fuel Cells*. London: Springer London, 2012.
- [85] Thomas G. Kreutz and Joan M. Ogden, "Assessment of hydrogen-fueled proton exchange membrane fuel cells for distributed generation and cogeneration." 2000.
- [86] D. Steward, G. Saur, M. Penev, and T. Ramsden, "Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies from Electrical Energy Storage." National Renewable Energy Laboratory, November 2009.
- [87] Lucia Salemme, Laura Menna, and Marino Simeone, "Energy efficiency of Fuel Processor - PEM Fuel Cell systems," in *Energy Efficiency*, Croatia, 2010.
- [88] T. R. Ralph and M. P. Hogarth, "Catalysis for Low Temperature Fuel Cells," vol. 46, pp. 3–14, Jan. 2002.
- [89] T. Hamajima, M. Tsuda, and D. Miyagi et al., "Advanced superconducting power conditioning system with SMES for effective use of renewable energy," 2012, pp. 396–399.
- [90] Iain Staffel, "A review of small stationary fuel cell performance." August 2009.
- [91] Frank de Bruijn, "PEMFC Lifetime and Durability an overview," Thessaloniki, 21. September 2011.
- [92] Peter Beckhaus, "Influence of operation strategies on the lifetime of PEM fuel cells," presented at the F-cell, Stuttgart, 30. September bis 02. Oktober 2013.
- [93] J. Wu, X. Z. Yuan, J. J. Martin, H. Wang, J. Zhang, J. Shen, S. Wu, and W. Merida, "A review of PEM fuel cell durability: Degradation mechanisms and mitigation strategies," *J. Power Sources*, vol. 184, no. 1, pp. 104–119, September 2008.
- [94] F. A. de Bruijn, V. A. T. Dam, and G. J. M. Janssen, "Review: Durability and Degradation Issues of PEM Fuel Cell Components," *Fuel Cells*, vol. 8, no. 1, pp. 3–22, Februar 2008.
- [95] Wolfgang Bernhart, Stefan Riederle, and Manuel Yoon, "Fuel cells - A realistic alternative for zero emission?" Januar 2014.
- [96] Thomas Mayer, Danny Kreyenberg, Jörg Wind, and Frank Braun, "Feasibility study of 2020 target costs for PEM fuel cells and lithium-ion batteries A two-factor experience curve approach," July 2012.

- [97] Susan M. Schoenung and William V. Hassenzhl, "Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis - A Life-Cycle Cost Study - A Study for the DOE Energy Storage System Program." DOE - Sandia National Laboratories, August 2003.
- [98] T. Kouskou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraoui, "Energy storage: Applications and challenges," in *Solar Energy Materials & Solar Cells*, France & Marocco, 2014, pp. 59–80.
- [99] Chen L., Liu Y., and Arsoy A.B. et al., "Detailed Modeling of Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) System," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 21, no. 2, pp. 699–710, April 2006.
- [100] Knut Erik Nielsen and Marta Molinas, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in Power Systems with Renewable Energy Sources." IEEE, 2010.
- [101] J. Nagamatsu, N. Nakagawa, and T. Muranaka et al., "Superconductivity at 39 K in magnesium diboride," vol. Nature, no. vol. 410, pp. 187–190, 2001.
- [102] JRC-SETIS Work Group, "2009 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) Part – I: Technology Descriptions." JRC European Commission, 2009.
- [103] Florian Hannig, Tom Smolinka, and Peter Bretschneider et al., "Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie," Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VKPartner, BMWi-auftragsstudie 08/28, Juni 2009.
- [104] Manuel Baumann, "A constructive technology assessment of stationary electrochemical energy storage systems - methodological developments and first outcomes," presented at the 3rd Doctoral Conference on Technology Assessment der Nova Universidade de Lisboa, Lissabon, Portugal, 07. April 2013.
- [106] Reinhard Grünwald, Mario Ragwitz, Frank Sensfuß, and Jenny Winkler, "Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung - Endbericht zum Monitoring." TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, April 2012.
- [107] Mark Akhurst, Andy Atkins, Ian Arbon, and Michael Ayres et al., "Liquid Air in the energy and transport systems - Oppoportunities for industry and innovation in the UK Full Report." Centre for Low Carbon Futures 2050, 09. Mai 2013.
- [108] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding, "Progress in electrical energy storage system A critical review." ScienceDirect, 2008.
- [111] W. Engeln, *Methoden der Produktentwicklung*. München: Oldenbourg Industrieverl., 2006.
- [114] Manuel Baumann, Dominik Poncette, Benedikt Zimmermann, and Marcel Weil, "Evaluation Of Datasources, Modelling And Calculation Methods For Life Cycle Costing On The Example Of Stationary Lithium Ion Battery Systems," presented at the 8th International Conference on Society & Materials, SAM8, Liège, Mai 2014.
- [115] David Dallinger, Daniel Krampe, and Martin Wietschel, "Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior." IEEE Transactions on smart grid, Juni 2011.

**Experteninterviews:**

- [26] Jörg Burkhardt, "Expertengespräch Dr. Jörg Burkhardt," 04. März 2014.
- [52] Holger Neumann, "Expertengespräch Dr. Holger Neumann," 24. Februar 2014.
- [53] Jörn Wellnitz, "Expertengespräch Prof. Dr.-Ing. Jörn Wellnitz," 23. Januar 2014.
- [55] Christoph Haberstroh, "Experteninterview Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christoph Haberstroh," 30. Januar bis 04. Februar 2014.
- [56] Lutz Decker und Lars Blum, "Experteninterview Dr. Lutz Decker und Dr. Lars Blum," 11. – 14. März 2014.
- [69] Holger Neumann und Michael Sander, "Experteninterview, Dr. Holger Neumann und Dr. Michael Sander," 06. Februar 2014.

**Patente:**

- [32] Karl Werner Dietrich, "Gewinnung von Speisewasser für die Wasserelektrolyse aus Rauchgasen," DE 102012008164 A1, 24. Oktober 2013.

**Webseiten, Onlineartikel und Präsentationen:**

- [15] Umweltdatenbank.de, "Siemens Zentral Wechselrichter," *Umweltdatenbank.de*, 17-Feb-2014. [Online]. Verfügbar: <http://www.umweltdatenbank.de/cms/kleinanzeigen-fuer-den-umweltbereich/4326-1-mw-siemens-zentral-wechselrichter.html>. [Zugriff: 17. Februar 2014].
- [33] Hans Lamp, "Statistisches Bundesamt," *Modellhaushalt zahlt 441 Euro für Wasser und Abwasser im Jahr 2010*, 29-Apr-2011. [Online]. Verfügbar: [https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2011/04/PD11\\_170\\_322.html](https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2011/04/PD11_170_322.html). [Zugriff: 07. April 2014].
- [39] "NIST Chemistry WebBook," *Isothermal Properties for Hydrogen*, 2011. [Online]. Verfügbar: <http://webbook.nist.gov/chemistry/>. [Zugriff: 25. März 2014]
- [40] Bruno Gnörich and Björn Mohrmann et al., "Roads2HyCom Hydrogen and Fuel Cell Wiki," *Roads2HyCom Hydrogen and Fuel Cell Wiki*, 19. Januar 2011. [Online]. Verfügbar: [http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/index.php/Main\\_Page](http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/index.php/Main_Page). [Zugriff: 04. März 2014]
- [58] Linde Gas GmbH, "Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle." Linde AG. [Online]. Verfügbar: <http://produkte.linde-gas.at/ebook/1007/index.php#/1/zoomed> [Zugriff: 04. April 2014]
- [63] "PTFE-Fluorkunststoffe Eigenschaften und Kenndaten." PTFE SPEZIALVERTRIEB. [Online]. Verfügbar: [http://www.ptfe-spezialvertrieb.de/pdf-dateien/PTFE\\_Fluorkunstst-Eigen.pdf](http://www.ptfe-spezialvertrieb.de/pdf-dateien/PTFE_Fluorkunstst-Eigen.pdf). [Zugriff: 07. April 2014]
- [64] pro-K Industrieverband Halbzeuge und Konsumprodukte aus Kunststoff e. V., "Fluoropolymergroup - Technisches Merkblatt 02 - Einführung in die Verarbeitung von ptfe-kunststoffen-Finale Fassung." July 2010. [Online]. Verfügbar: <http://www.pro-kunststoff.de/wp-content/uploads/2010/07/tm-02-einfuehrung-in-die->

- [verarbeitung-von-ptfe-kunststoffen-finale-fassung-juli-2010.pdf](#). [Zugriff: 04. Juli 2014]
- [65] Anton Schweizer, “Stoffwerte - Spezifische Wärmekapazität,” *Formelsammlung - Berechnungsprogramme für Anlagenbau und Stromaggregate*, 19. März 2014. [Online]. Verfügbar: <http://www.schweizer-fn.de/index.php>. [Zugriff: 04. Juli 2014].
- [66] Barbara Manz and Markus Manz, “SEH Steine- und Erdenhof Filderstradt,” *Gewichte*, 03-Jan-2014. [Online]. Verfügbar: <http://www.seh-filderstadt.de/gewichte.html>. [Zugriff: 04. Juli 2014].
- [67] Doerte Laing, “Nutzung von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien.” DLR Institut für Technische Thermodynamik, 27. September 2011. Verfügbar: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/2011/Vortraege\\_Verteilnetze/Laing.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2011/Vortraege_Verteilnetze/Laing.pdf). [Zugriff: 3. April 2014]
- [74] Amgad Elgowainy, Marianne Mintz, and Jerry Gillette et al., “Hydrogen Delivery Analysis Models.” September 2007. Verfügbar: [http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/pipeline\\_group\\_paster\\_ms.pdf](http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/pipeline_group_paster_ms.pdf). [Zugriff: 30. Januar 2014]
- [81] Dr. Alexander Kabza, “Funktion und Aufbau einer PEMFC,” *PEMFC - proton exchange membrane fuel cell Informationen zum Thema Brennstoffzelle*, 13. April 2007. [Online]. Verfügbar: <http://www.pemfc.de/pemfc.html>. [Zugriff: 03. März 2014].
- [82] Christian Merten, “Funktion der PEMFC,” *dieBrennstoffzelle.de - Ein wiederentdecktes Prinzip der Stromerzeugung*, 03. März 2014. [Online]. Verfügbar: <http://www.diebrennstoffzelle.de/zelltypen/pemfc/funktion.shtml>. [Zugriff: 03. März 2014]
- [105] 50Hertz Transmission GmbH, “Regelleistung.net,” *Internationale Plattform zur Vergabe von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 02. Januar 2014. [Online]. Verfügbar: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/techaspects>. [Zugriff: 11. Februar 2014]
- [109] Eduard Heindl, “Lageenergiespeicher: Stromspeicher für große Strommengen,” *HEINDL ENERGY*, 2014. [Online]. Verfügbar: <http://heindl-energy.com/idee-und-funktion.html>. [Zugriff: 09. April 2014].
- [110] Werner Rau, “RauEE Hubspeicher,” *Hubspeicher nutzen die Schwerkraft*, 2013. [Online]. Verfügbar: <http://www.hubspeicher.de/index.htm>. [Zugriff: 09. April 2014].
- [112] Linde Engineering Deutschland, “Anlagen zur Verflüssigung von Wasserstoff” *Linde Engineering Deutschland*, 06. Mai 2014. [Online]. Verfügbar: [http://www.linde-engineering.de/de/process\\_plants/cryogenic\\_plants/hydrogen-liquefiers/index.html](http://www.linde-engineering.de/de/process_plants/cryogenic_plants/hydrogen-liquefiers/index.html). [Zugriff: 06. Mai 2014].
- [113] EXAA Energy Exchange Austria, “EXAA Energy Exchange Austria,” *EXAA Energy Exchange Austria*, 17-. Juni 2014. [Online]. Verfügbar: <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>. [Zugriff: 17. Juni 2014].

# Anhang

## Anhang 1: Übersicht technischer Daten der Hauptkomponenten von LIQHYSMES

Komponente	Zyklus- oder Umwandlungswirkungsgrad [%]	Standbyverluste [%/d] / Standbyleistung [% der Nennleistung]	Entladetiefe / Teillastfähigkeit [% von Gesamtkapazität]	Zykluszahl maximal [h x 10 <sup>3</sup> ] / Betriebsstunden maximal [h x 10 <sup>3</sup> ]	Degradationsrate [%/1000h]	Lebensdauer [Jahre]
<b>Leistungselektronik und Kontrolleinheit</b>	97 - 99	/ 0,5 - 1,5	/ 0 - 100	/	/	15-25
<b>Elektrolyseur</b>	65 - 85	/	/ 20 - 150	/ 50 - 90 <sup>(b)</sup>	0,1 - 0,5	> 30
<b>Wasserspeicher</b>	100	/	0 - 100	/	/	> 30
<b>GH<sub>2</sub>-Pufferspeicher</b>	/	/	5 - 10	/	/	> 30
<b>H<sub>2</sub>-verflüssigung</b>	70 - 80	/ 40 - 30 <sup>(a)</sup>	/ 20 - 100	50 <sup>(b)</sup>	/	30
<b>Regenerator</b>	30 - 70	/	/	/	/	30
<b>LH<sub>2</sub>-Tank</b>	/	0,02 - 0,06	10 - 35 <sup>(c)</sup> /	/	/	> 30
<b>Brennstoffzellen</b>	40 - 60	/	0 - 100	/ 20 - 40 <sup>(d)</sup>	0,2 - 0,9	/
<b>MgB<sub>2</sub>-SMES</b>	81 - 96	0,1 - 1 / 1 - 2	< 30 <sup>(e)</sup> - 100	3.000 - 5.000	/	> 30

(a) Wenn Mehrfachnutzung der Kryotechnik und somit kein Standby-Betrieb nötig, dann entsprechend weniger, bis zu Null bei kontinuierlichem Betrieb

(b) Betriebsstunden bis zur Generalüberholung

(c) Kann zusätzlich variieren in Abhängigkeit der SMES-Geometrie

(d) Bis zum Erreichen einer 10 %igen Degradation bezüglich der Ausgangsleistung

(e) Berücksichtigte Entladetiefe bis  $I_c/2$

(f) Verluste für Kältetechnik sind der Komponente LH<sub>2</sub>-Tank zugeschrieben

Dargestellt werden die technologischen Ergebnisse der Literaturrecherche zu allen Hauptkomponenten des Speichersystems, wie sie in das Berechnungsmodell eingehen. Die angegebenen Werte beruhen auf vorhergehend erläuterten Annahmen und variieren innerhalb der Bandbreiten in Abhängigkeit von Speichereinsatz, Dimensionierung sowie Rahmenbedingungen.

## Anhang 2: Übersicht ökonomischer Daten der Hauptkomponenten von LIQHYSMES

Komponente	Investitionskosten	Betrieb und Instandhaltung [% der Investitionskosten pro Jahr] (1)	General- / Teilüberholung [% der Investitionskosten]
<b>Leistungselektronik und Kontrolleinheit</b>	91 - 544 (a)	1 - 2	/
<b>Elektrolyseur</b>	400 - 800 (a)	4 - 10	30 - 50
<b>Wasserspeicher</b>	30 - 40 (c)	1 - 2	/
<b>GH<sub>2</sub>-Pufferspeicher</b>	10 - 18 (b)	/	/
<b>H<sub>2</sub>-verflüssigung</b>	30.000 - 100.000 (d)	2 - 5	5 - 15
<b>Regenerator</b>	0,2 - 272 (b) (e)	/	/
<b>LH<sub>2</sub>-Tank</b>	<70 - >2.500 (c)	/	/
<b>Brennstoffzellen</b>	75-375 (a)	2-5	/
<b>MgB<sub>2</sub>-SMES</b>	5.000 - 180.000 (b)	/	/

(1) Ohne Berücksichtigung der Kosten für Strom

(a) [€/kW]; (b) [€/kWh]; (c) [€/m<sup>3</sup>]; (d) [€ pro kgLH<sub>2</sub>/h];

(e) Abhängigkeit von Berechnungsgrundlage und zzgl. Mehrkosten des LH<sub>2</sub>-Tanks

In der Übersicht werden alle in Kapitel 2.1 getroffenen Annahmen zu den Kosten aller einzelnen Hauptkomponenten des Gesamtsystems zusammengefasst. Die Bandbreiten erklären sich einerseits durch Skaleneffekte in Abhängigkeit der Anlagengröße und andererseits durch die jeweilige Variierung der Werte in den einzelnen Szenarien.

Aus den großen Bandbreiten der Investitionskosten lässt sich bereits erkennen, dass die Gesamtkosten des Speichersystems von vielen Einzelfaktoren abhängig sind, wobei vor allem Skaleneffekte eine deutliche Kostendegression versprechen.

### Anhang 3: Datengrundlage für Kostendegression der Leistungselektronik

Kostenrechnung für Leistungselektronik						
MW	Gesamtkosten	€/kW laut DOE	Degressionsexponent			spez. Kosten
<b>0,005</b>	<b>11.154 €</b>	2.231 €/kW				2.231 €/kW
0,015	28.462 €	1.897 €/kW	0,85			1.596 €/kW
0,025	35.769 €	1.431 €/kW	0,72			1.366 €/kW
0,05	51.538 €	1.031 €/kW	0,66			1.106 €/kW
0,1	91.154 €	912 €/kW	0,70			896 €/kW
0,25	126.538 €	506 €/kW	0,62			677 €/kW
0,5	224.615 €	449 €/kW	0,65			549 €/kW
<b>1</b>	<b>353.077 €</b>	353 €/kW	0,65			444 €/kW
2	503.077 €	252 €/kW	<b>0,70</b>	0,51		282 €/kW
2,5	617.692 €	247 €/kW	<b>bis 1 MW</b>	0,61		263 €/kW
3	720.769 €	240 €/kW		0,65		248 €/kW
5	1.170.769 €	234 €/kW		0,74		210 €/kW
<b>10</b>	<b>2.631.154 €</b>	263 €/kW		0,87		168 €/kW
25	5.537.692 €	222 €/kW		<b>0,68</b>	0,81	232 €/kW
50	10.791.538 €	216 €/kW		<b>bis 10 MW</b>	0,88	210 €/kW
100	20.657.692 €	207 €/kW			0,89	191 €/kW
150	27.111.194 €	181 €/kW			<b>0,86</b>	181 €/kW
200	34.734.583 €	174 €/kW			<b>&gt; 10 MW</b>	174 €/kW
250	42.095.297 €	168 €/kW				168 €/kW
300	49.253.232 €	164 €/kW				164 €/kW
350	56.246.823 €	161 €/kW				161 €/kW
400	63.102.736 €	158 €/kW				158 €/kW
450	69.840.506 €	155 €/kW				155 €/kW
500	76.475.032 €	153 €/kW				153 €/kW
550	83.018.029 €	151 €/kW				151 €/kW
600	89.478.940 €	149 €/kW				149 €/kW
650	95.865.528 €	147 €/kW				147 €/kW
700	102.184.281 €	146 €/kW				146 €/kW
750	108.440.699 €	145 €/kW				145 €/kW
800	114.639.500 €	143 €/kW				143 €/kW
850	120.784.771 €	142 €/kW				142 €/kW
900	126.880.088 €	141 €/kW				141 €/kW
950	132.928.602 €	140 €/kW				140 €/kW
1.000	138.933.111 €	139 €/kW				139 €/kW

Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, and Aileen B et al., "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Sandia National Laboratories, California, SAND2013-5131, Jul. 2013.

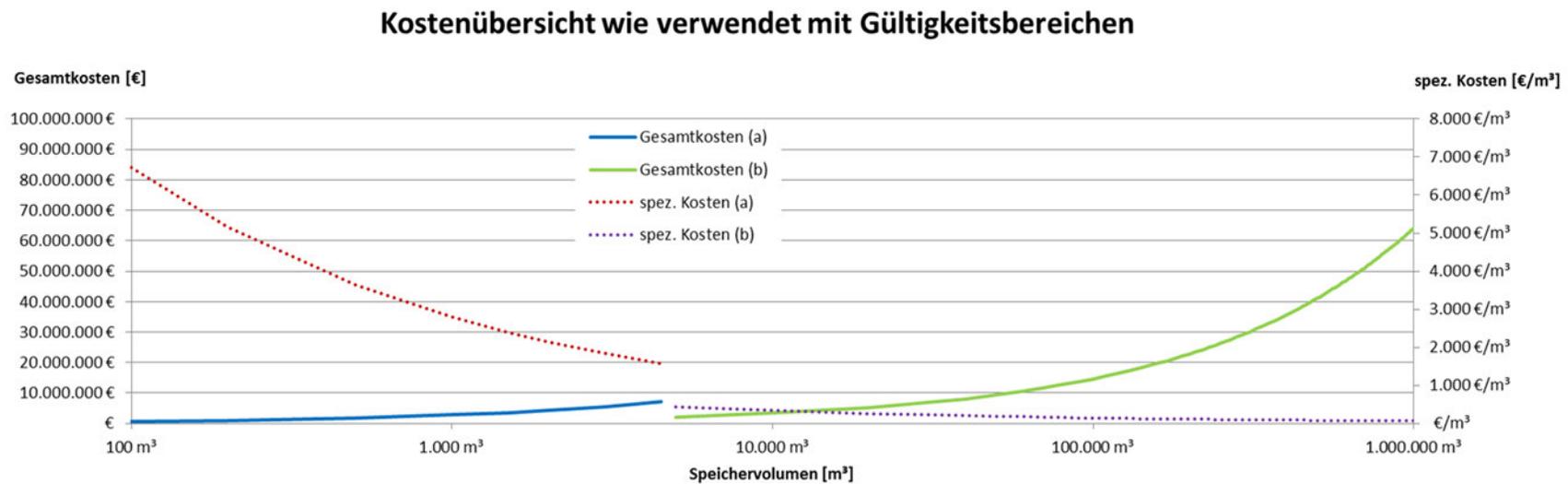
$$I_i = I_{basis} \left( \frac{K_{basis}}{K_i} \right)^z$$

mit:  $I_{basis/i}$  = Investitionskosten der Basis und der neuen Anlage

$K_{basis/i}$  = Kapazität der Basis und der neuen Anlage

$z$  = Degressionsexponent

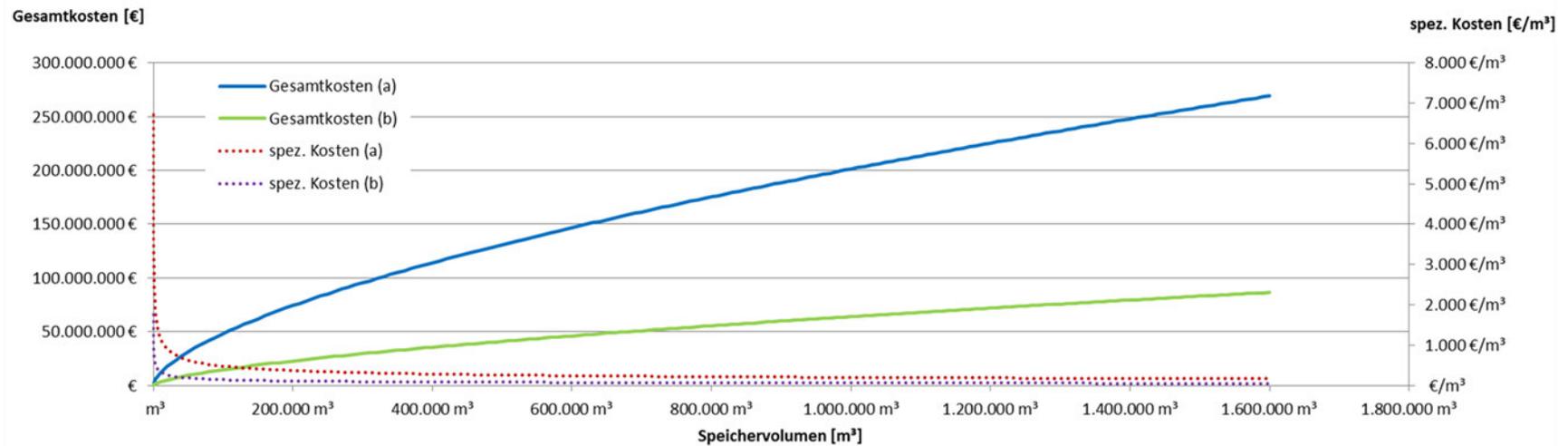
## Anhang 4: Kostenübersicht für LH<sub>2</sub>-Tank in Abhängigkeit der volumetrischen Speicherkapazität und des Geltungsbereichs



(a) "H<sub>2</sub>A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results DE-FG36-05GO15032," Nexant, Inc., Air Liquide, Argonne National Laboratory, Chevron Technology Venture, Gas Technology Institute, National Renewable Energy Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory, and TIAX LLC, Interim Report, Mai 2008.

(b) Michael Sander, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) - Size, Loss and Cost Estimations." Mai 2011

### Kostenübersicht beider Geltungsbereiche im Vergleich



(a) "H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results DE-FG36-05GO15032," Nexant, Inc., Air Liquide, Argonne National Laboratory, Chevron Technology Venture, Gas Technology Institute, National Renewable Energy Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory, and TIAX LLC, Interim Report, Mai 2008.

(b) Michael Sander, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) - Size, Loss and Cost Estimations." Mai 2011

## Anhang 5: Übersicht typischer Strukturierungsmerkmale von EES

<b>Übersicht technologiebedingter, speicherspezifischer Kenngrößen:</b>
Mittlerer Wirkungsgrad (Lade- und Entlade-) [%]
Maximale erlaubte Entladetiefe [%]
Selbstentladerate [%/d]
Installationskosten des eigentlichen Speichermediums [€/kWh]
Kosten für Nebenaggregate und notwendige Speichermanagementsysteme [€/kWh]
Kosten der Leistungsschnittstelle inkl. Umrichter zum Netz [€/kW]
Zyklenlebensdauer bei Entladetiefe
Mittlere Kosten für Wartung und Reparatur [% der Investitionskosten/a]
<b>Einsatzspezifische Kenngrößen, abhängig von der Umwelt:</b>
Lade- und Entladeleistung [kW]
Verfügbare Energiemenge [kWh]
Anzahl der gefahrenen Zyklen pro Tag [n/d]
Geforderte Systemlebensdauer [a]
Kapitalkosten (Zins) [%]
Stromeinkaufskosten[€/MWh]
<b>Erwartungsspezifische Kenngrößen, bestimmt durch das Umfeld:</b>
Abzinsfaktor gemäß unternehmerischer Gewinnerwartung

### Anhang 6: Kriterien für Teilnahme am Regelle Energiemarkt

Regelleistung	Primär	Sekundär	Tertiär
<b>Aktivierungszeit von <math>P_{\max}</math></b>	Lin. in 30 s aktivierbar	Nach 30 s linear in 5 min	In 15 min
<b>Aktivierung</b>	Leistungsfrequenzregler		Automatisch an Leitwarte d. ÜNB
<b>Entladedauer max.</b>	15 min	4 h.	4 h (15 min Takt)
<b>Mindestgebot</b>	1 MW	5 MW	5 MW
<b>Ausschreibungszeitraum</b>	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
<b>Leistung / Last</b>	pos. u. neg.	pos. u. neg.	pos.
<b>Vergütung</b>	Leistung	Leistung u. Arbeit	Leistung u. Arbeit
<b>Pooling</b>	Nein	Innerhalb der Regelzone	versch. Regionen möglich
<b>Vorhaltelokalität (Deutschland)</b>	Anteilig im ENTSO-E verteilt	ÜNB / NRV	innerhalb eines ÜNB
<b>Leistungsvorhaltebedarf</b>	2 größte KW im Verbundnetz	Angebote unbegrenzt, Einsatz nach MOL	

ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber

NRV - Netzregelverbund

MOL –Merit-Order-List (Liste mit Einsatzreihenfolge von Kraftwerken, nach steigendem Preis)

#### Quellen:

Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, and Klaus Müschen, "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen." Juli 2010.

ENTSO, "entsoe Reliable Sustainable Connected," entsoe Reliable Sustainable Connected, 13-Mar-2014. [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/>.

Bastian Hey, "Power -to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements," Masterthesis, HAW Hamburg, Hamburg, 2012.

### Anhang 7: Rahmenbedingungen für Kostenrechnung

Kostenrelevante Stelle	Einheit	Wert
<b>Kapitalkosten (Zins)</b>	% pro Jahr	$\delta_a \pm 4$
<b>Strompreis (Einkauf)</b>	[€ct/kWh]	2/4 <sub>a</sub> /6
<b>Betriebsdauer</b>	[a]	25/30 <sub>a</sub> /35
<b>Netznutzungskosten</b>	[€/kWh]	Befreit
<b>EEG-Umlagen</b>	[€/kWh]	Befreit
<b>Kosten für Grund und Gebäude</b>	[€/m <sup>2</sup> a]	Nicht berücksichtigt
<b>Netzanschlusskosten</b>	[€]	Nicht berücksichtigt
<b>Hochspannungstransformatoren</b>	[€/kW]	Nicht berücksichtigt

EEG – Erneuerbare Energien Gesetz

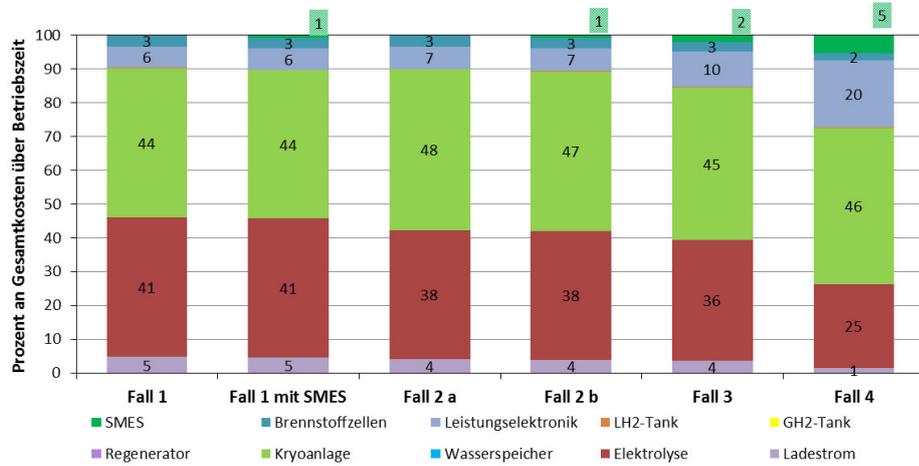
a) Für techno-ökonomisches Benchmarking verwendete Werte

Die zur Kostenrechnung verwendeten Rahmenbedingungen basieren auf den Angaben aus der VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf“ [4] um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten.

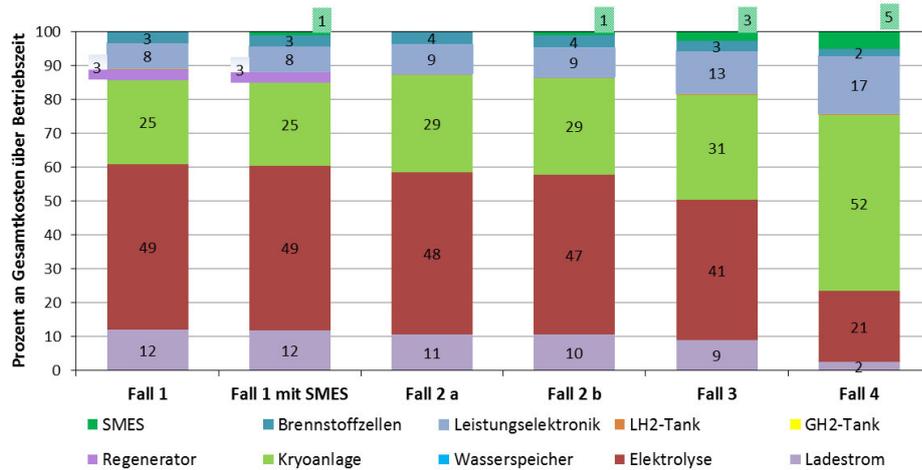
Die technologischen Rahmenbedingungen mit ihren Mindestanforderungen an die Speichertechnologien leiten sich aus der Auswahl des betrachteten Speichereinsatzszenarios, also von den in Kapitel 3.2 beschriebenen Referenzfällen ab.

## Anhang 8: Gesamtkostenverteilung auf Hauptkomponenten unter Basis-Rahmenbedingungen und pessimistischen bzw. optimistischen Annahmen

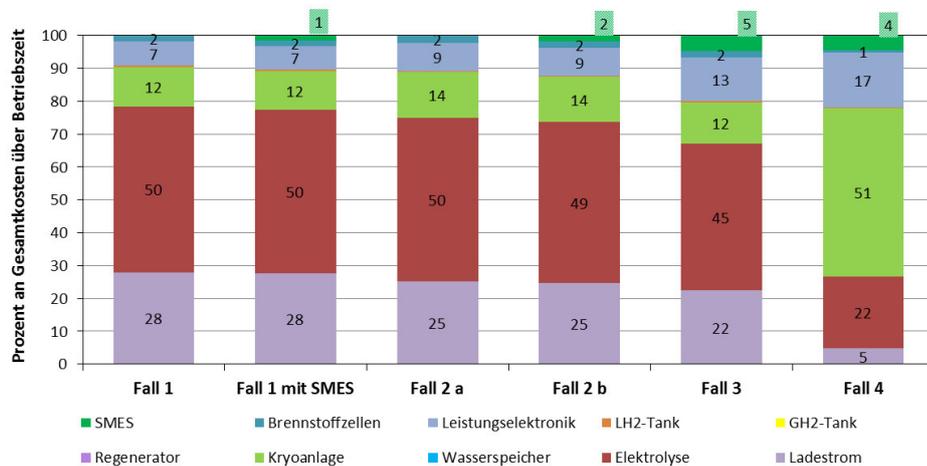
Pessimistische Annahmen:



Basis-Annahmen:



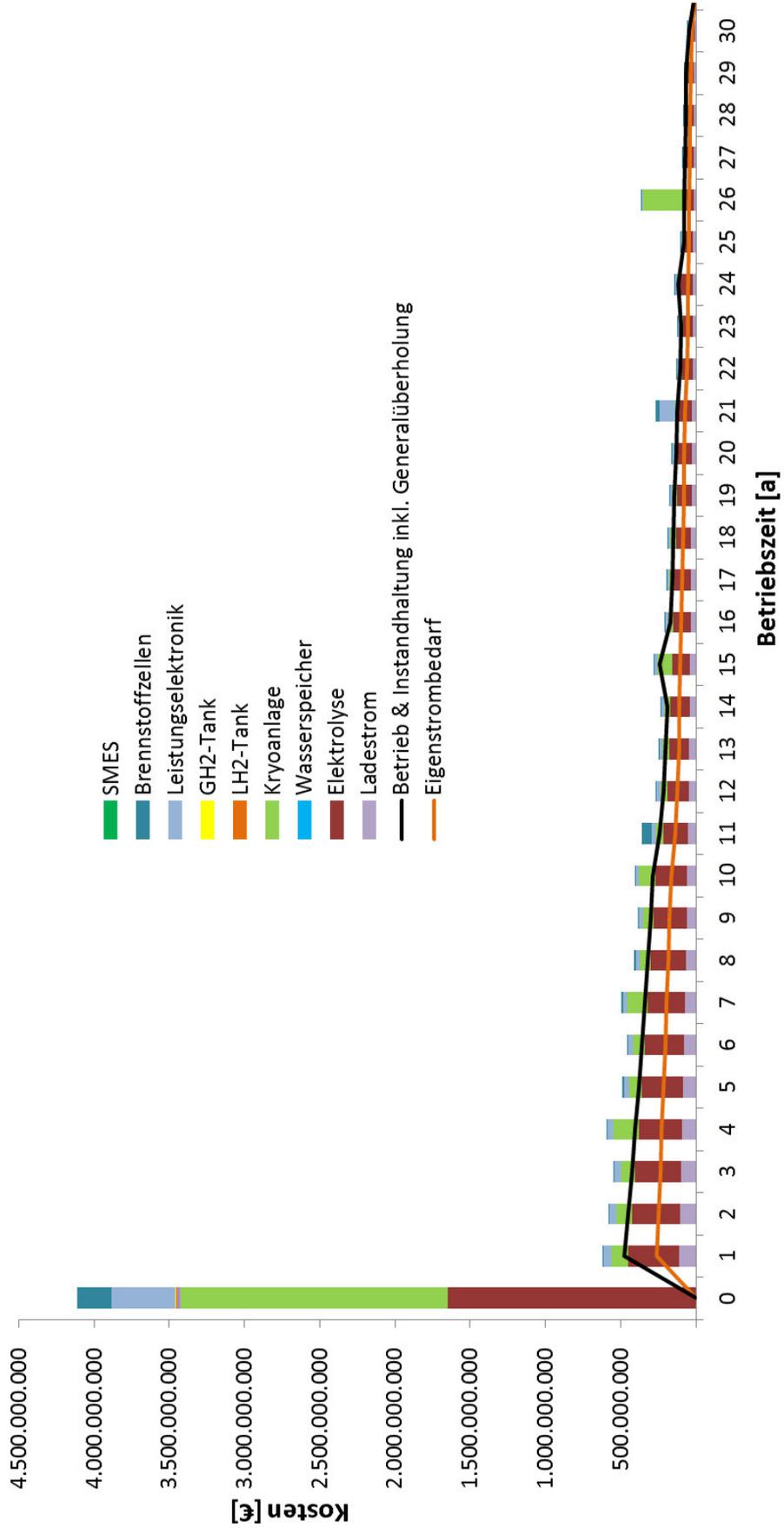
Optimistische Annahmen:



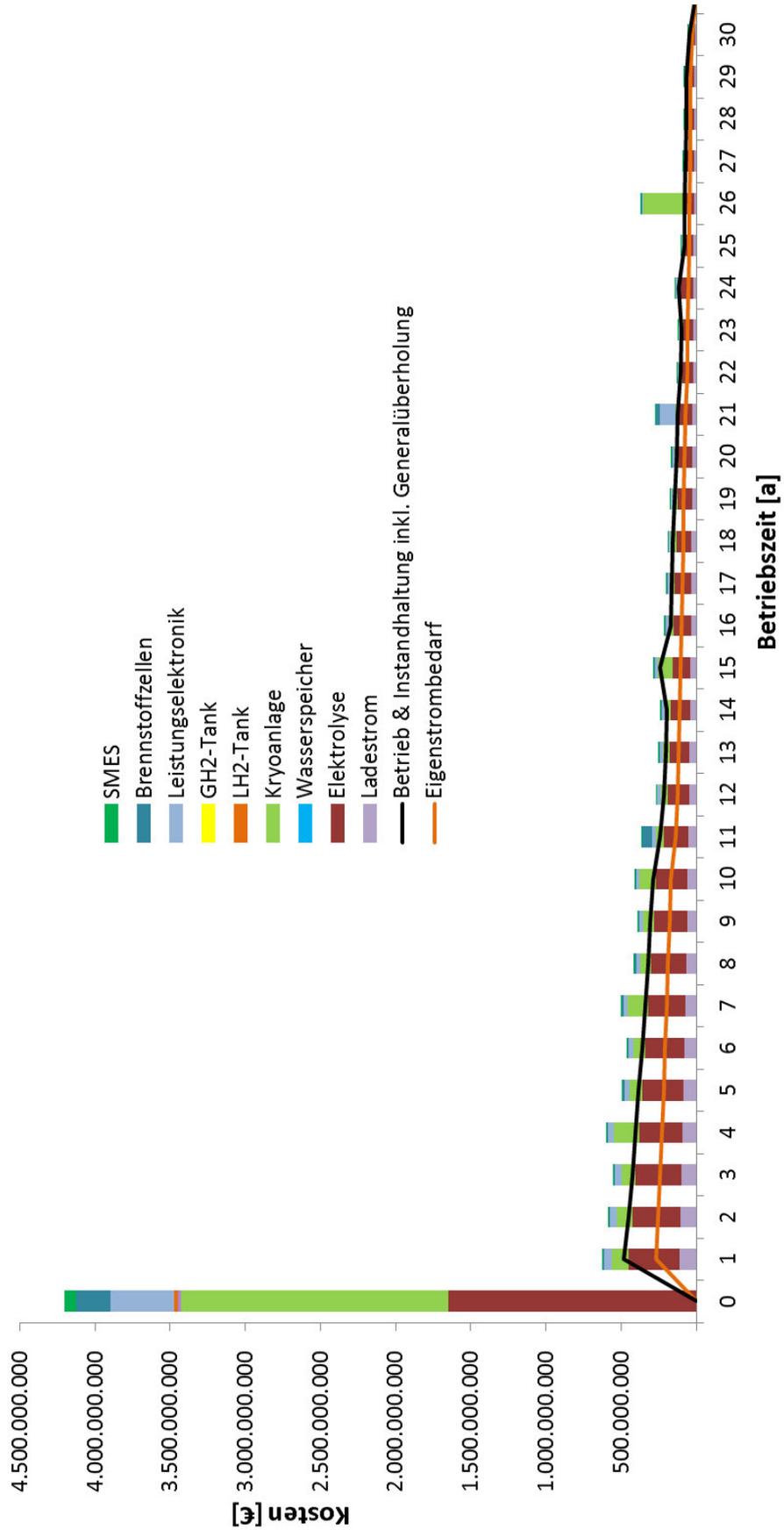




Fall 2 a:



Fall 2 b:

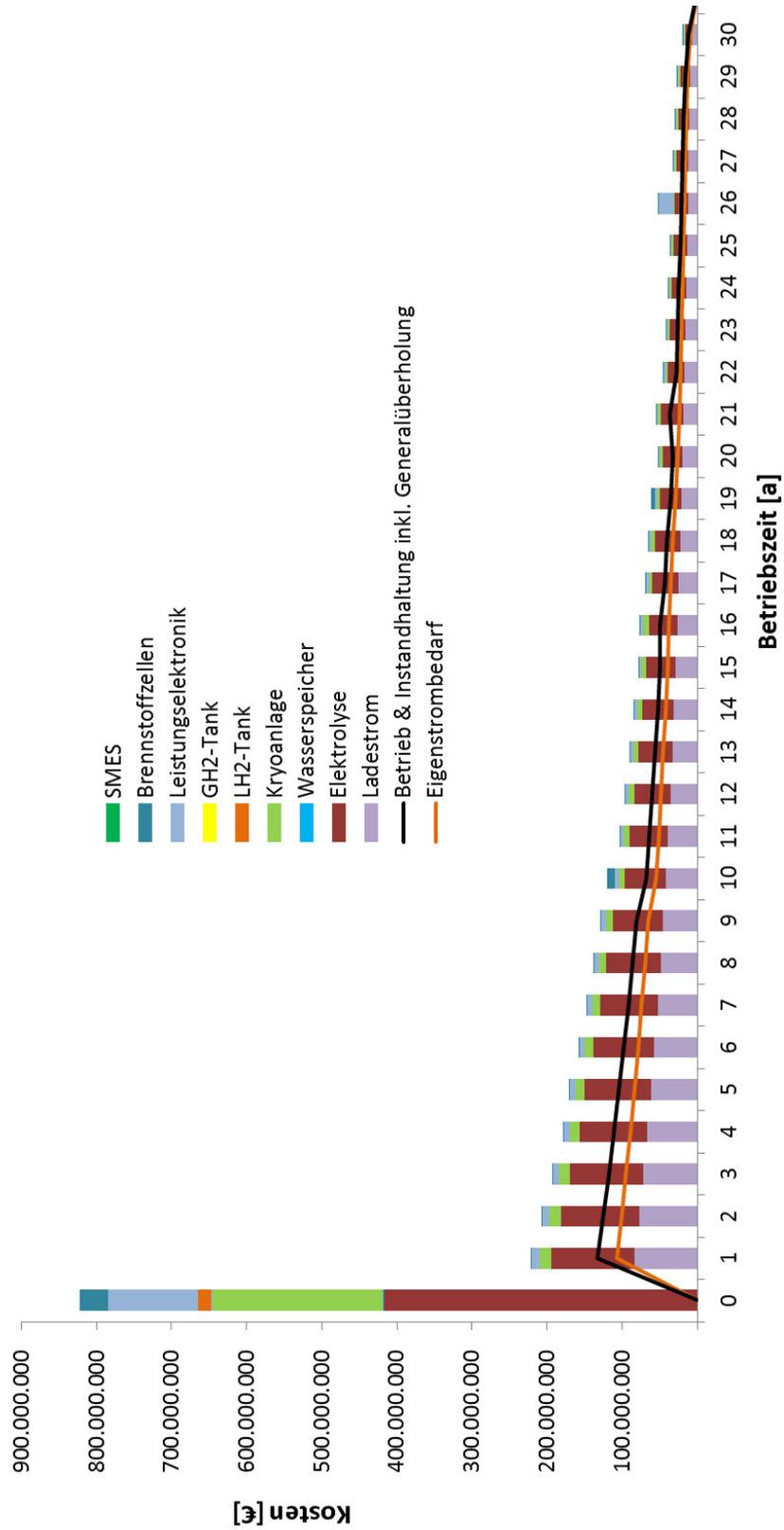




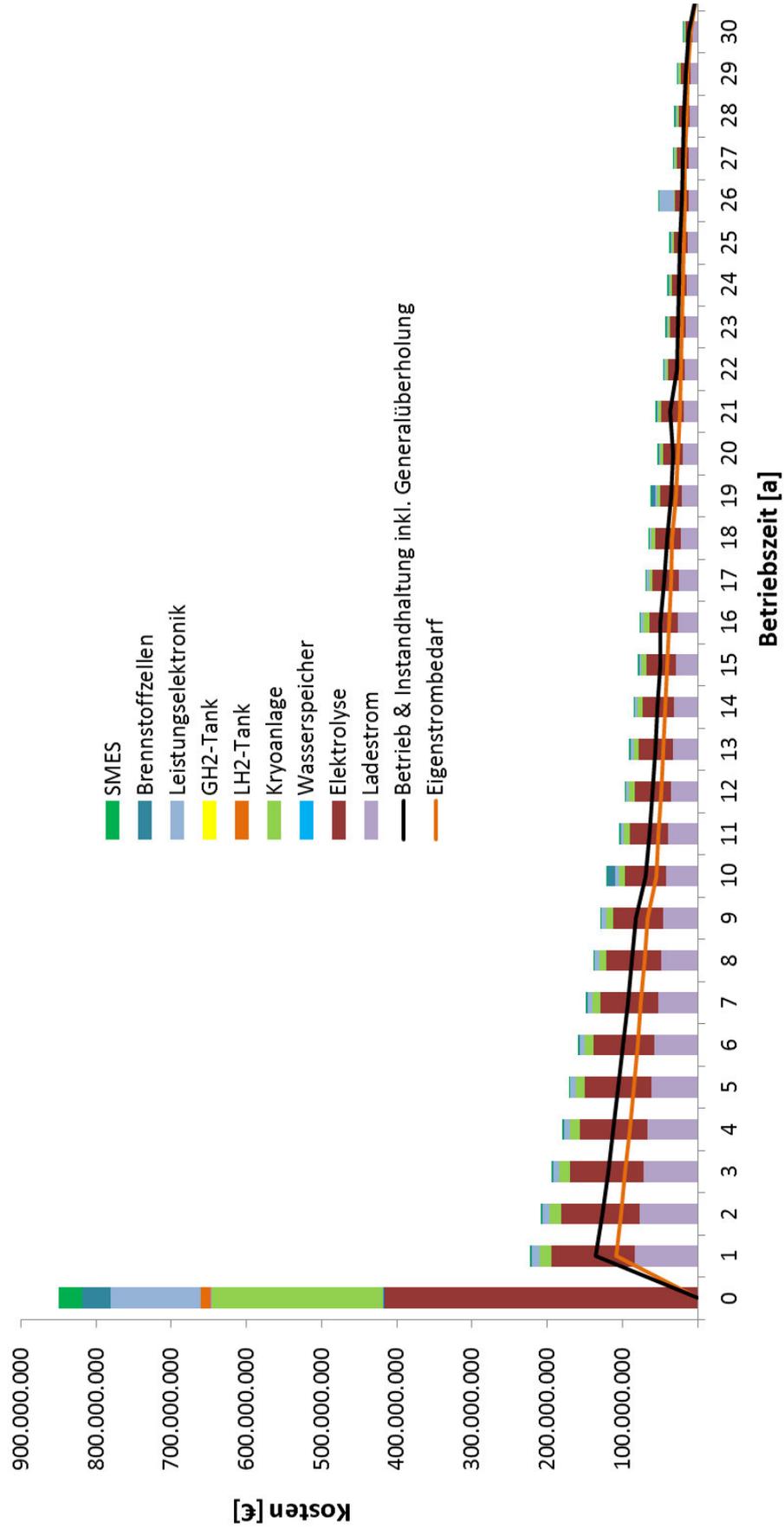


## Gesamtkostenverlauf unter Basis-Rahmenbedingungen im optimistischen Szenario

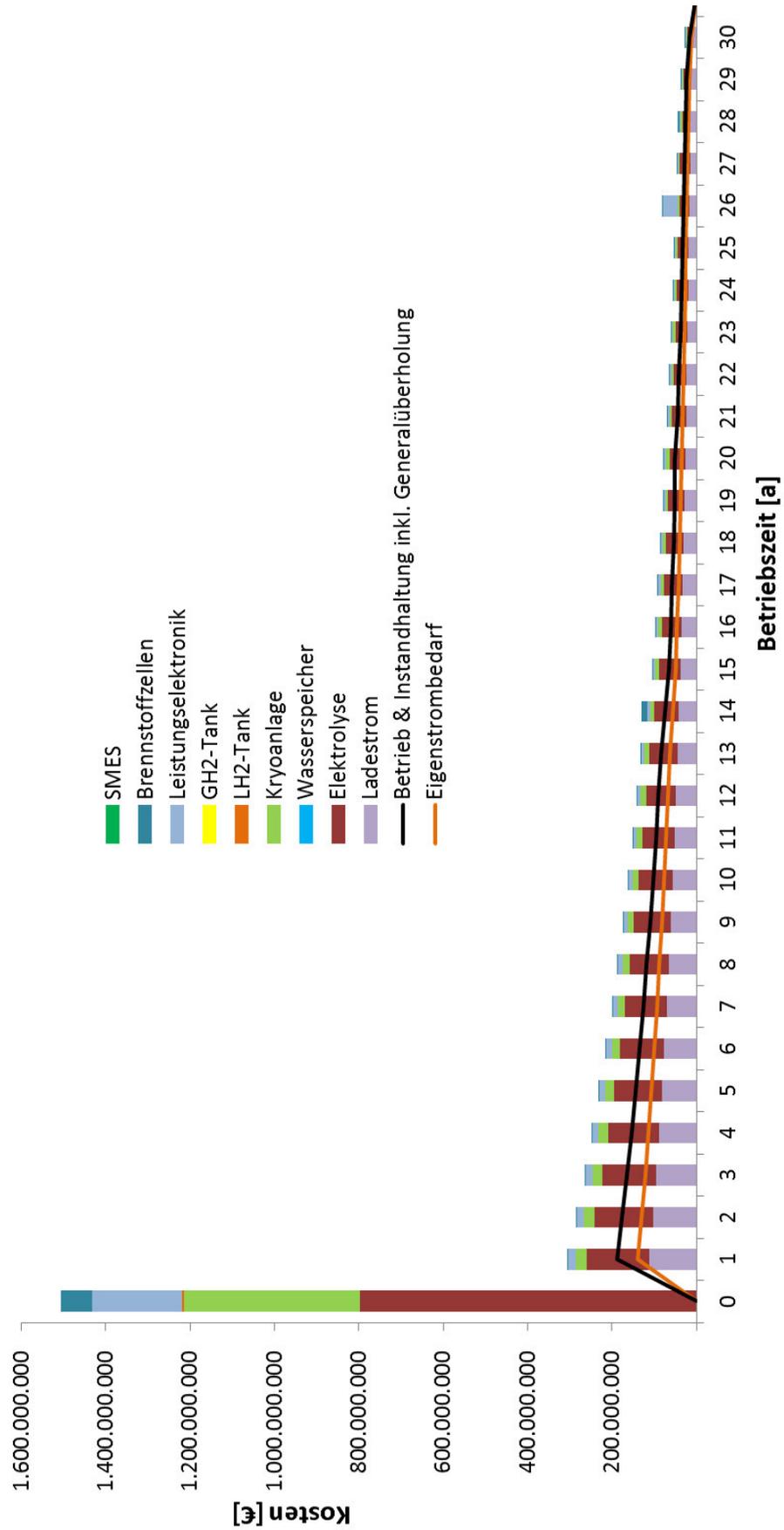
### Fall 1:



Fall 1 mit SMES:

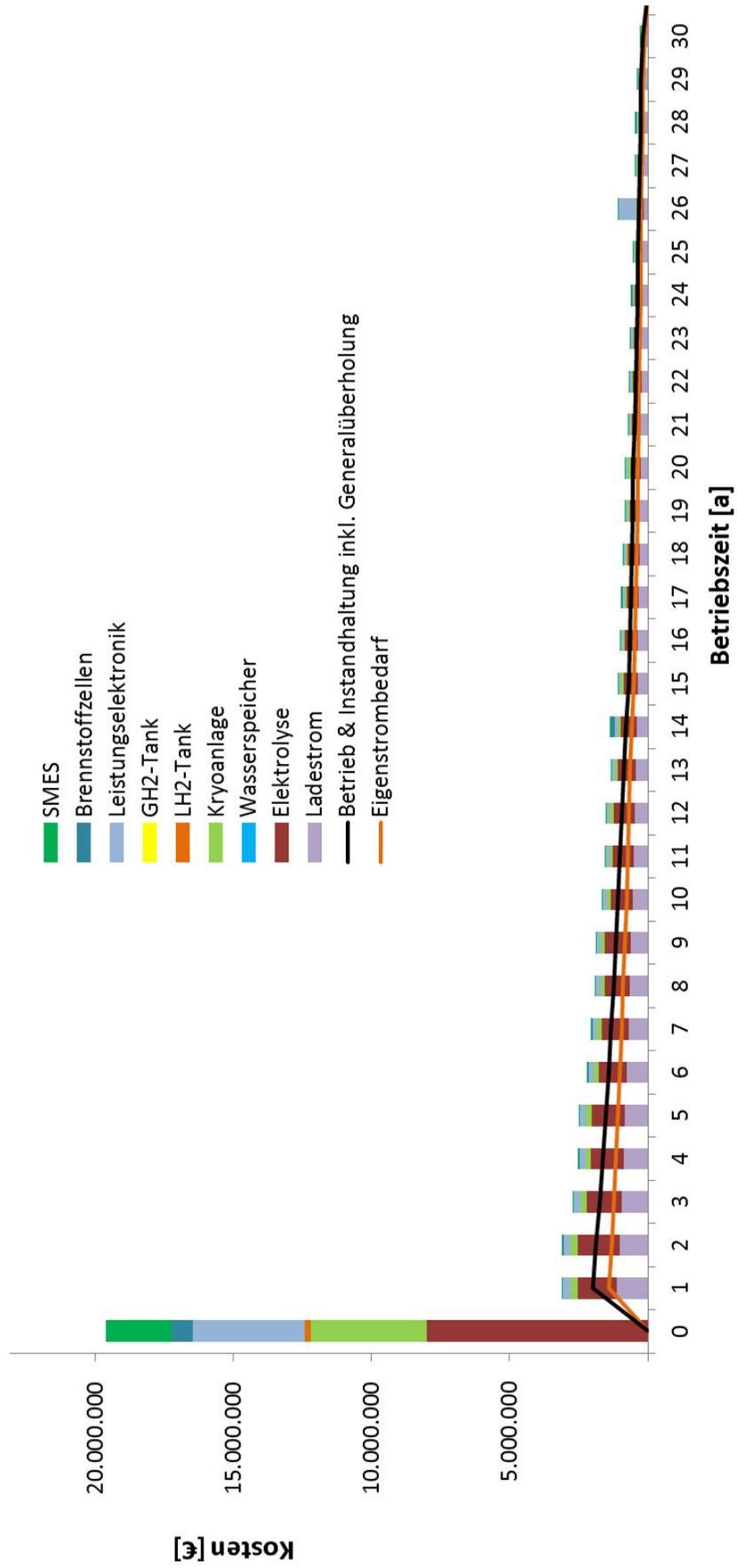


Fall 2 a:





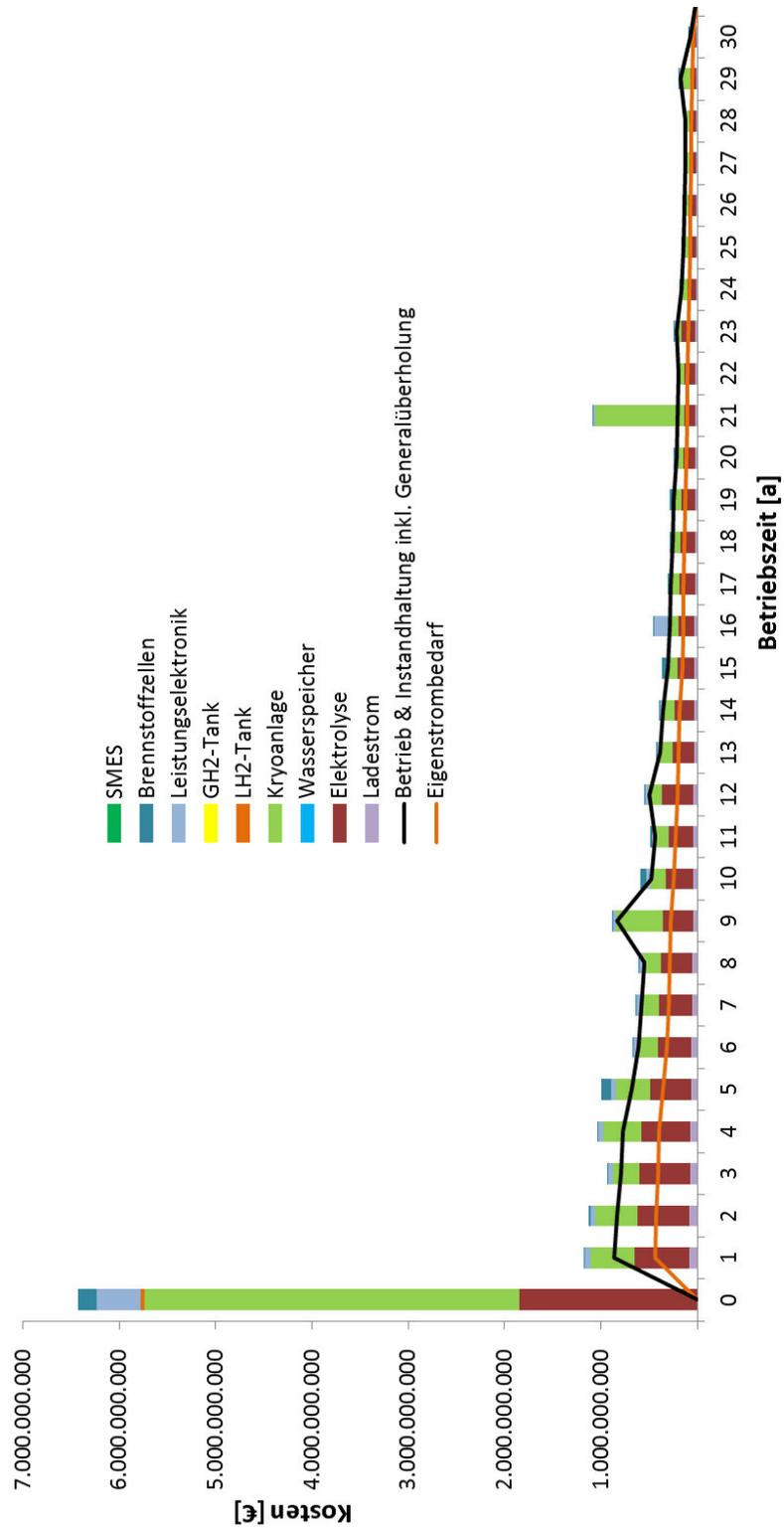
## Fall 3:



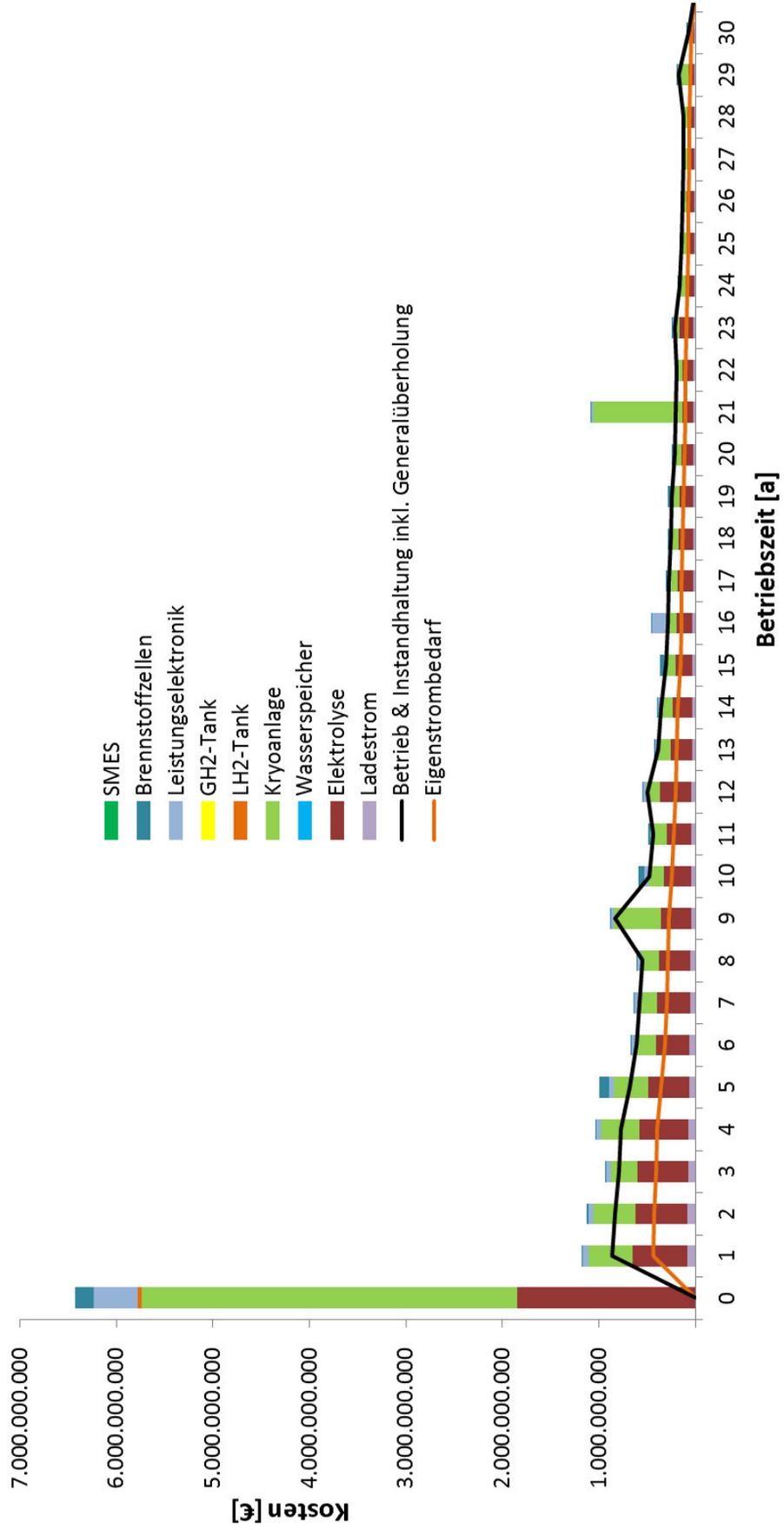


## Gesamtkostenverlauf unter Basis-Rahmenbedingungen im pessimistischen Szenario

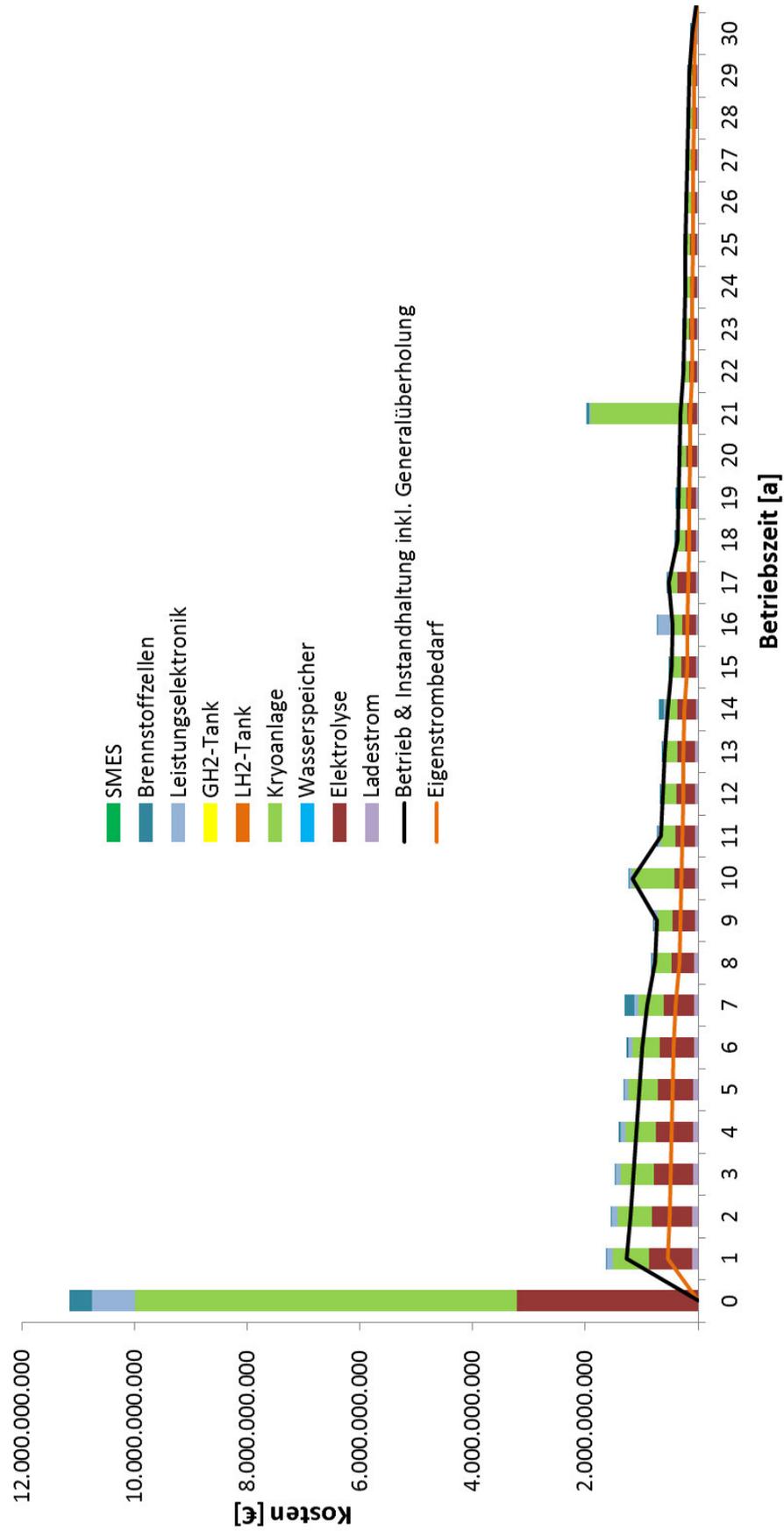
Fall 1:



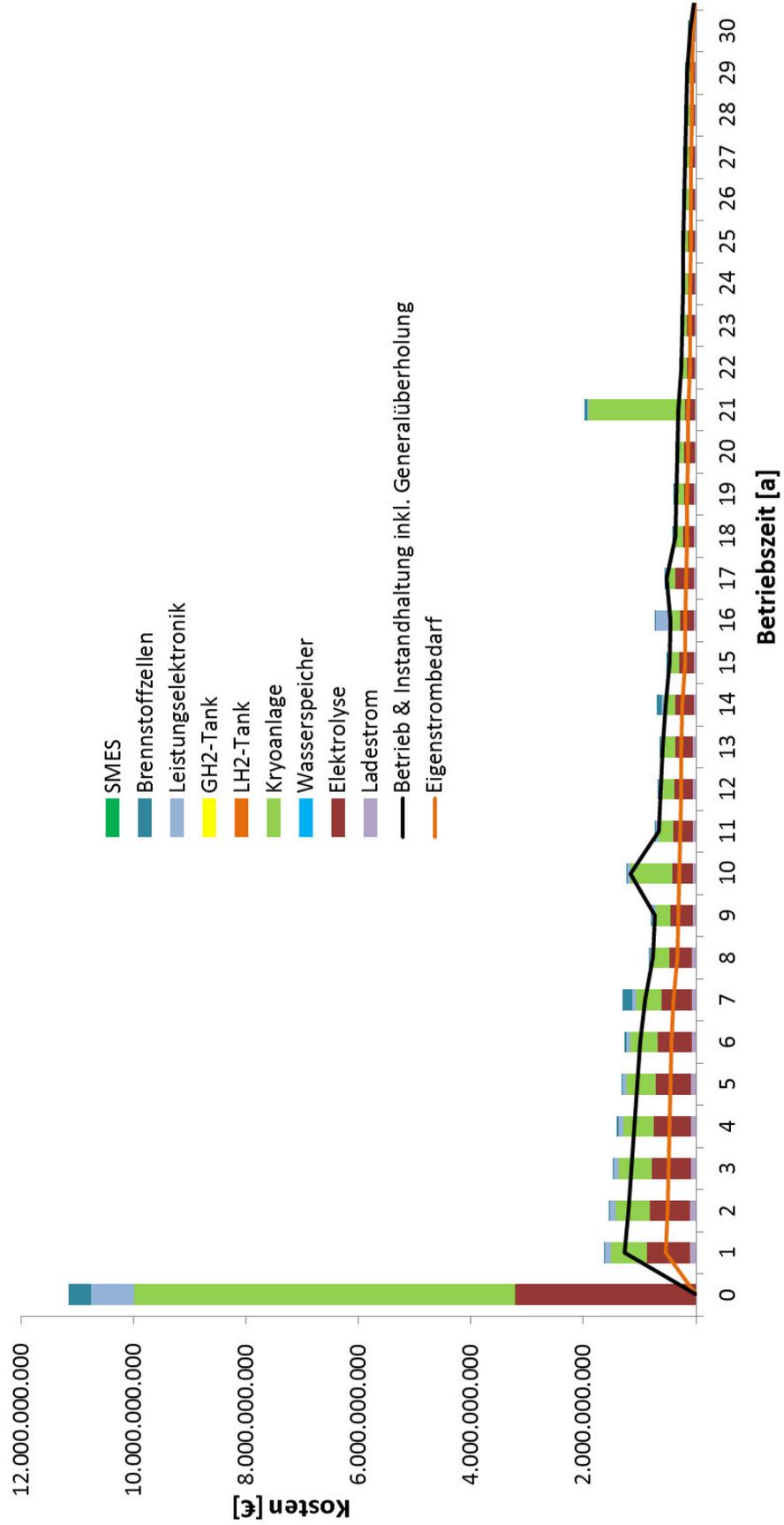
Fall 1 mit SMES:



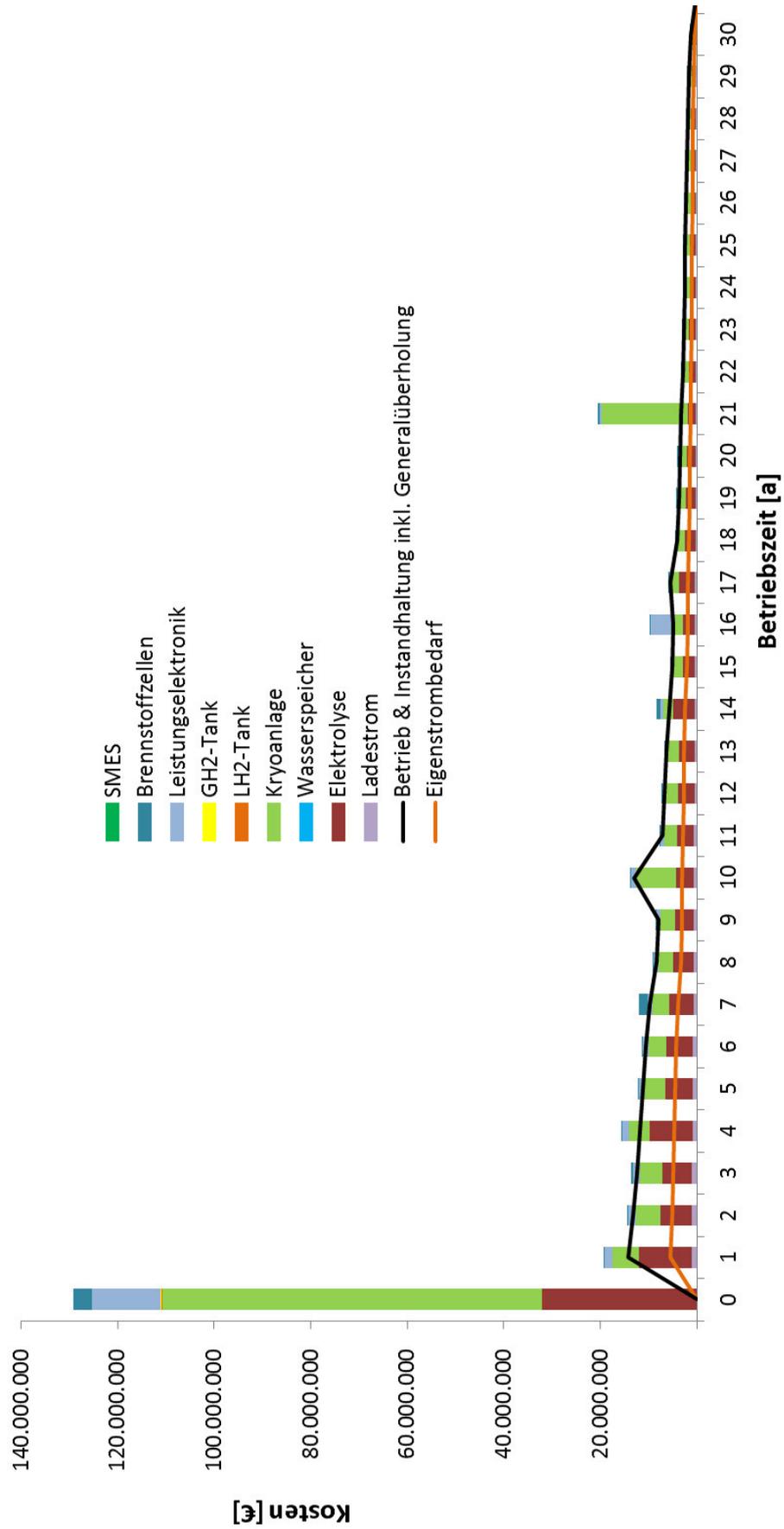
## Fall 2 a:



Fall 2 b:



## Fall 3:





## Anhang 10: Eingangsdaten für techno-ökonomischen Benchmark

Rahmenbedingungen:	pessimistic	base	optimistic
Kapitalzinssatz		8 %	
Strompreis Einkauf		4 €ct/kWh	
Betriebsdauer		30 a	
CO <sub>2</sub> Zertifikatskosten		0	

Leistungselektronik und Kontrolleinheit:	pessimistic	base	optimistic
Elektrischer Wirkungsgrad	97,0 %	98,0 %	99,0 %
Investitionskosten	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Anlagengröße nach Leistung	Skaliert	Skaliert	Skaliert
O&M Kosten als % der Investitionskosten pro Jahr	10,00 %	8,00 %	5,00 %
Lebensdauer absolut	15,00 a	20,00 a	25,00 a
Max. Degradation	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Degradationsrate pro 1000 Betriebsstunden	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Standbystromverbrauch bzgl. installierter Leistung	1,00 %	1,00 %	1,00 %
Multiplikativer Faktor für Investkosten	1,25	1,00	0,75
Modulgröße, wenn modularer Aufbau (in Berechnungen nicht berücksichtigt)	50.000 kW	20.000 kW	10.000 kW

Brennstoffzelle:	pessimistic	base	optimistic
Elektrischer Wirkungsgrad	40,0 %	50,0 %	60,0 %
Investitionskosten	375 €/kW	225 €/kW	75 €/kW
Modulgröße nach Leistung	5.000 kW	5.000 kW	5.000 kW
O&M Kosten als % der Investitionskosten pro Jahr	5,0 %	3,5 %	2,0 %
Lebensdauer absolut	20.000 h	30.000 h	40.000 h
Max. Degradation bzgl. Angangsleistung	20,0 %	20,0 %	20,0 %
Degradationsrate pro % / 1000 Betriebsstunden	0,90 %	0,55 %	0,20 %
Startzeit auf Nennlast	45 s	30 s	15 s
Kosten für Austausch-Stack	131 €/kW	79 €/kW	26 €/kW

LH <sub>2</sub> -Tank:	pessimistic	base	optimistic
Mindestfüllstand LH <sub>2</sub> im Tank bzgl. Gesamt-LH <sub>2</sub> -Menge	10 %	8 %	5 %
Investitionskosten pro Speichervolumen	0.258 €/m <sup>3</sup>	0.193 €/m <sup>3</sup>	0.129 €/m <sup>3</sup>
Abdampftrate prozentual auf Nennspeicherkapazität pro Tag	0,06 %	0,04 %	0,02 %
O&M Kosten	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Lebensdauer absolut	30 a	30 a	30 a
Maximaler Füllstand LH <sub>2</sub> bzgl. Gesamtvolumen	75,0 %	85,0 %	95,0 %
Speicherbedarf nutzbares LH <sub>2</sub> kWh (maximal über Betrachtungszeitraum)	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Speicherbedarf nutzbares LH <sub>2</sub> m <sup>3</sup>	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Wenn Maximalvolumen des Tanks berücksichtigt werden soll, bei Zylinder mit h=d:			
Maximal zulässiger Durchmesser / Höhe des Tanks:			
Maximalvolumen des LH <sub>2</sub> -Tanks konstruktionsbedingt	59.164.044 kWh	273.907.609 kWh	751.602.480 kWh
Maximalvolumen des LH <sub>2</sub> -Tanks konstruktionsbedingt	21.206 m <sup>3</sup>	98.175 m <sup>3</sup>	269.392 m <sup>3</sup>
Multiplikator zur Variation der über Regressionskurve ermittelten spez. Speicherkosten	2	1,5	1
Bereitstellungszeit von GH <sub>2</sub> aus dem LH <sub>2</sub> -Tank	120 s	60 s	30 s

GH <sub>2</sub> -Tank:	pessimistic	base	optimistic
Mindestfüllstand GH <sub>2</sub> im Tank bei Start der Brennstoffzellen	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Mindestfreikapazität bei Start der Elektrolyse	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Investitionskosten pro Speichervolumen	0.700 €/kgH <sub>2</sub>	0.550 €/kgH <sub>2</sub>	0.400 €/kgH <sub>2</sub>
Abdampftrate prozentual auf Nennspeicherkapazität pro Tag	0,00 %	0,00 %	0,00 %
O&M Kosten	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Lebensdauer absolut	30 a	30 a	30 a
Maximaler Nutzungsgrad GH <sub>2</sub> bzgl. Gesamtvolumen	90,0 %	92,5 %	95,0 %
Speicherbedarf nutzbares GH <sub>2</sub> kWh	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Speicherbedarf nutzbares GH <sub>2</sub> [m <sup>3</sup> ]	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Wenn maximalvolumen des Tanks berücksichtigt werden soll, bei Zylinder mit h=4*d:			
Maximalvolumen des GH <sub>2</sub> -Tanks konstruktionsbedingt [kg GH <sub>2</sub> ]	1.000 kgH <sub>2</sub>	1.500 kgH <sub>2</sub>	2.000 kgH <sub>2</sub>
Maximalkapazität des GH <sub>2</sub> -Tanks konstruktionsbedingt	39.410 kWh	59.115 kWh	78.820 kWh
Maximalvolumen des GH <sub>2</sub> -Tanks konstruktionsbedingt [m <sup>3</sup> GH <sub>2</sub> ]	0.054 m <sup>3</sup>	0.081 m <sup>3</sup>	0.108 m <sup>3</sup>
Kompressoren:			
Kompressionsenergiebedarf elektrisch bei 350 Bar, % bzgl. HHV von H <sub>2</sub> (kWh Strom/kWh H <sub>2</sub> )	10,0 %	7,0 %	3,0 %
Kompressionsenergiebedarf elektrisch bei 700 Bar, % bzgl. HHV von H <sub>2</sub> (kWh Strom/kWh H <sub>2</sub> )	15,0 %	10,0 %	5,0 %

Kryoanlage:	pessimistic	base	optimistic
Elektrischer Wirkungsgrad bzgl. Energiegehalt H <sub>2</sub>	70,0 %	75,0 %	80,0 %
Investitionskosten €/kgH <sub>2</sub> h	100.000 €/kgH <sub>2</sub> h	65.000 €/kgH <sub>2</sub> h	30.000 €/kgH <sub>2</sub> h
Modulgröße nach Nennleistung (elektrisch)	20.000 kW	15.000 kW	10.000 kW
O&M Kosten in % der Investitionskosten pro Jahr	5,0 %	3,5 %	2,0 %
Maximale Standzeit unter Nennlast (Betrieb + Standby) zur Generalüberholung	50.000 h	70.000 h	90.000 h
Max. Degradation	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Degradationsrate pro 1000 Betriebsstunden	0,0000 %	0,0000 %	0,0000 %
Maximale Lebensdauer in Jahren	20 a	25 a	30 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Anfangsinvestition	15,0 %	10,0 %	5,0 %
Prozentuale Leistungsaufnahme im Standbybetrieb bzgl. Nennleistung	40,0 %	35,0 %	30,0 %
Reaktionszeit aus dem Standby Betrieb auf Nennleistung	120 s	90 s	60 s

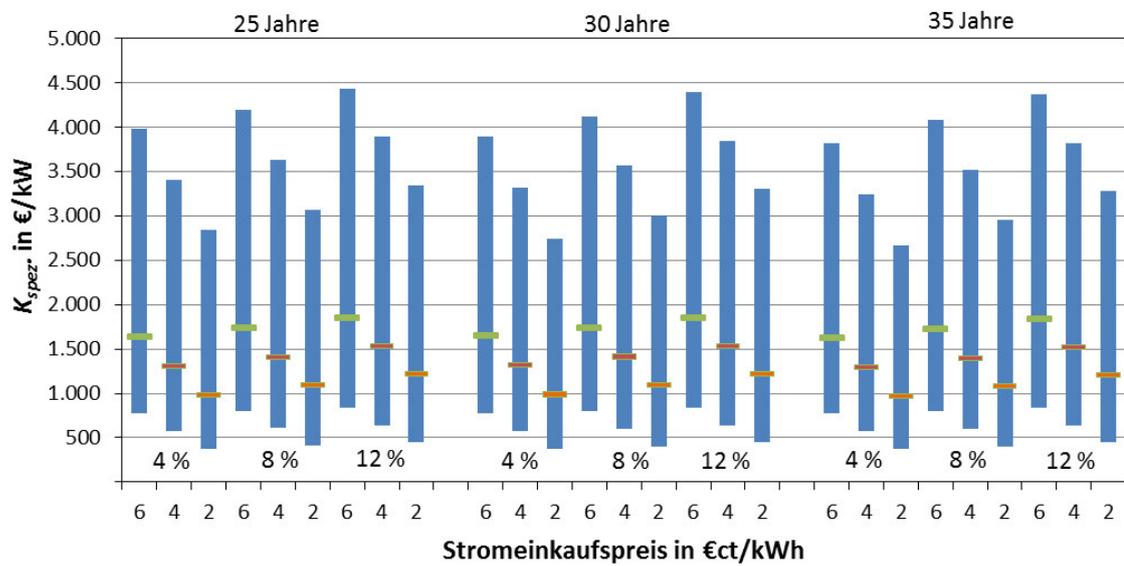
<b>Regenerator:</b>	<b>pessimistic</b>	<b>base</b>	<b>optimistic</b>
Wärme-/KältereGENERATIONSEFFIZIENZ	30,0 %	50,0 %	70,0 %
Investitionskosten	kein Regenerator	29,5608 €/kWh	0,225 €/kWh
O&M Kosten	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Maximale Betriebsstunden zur Generalüberholung	306.600 h	306.600 h	306.600 h
Max. Degradation	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Degradationsrate pro 1000 Betriebsstunden	0,0000 %	0,0000 %	0,0000 %
Maximale Lebensdauer in Jahren	35 a	35 a	35 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Anfangsinvest	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Wärmekapazität des Regenerators bzgl. Kälte in LH <sub>2</sub>	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Zu regenerierende Gesamtkälte des LH <sub>2</sub>	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Investitionskosten auf Materialkostenbasis	33,78 €/kWh	29,56 €/kWh	25,34 €/kWh
Materialkostenaufschlagsfaktor	2	1,75	1,5
Materialkosten nach VDE-Studie	44 €/kWh	36,5 €/kWh	29 €/kWh

<b>Regeneratormaterial:</b>	<b>Blei</b>	<b>Kies (optimistic)</b>	<b>Teflon (base)</b>
Volumetrische thermische Speicherkapazität bei $\Delta T = (293-20)K$ in kWh/m <sup>3</sup>	0.131 kWh/m <sup>3</sup>	0.136 kWh/m <sup>3</sup>	0.192 kWh/m <sup>3</sup>
Füllfaktor für Materialschüttung zur Verlegung der Leitungen	90,0 %	90,0 %	90,0 %
Spezifische Dichte kg/m <sup>3</sup>	11.340 kg/m <sup>3</sup>	1.750 kg/m <sup>3</sup>	2.160 kg/m <sup>3</sup>
Materialkosten pro Gewichtstone €/1000kg	1.573 €/t	0.010 €/t	1.500 €/t
Investitionskosten €/kWh auf Materialkostenbasis	136,05 €/kWh	0,13 €/kWh	16,89 €/kWh

<b>Elektrolyse:</b>	<b>pessimistic</b>	<b>base</b>	<b>optimistic</b>
Elektrischer Wirkungsgrad	65,0 %	75,0 %	85,0 %
Investitionskosten	800 €/kW	600 €/kW	400 €/kW
Modulgröße nach Leistung (Leistungsaufnahme elektrisch)	5.000 kW	5.000 kW	5.000 kW
O&M Kosten in % der Investitionskosten pro Jahr	10,0 %	7,0 %	4,0 %
Maximale Betriebsstunden bis zur Generalüberholung	50.000 h	70.000 h	90.000 h
Max. Degradation	30,0 %	30,0 %	30,0 %
Degradationsrate pro 1000 Betriebsstunden	0,5 %	0,3 %	0,1 %
Maximale Lebensdauer in Jahren	35 a	35 a	35 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Investitionskosten	50,0 %	40,0 %	30,0 %
Startzeit auf Nennlast aus Standby Betrieb	60 s	60 s	60 s
Speisewasserkosten hochgereinigtes Wasser	5 €/m <sup>3</sup>	5 €/m <sup>3</sup>	5 €/m <sup>3</sup>
Speisewasserbedarf kg H <sub>2</sub> O pro kg H <sub>2</sub>	11,171	10,089	9,007
Speisewasserbedarf m <sup>3</sup> H <sub>2</sub> O pro kWh H <sub>2</sub>	0,000283	0,000256	0,000229
Speisewasserkosten € pro kWh H <sub>2</sub>	0,004	0,003	0,001

<b>SMES:</b>	<b>pessimistic</b>	<b>base</b>	<b>optimistic</b>
Elektrischer Be- und Entladewirkungsgrad durch Magnetsystem ohne Standby	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Investitionskosten (Magnetkosten mal prozentualer Aufschlag für Leistungselektronik) €/kWh	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Modulgröße nach Nennleistung (elektrisch)	Skaliert	Skaliert	Skaliert
O&M Kosten	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Maximale Lebensdauer in Jahren	30 a	35 a	40 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Anfangsinvest	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Prozentualer Leistungsverlust durch Leistungselektronik für Be- und Entladezyklus	4,0 %	3,0 %	2,0 %
Reaktionszeit aus dem Standby Betrieb auf Nennleistung	0 s	0 s	0 s
Maximale Magnetfeldstärke B	4 T	4 T	4 T
Maximale Stromstärke I	10.000 A	10.000 A	10.000 A
Mindestabstand von Außenhaut des LH <sub>2</sub> -Tank	0,7 m	0,5 m	0,2 m
Standbyleistung der Leistungselektronik bzgl. Nennleistung [%]	2,0 %	1,5 %	1,0 %
Mindestdeckung des SMES mit LH <sub>2</sub> von oben	0,9 m	0,7 m	0,5 m
Maximale Entladetiefe bzgl. Gesamtspeicherkapazität in %	30,0 %	25,0 %	20,0 %
Multiplikativer Variationsfaktor der über Regressionskurve ermittelten spez. Kosten	1	1	1
Multiplikator zur Variation der über Regressionskurve ermittelten spez. Ladeverluste pro Zyklus	1	1	1
Gesamtwirkungsgrad pro Gesamtzyklus Magnetsystem und Leistungselektronik ohne Standby	Skaliert	Skaliert	Skaliert
Betriebszeit bis zur Generalüberholung in Jahren [a]	30 a	35 a	40 a
Kosten für spezifische Leistungselektronik des SMES (Koppelstromrichter)	150,0 %	100,0 %	50,0 %
Selbstentladung der Spule [%/d]	1,0 %	0,6 %	0,1 %

## Anhang 11: Leistungsspezifische Kosten aus Sensitivitätsanalyse der Rahmenbedingungen



## Anhang 12: Eingangsparameter für Sensitivitätsanalyse der Kältetechnik

Parameter/Werte-Tabelle:	Szenarien			
Regenerator	ohne	pessimistic	base	optimistic
Wärme-/Kälteregenerationseffizienz	0,0 %	30,0 %	50,0 %	70,0 %
Investitionskosten nach Hochrechnung aus VDE 2009 (adiabate DSKW)	/	272,094 €/kWh	29,561 €/kWh	0,193 €/kWh
O&M Kosten	/	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Maximale Lebensdauer in Jahren	/	35 a	35 a	35 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Anfangsinvest	/	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Wärmekapazität des Regenerators bzgl. Kälte in LH2	/	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Zu regenerierende Gesamtkälte des LH2	/	7.521.864 kWh	7.521.864 kWh	7.521.864 kWh
Regeneratormaterial	/	Blei	Teflon	Kies
Materialkostenaufschlagfaktor	/	2	1,75	1,5

Parameter/Werte-Tabelle:	Szenarien		
Kryoanlage	pessimistic	base	optimistic
Elektrischer Wirkungsgrad bzgl. Energiegehalt H2	70,0 %	75,0 %	80,0 %
Investitionskosten €/kgH2h	100.000 €/kgH2h	65.000 €/kgH2h	30.000 €/kgH2h
Modulgröße nach Nennleistung (elektrisch)	20.000 kW	15.000 kW	10.000 kW
O&M Kosten in % der Investitionskosten pro Jahr	5,0 %	3,5 %	2,0 %
Maximale Standzeit unter Nennlast (Betrieb + Standby) zur Generalüberholung	50.000 h	70.000 h	90.000 h
Maximale Lebensdauer in Jahren	20 a	25 a	30 a
Kosten für Generalüberholung bzgl. Anfangsinvestition	15,0 %	10,0 %	5,0 %
Prozentuale Leistungsaufnahme im Standbybetrieb bzgl. Nennleistung	40,0 %	35,0 %	30,0 %
Reaktionszeit aus dem Standby Betrieb auf Nennleistung	120 s	90 s	60 s

---

**Anhang 13: Weitere Bewertungsparameter für Energiespeicher**

Bauzeit [a]
Ortsabhängigkeit
Flächenbedarf [m <sup>2</sup> /KWh]
Sicherheitszone [m <sup>2</sup> /KWh]
Risiken für Menschen
Risiken für die Umwelt
CO <sub>2</sub> -Zertifikate Emissionsgesetze
Strommarktmodelle, Regelmarkt, Kapazitätsmarkt
Teillastverhalten
Ausbaukapazitäten in Deutschland
Zufeuerung nötig
CO <sub>2</sub> -Werte des EES? Neutral, pos., neg.
Nutzungskonkurrenz z. B. bei Kavernen
Beitrag zur Stromnetzentlastung

---

**Anhang 14: Expertengespräch, Dr.-Ing. Holger Neumann, ITEP/KIT****Mitschrift zu Expertenbefragung: Dr.-Ing. Holger Neumann, ITEP/KIT****Am ITAS, 24. Februar 2014**

Kryotechnik:

- Anlagenlebensdauer liegt bei über 30 Jahre
- Einfache Wartungsarbeiten sind etwa alle 50.000 Betriebsstunden durchzuführen
- Instandhaltungskosten vernachlässigbar gering im Verhältnis zu Anfangsinvestition

Regenerator:

- Praktische Versuche sind geplant für Ende 2014, Material ist eine Bleischüttung, Gasdruck am Regeneratoreingang etwa 40 bar Überdruck
- Kommt ein idealer Regenerator zum Einsatz, so ließe sich der Energiebedarf zur Wasserstoffverflüssigung auf die Kompensation des Boil-Off-Effekts über die Speicherdauer des LH<sub>2</sub> reduzieren
- Standby-Verluste etwa 1%/d erwartet
- Zu erwartende Energieeinsparung durch Einsatz eines Regenerators liegt zwischen 50 und 90 %
- Als Regeneratormaterial im realen Betrieb sind kostengünstigere nicht magnetische Materialien mit hoher Wärmekapazität beabsichtigt
- Evaporation Rate as minimal loss concerning cold, but concerning energy the losses are due to electricity demand for standby and cooling power

---

**Als Ergänzung hierzu:**

**Emailverkehr mit Herrn Dr.-Ing. Holger Neumann am 27. Februar 2014:**

Hallo Herr Hajek,

gerade vorgestern habe ich einen Vortrag von Sumitomo gehört, welche die MTTF (Mean Time to First Failure) mit 35.000 Stunden angeben. Die von mir genannten 50.000 Stunden gelten vor allem für Pulsrohrkühler, welche keine bewegten Teile im kalten Bereich haben.

Sie haben es also ganz richtig verstanden, dass dies die wartungsfreie Betriebszeit ist.

Die Wartungskosten selber kenne ich auch nicht so genau, aber Ihre Schätzung von 2-5%/a sollte eigentlich ganz gut sein. Eigentlich fallen nur für den Kompressor Wartungskosten in Form von Öl- und Filterwechsel an. Für die Wartungskosten nach den 35.000 bzw. 50.000 Stunden können Sie ja mal 10% annehmen.

Beste Grüße

Holger Neumann

---

**Anhang 15: Expertengespräch, Prof. Dr.-Ing. Jörn Wellnitz, TH Ingolstadt**

<b>Mitschrift des Telefonats mit Herrn Prof. Dr.-Ing. Jörn Wellnitz, durchgeführt am 23. Januar 2014.</b>
---

Welches Material wird für LH<sub>2</sub>-Tanks verwendet?

- Aluminium mit Stahlmwicklung für höhere Festigkeit (bei Speicherung unter Überdruck) oder Spezialedelstahl mit Aluminiumfolie gegen Diffusion von Wasserstoff in Tankmaterial. Aluminium ist besser geeignet für Wasserstoff wegen der geringeren Diffusionsempfindlichkeit.

Was ist hinsichtlich des Drucks im Tank zu beachten?

- Es sollte immer ein gewisser Druck berücksichtigt werden, wegen des Ausdampfens von LH<sub>2</sub>. Dieser kann bei großen Tanks zu starken Kräften führen, was relevant für die Festigkeitsauslegung ist.

Wie wird in der Regel eine Tankisolierung aufgebaut?

- Wie im Buch „Hydrogen Storage Technologies“ beschrieben, Außenkühlring mit Flüssigstickstoff um die Temperaturdifferenz zwischen Wasserstoff und Umgebung zu verringern. Dann Vakuumschicht mit geschichteter Aluminiumfolie gegen Strahlungsverluste.

Wie verhält es sich mit der Ausgasung von LH<sub>2</sub>?

- Die Ausgasung ist bei entsprechender thermischer Isolierung relativ gering bei etwa 1%/Tag. Eine Wiederverflüssigung und Rückführung ist allerdings aufwendig, deshalb ist ein Ablassen oder Zwischenspeichern in Gasform empfehlenswert.

Welche Kosten sind für den LH<sub>2</sub>-Tank zu erwarten?

- Genaue Daten hierzu sind schwierig zu finden, als Anhaltspunkt kann von gesamten, tankspezifischen Kosten „Dressed Plant Costs“ von etwa 1 Mio. €/Tonne Gewicht ausgegangen werden (Faustformel in Anlehnung an die Luftfahrt).

Bei Fragen bezüglich der Wasserstoffverflüssigung verweist Herr Prof. Dr.-Ing. Wellnitz auf seine Mitautoren:

Frau Dr.-Ing. Agata Godula-Jopek, EADS Innovation Works

[agata.godula-jopek@eads.de](mailto:agata.godula-jopek@eads.de)

und

Herrn Walter Jehle, ASTRIUM GmbH [walter.jehle@astrium.eads.net](mailto:walter.jehle@astrium.eads.net)

---

**Anhang 16: Expertengespräch, Prof. Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christian  
Haberstroh, TU Dresden**

**Mailverkehr vom 30. Januar bis 04. Februar 2014 zwischen Herrn Martin Hajek  
und Herrn Prof. Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christian Haberstroh der TU Dresden.**

**Von:** Hajek, Martin (ITEP) [<mailto:martin.hajek@kit.edu>]

**Gesendet:** Donnerstag, 30. Januar 2014

**An:** [christoph.haberstroh@tu-dresden.de](mailto:christoph.haberstroh@tu-dresden.de)

**Betreff:** Kryotechnik

Sehr geehrter Herr Prof. Dr. Haberstroh,

ich wurde in meinem Anliegen von Herrn Philipp Arnold auf Sie als Experten im Bereich der Kryotechnik verwiesen und würde mich freuen wenn Sie Zeit für meine Fragen fänden.

Im Zuge meiner Abschlussarbeit am KIT (ITAS & ITEP) unter Betreuung der Doktoren Weil und Neumann untersuche ich die Kosten des Hybridspeichers LIQHYSMES. Eine Verbindung von Stromspeicherung über flüssigen Wasserstoff und damit gekühlten hochtemperatur-supraleitenden Magnetspulenspeichern.

In der Literatur finden sich unterschiedliche Angaben zum idealen Energieaufwand der Wasserstoffverflüssigung, welche eine zentrale Position der Speicheranlage darstellt. Bezüglich der Speichertechnologie finden sich übereinstimmende Informationen, leider aber kaum Daten zu Standby-Verlusten durch Wärmeeintrag oder Angaben zu Investitionskosten.

Können Sie mir Literatur empfehlen zur Wasserstoffverflüssigung im Maßstab von 20 bis 60 Tonnen pro Stunde und zur Speicherung von Flüssigwasserstoff im Bereich von 4.000 bis 60.000 m<sup>3</sup>?

Relevant für meine Arbeit ist eine realistische erreichbare relative Verflüssigungsarbeit [kWh/kgLH<sub>2</sub>] im großen Maßstab und eine Kostenschätzung pro installierter Verflüssigungskapazität [€/kgLH<sub>2</sub>/h] oder [€/kW].

Wenn ein Regenerator für die GH<sub>2</sub>->LH<sub>2</sub>-GH<sub>2</sub> Umwandlung verwendet wird, welches prozentuales Energieeinsparpotential ist dadurch zu erwarten, welches Speichermaterial kommt dafür in diesem Maßstab in Frage und wo liegen die groben Kosten für derartige Anlagen?

Ich freue mich über Ihre persönliche Einschätzung hierzu und rufe Sie auch gerne an, wenn sie mir einen Termin gewähren.

Ich bedanke mich bereits für Ihre Hilfe und erwarte Ihre Antwort.

Mit besten Grüßen aus Karlsruhe,

Martin Hajek

**Von:** [christoph.haberstroh@tu-dresden.de](mailto:christoph.haberstroh@tu-dresden.de)

**Gesendet:** Dienstag, 04. Februar 2014

**An:** Hajek, Martin (ITEP) [<mailto:martin.hajek@kit.edu>]

**Betreff:** AW: Kryotechnik

Sehr geehrter Herr Hajek,

die genannten Fragen sind nicht ganz einfach zu beantworten. Während zu Prozessen, Thermodynamik und sogar zu Komponenten noch ganz gut Informationen zu finden sind, wird es bei konkreten Bilanz-Daten, noch mehr bei Kostenfragen, aus verschiedenen Gründen recht mager. U.a. deshalb, weil jede Anlage dieser Größe ein Unikat ist, andere Randbedingungen zugrunde lagen, meist man auch solche Daten gar nicht unbedingt veröffentlichen will, damit nicht z.B. der nächste Kunde hieraus Forderungen und Vorstellungen ableitet. Vorsicht auch bei doch irgendwo veröffentlichten Zahlen zu etwas Verflüssigungsleistungsbedarf – meist sind diese Zahlen nicht belastbar, irgendwie ohne Zusammenhang kolportiert, nur für bestimmte Randbedingungen gültig etc. Leute, die wirklich etwas davon verstehen, sind aus gutem Grund sehr zurückhaltend – da sie nämlich wissen, dass solche Zahlen schwer übertragbar sind und der reale Leistungsbedarf sehr stark von div. Faktoren abhängt.

Ilka Seemann hat Ihnen ja schon Einiges zusammengestellt. Für diese Zahlen können wir uns einigermaßen verbürgen, die sind sicher mit das Zuverlässigste, was man derzeit sagen kann. Vorsicht, Skalierungen sind hier nicht ohne weiteres möglich, und ob dann beim Bau mehr auf einen optimalen Wirkungsgrad oder doch mehr auf minimale Investkosten geguckt wird, steht auf einem anderen Blatt. Wichtig natürlich auch und bei Ihnen hoffentlich schon in dieser Weise berücksichtigt: solche Wirkungsgrade gelten dann nur für den Verflüssigerbetrieb auf Nennleistung, Teillastbetrieb nur sehr eingeschränkt und ineffizient möglich, Zeitkonstanten zum Hochfahren einer solchen An-

lage im Bereich von Wochen (ein Mitverfolgen von Lastwechsel-, Stromüberschusskurven ist damit weitgehend ausgeschlossen).

Bei Kosten für eine solche 50 tons-per-day-H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlage hatten wir mal pauschal mit 100 M€ abgeschätzt, Stromkosten mit 100 €/MWh und den H<sub>2</sub> (aus steam reforming, also keinen „grünen“ Wasserstoff) mit 2000 €/t H<sub>2</sub>.

Standby- (also Ruheverdampfungs)verluste sind natürlich ebenfalls extrem abhängig von Randbedingungen, Isolationsausführung, tolerablem Maximaldruck bis zum Öffnen der Überströmventile oder LH<sub>2</sub>-Tankgröße abhängig. Das Oberflächen- (und damit Wärmeeintrags-) zu Volumenverhältnis wird automatisch immer günstiger mit steigender Größe.

Für einen heutigen Standardtank für LH<sub>2</sub> (wie z.B. für H<sub>2</sub>-Tankstellen oder industr. H<sub>2</sub>-Verbraucher eingesetzt, Standtank mit Vakuum-Perlit-Isolation) gelten lt. Datenblatt folgende Werte:

geometr. Innenvolumen: 5,85 m<sup>3</sup>; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 1 barü: 385 kg; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 7 barü: 290 kg; p max = 12 barü □ Abdampftrate 1,5 %/Tag

geometr. Innenvolumen: 17,6 m<sup>3</sup>; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 1 barü: 1200 kg; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 7 barü: 890 kg; p max = 12 barü □ Abdampftrate 1,0 %/Tag

geometr. Innenvolumen: 79,4 m<sup>3</sup>; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 1 barü: 5250 kg; LH<sub>2</sub>-Kapazität @ 7 barü: 4000 kg; p max = 12 barü □ Abdampftrate 0,6 %/Tag

Für einen extrem großen LH<sub>2</sub>-Tank (NASA, 60er Jahre) kenne ich noch die Kennzahlen (aus: W. Peschka, Liquid Hydrogen): LH<sub>2</sub>-Kapazität 3800 m<sup>3</sup>, Außendurchmesser 20 m, Vakuum-Perlit-Isolation, Abdampftrate 0,03 %/Tag (der %-Anteil ist dann immer aus der Nennkapazität zu berechnen, unabh. vom akt. Füllstand!).

„Verluste“ ist natürlich noch zu spezifizieren: abdampfenden H<sub>2</sub> kann man ja trotzdem noch mittels Brennstoffzelle verwerten oder in begrenzter Menge als HD-Gas speichern und später neu verflüssigen. Wenn mans geschickt macht, kann man mit abdampfendem H<sub>2</sub> die Zuleitungen kühlen und damit den Wärmeeintrag in die Restmenge verringern, u.v.m.

Preise sind kaum bekannt. Von LNG kenne ich zufällig gerade als Faustregel:

Investkosten Tank: 1,10 €/l<sub>Innenvolumen</sub>, zzgl. Armaturen, zzgl. Aufstellung, Fundamente, Umbauten. Bei LHe zahlt man für einen z.B. 5000 l – Dewartank im günstigsten Fall vielleicht 60 000,- €, wäre also schon deutlich teurer. Offensichtlich fehlt hier auch noch jede Skalierung, sehr große Tanks müssten billiger, kleine Tanks teurer kommen als nach linearer Daumenregel.

---

Regenerator: das ist natürlich eine der Schlüsselannahmen bei LIQHYSMES, auf diese Weise „Kälte“ zwischenzuspeichern und somit einen Großteil der Verflüssigungsarbeit zu sparen. Geeignet sind im Grunde fast alle Stoffe, einzig die Debye-Temperatur sollte nicht zu hoch sein. Im Bereich von 20 K haben die meisten gängigen Materialien natürlich trotzdem kaum noch Wärmekapazität. Theoretisch ist die weitere Sache ja recht einfach: es muss nur genug Wärmekapazität entsprechend der hin- und herzuschiebenden H<sub>2</sub>-Menge vorhanden sein. Bei den genannten H<sub>2</sub>-Mengen landet man dann natürlich ebenfalls bei zig Tonnen, also zimmer- hallengroße Schüttungen o.ä. Weitere Parameter sind dann Längswärmeleitung oder Durchströmungsdruckverluste (beide mögl. klein zu halten), Fehlverteilungen etc. Theorie hierzu in den Lehrbüchern über Cryocooler.

Soweit erst Mal (eigene Arbeiten stehen auch noch zuhauf an bis morgen...), ich hoffe, das hilft schon ein wenig weiter. Ggf. können wir noch ein paar einschlägige Arbeiten zusammensuchen bei Interesse.

Viele Grüße,

Ch. Haberstroh

-----  
Dr. rer. nat. et Ing. habil. Christoph Haberstroh

TU Dresden, Bitzer-Stiftungsprofessur für

Kälte-, Kryo- und Kompressorentechnik

01062 Dresden

tel.: +49 (351) 463-33406; -32548

fax: +49 (351) 463-37247

[christoph.haberstroh@tu-dresden.de](mailto:christoph.haberstroh@tu-dresden.de)

<http://tu-dresden.de/mw/iet/kkt>  
-----

---

**Anhang 17: Expertengespräch, Dr. Lars Blum und Dr. Lutz Decker, Linde AG**

**Mailverkehr vom 11. – 14. März 2014 zwischen Herrn Martin Hajek und den Herrn Dr. Lars Blum und Dr. Lutz Decker (LINDE AG)**

**Teillast- und Standby-Verhalten von Wasserstoffverflüssigungsanlagen (LINDE AG)**

**Von:** Hajek, Martin (ITEP)]

**Gesendet:** Dienstag, 11. März 2014

**An:** Hajek, Martin (ITEP)

**Betreff:** Standby von Kryokühlern

Sehr geehrte Damen und Herren,

Im Zuge meiner Abschlussarbeit über Flüssigwasserstoffenergiespeicher konnte ich leider keine Informationen zum Standbybetrieb von Verflüssigungsanlagen finden. Können Sie eventuell eine grobe Angabe machen, wie viel Prozent der Nennleistung eine Anlage im Standbybetrieb aufnehmen muss um (wenn überhaupt möglich) in wenigen Minuten wieder Wasserstoff verflüssigen zu können?

Vielen Dank bereits für Ihre Hilfe!

Mit besten Grüßen,

Martin Hajek

**Von:** Blum Lars [<mailto:lars.blum@linde-kryotechnik.ch>]

**Gesendet:** Donnerstag, 13. März 2014 13:21

**An:** Hajek, Martin (ITEP)

**Betreff:** AW: Mail-Form

Sehr geehrter Herr Hajek,

vielen Dank für Ihre Anfrage.

Es gibt keinen generell gültigen Ansatz für die Leistungsaufnahme von H<sub>2</sub>-Verflüssigern im Teillastbetrieb und hängt stark von der Größe der Anlage ab. Welcher Leistungsbereich betrifft es?

Freundliche Grüsse / Best regards

Dr. Lars Blum

Head of Sales

Linde Kryotechnik AG

Daettlikonerstrasse 5, 8422 Pfungen, Switzerland

Phone: +41.52.304-0628, Mobile: +41.52.552.3298, Fax: +41.52.304-0550

[lars.blum@linde-kryotechnik.ch](mailto:lars.blum@linde-kryotechnik.ch), [www.linde-kryotechnik.ch](http://www.linde-kryotechnik.ch)

**Von:** Hajek, Martin (ITEP) [<mailto:martin.hajek@kit.edu>]

**Gesendet:** Donnerstag, 13. März 2014 13:34

**An:** Blum Lars

**Betreff:** AW: Mail-Form

Sehr geehrter Herr Dr. Blum,

vielen Dank für Ihre Antwort.

Es handelt sich um die Untersuchung von Großanlagen in einem Leistungsbereich von 20 und 60 Tonnen pro Stunde, um durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoff zu Spitzenstromzeiten im Tageslastgang bzw. gemäß saisonal bedingter Überkapazität (Großwetterlagen) direkt zu Verflüssigen ohne größere Pufferspeicher vorzuschalten.

Da es sich um eine sehr allgemeine Voruntersuchung handelt, ob eine Verflüssigung in diesem Bereich Einsatzpotentiale aufweist und mit Szenarien gearbeitet wird, würden hierbei bereits sehr grobe Bandbreiten weiter helfen.

In diesem Sinne freue ich mich auf Ihre Antwort.

Mit besten Grüßen,

Martin Hajek

**Von:** Blum Lars

**Gesendet:** Donnerstag, 13. März 2014 14:12

**An:** Decker Lutz

**Betreff:** WG: Mail-Form

Hallo Lutz,

kannst Du mit Werten für den Teillastbetrieb weiterhelfen?

Danke.

Gruss,

Lars

**Von:** Decker Lutz

**Gesendet:** Donnerstag, 13. März 2014 14:12

**An:** Hajek, Martin (ITEP)

**Betreff:** WG: Mail-Form

Sehr geehrter Herr Hajek,

Teillastbetrieb:

Bei unserer standardmäßigen Prozeßführung kann der Wasserstoffverflüssiger bis zu einem Teillastbetrieb von 50% mit annähernd konstantem Wirkungsgrad betrieben werden. Die Leistungsaufnahme beträgt dann ca. 52%.

Die Anlagenkapazität kann weiter gedrosselt werden auf ca. 25%, allerdings bei nur noch leicht fallender Leistungsaufnahme (ca. 40%).

Das liegt daran, daß Wasserstoffverflüssiger bisher bevorzugt bei 100% betrieben werden.

Besteht Bedarf für einen erweiterten Teillastbetrieb, so kann dies in den Prozeß mit eingeplant werden.

Die Drücke des Hauptkältekreises müßten dafür angehoben werden. Realistisch sehe ich einen effizienten Teillastbetrieb bis 33% ev. sogar 25% (Leistungsaufnahme ca. 36% bzw. 29%). Minimale Anlagenkapazität wäre dann bei ca. 20% (Leistungsaufnahme ca. 30% bzw. 28%).

Der Preis dafür wären Mehrkosten aufgrund höherer Designdrücke an den Komponenten (Kompressorsystem, Wärmetauscher, Ventile, Turbinen etc.) sowie eine zusätzliche Kompressionsstufe zwischen Nieder- und Mitteldruck.

Standby-Betrieb:

Generell muß man sagen, daß ein Wasserstoffverflüssiger immer eine Last braucht, weil er ansonsten die Prozeßtemperaturen "beliebig" weiter herunterfährt. Man liefe Gefahr, den Wasserstoff zu verfestigen ( $T_{kritisch} = 14 \text{ K}$ ).

Soll die Anlage ohne Feedgas einigermaßen auf Temperatur gehalten werden, muß bei minimaler Teillastkapazität eine sekundäre Last beigelegt werden, z.B. durch Einspeisung von kleinen Teilströmen vom Kältekreis-Kompressor kommend an verschiedene Stellen entlang des kalten Endes des Kältekreises. Weitere Energieeinsparungen sind dadurch nicht gegeben. Als Mehraufwand müßten mehrere Kryoverventile zusätzlich installiert werden.

Bei weiteren Fragen stehen unser Herr Blum und ich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße / best regards

Lutz Decker

Head of Research & Development

Linde Kryotechnik AG

Daettlikonerstrasse 5, 8422 Pfungen, Switzerland

Phone: +41 52 304 05 26, Mobile: +41 76 444 00 12, Fax: +41 52 304 05 50

[lutz.decker@linde-kryotechnik.ch](mailto:lutz.decker@linde-kryotechnik.ch), <http://www.linde-kryotechnik.ch>

---

## Anhang 18: Expertengespräch, Dr.-Ing. Jörg Burkhardt, ITAS/KIT

<b>Mitschrift des Telefoninterviews von Herrn Dr.-Ing. Jörg Burkhardt am Dienstag den 04. März 2014</b>
---

Elektrolyseur (alkalisch):

- Startzeit wenn auf Betriebstemperatur?

Theoretisch gleich Null, langsames Starten schont die Anlage

- Anlaufverhalten bzgl. Stromverbrauch und H<sub>2</sub>-Produktionsrate (Wie schnell kann eine Elektrolyseanlage als Last dienen)?

Kann sofort als Last dienen, wenn Anlage kalt ist, dann jedoch erhöhte Materialbelastungen

- Hochreines Speisewasser, woher, Kosten pro m<sup>3</sup>?

Spielt bei aktuell betriebenen Anlagen, die er untersucht, eine vernachlässigbare Rolle

- Was wird i.d.R. mit O<sub>2</sub> gemacht? Gibt es einen Markt?

Keine Nutzung bekannt

- Betriebs- und Instandhaltungskosten (Prozentual zu Investition pro Jahr)?

Bei Modellversuchen deutlicher Aufwand, unbeziffert

- Kosten für Generalüberholung, was muss gemacht werden?

Austausch degradierender Bauteile, keine Angabe genauer Werte, etwa 50 Prozent scheint tauglich als erste Orientierung

---

**Anhang 19: Expertengespräch, Dr. Holger Neumann und Dr. Michael Sander,  
ITEP/KIT**

**Mitschrift zu Expertenbefragung: Dr.-Ing. Holger Neumann und Dr. Michael Sander, ITEP/KIT**

**Am 06. Februar 2014 von 10 bis 14 Uhr**

**Am Campus Nord des KIT in Eggenstein-Leopoldshafen**

Der Energieaufwand liegt in Bezug auf unterschiedliche Studien, die unterschiedliche Verflüssigungsprozesse verwenden zwischen 5,3 und 13,6 kWh/kgLH<sub>2</sub>, also zwischen 12 und 30 % in Bezug auf den oberen Heizwert, welchen Wert halten Sie für realistisch? (Sander)

- Mit Regeneratoreinsatz evtl. 15% möglich, ansonsten nur realistisch etwa 30%. Bei Regeneratoreinsatz wird theoretisch nur einmal das H<sub>2</sub> runter gekühlt, praktisch gibt es jedoch Verluste durch Wärmeübertragung.

Sie haben in Ihrer Arbeit mit Gasturbinen gerechnet, gingen Sie dabei von der Verbrennung von reinem H<sub>2</sub> aus und wenn ja, mit Bezug auf welche Quelle? (Sander)

- Herr Dr. Sander hat auch keine Quellen zu reinen Wasserstoffturbinen gefunden und deren zukünftige Verfügbarkeit lediglich angenommen.

Welche Leistung nimmt eine Kryoanlage auf wenn sie nichts produziert, aber in wenigen Minuten wieder auf Volllast laufen muss? (Sander)

- Keine genaue Angabe oder Zahlenwerte genannt. Sie sind sich aber dem Problem einer hohen Standby-Leistungsaufnahme bewusst, haben aber noch keine Lösung dafür. Ein Gedanke ist die Abdampfkälte aus dem Tank zu nutzen um die Kryotechnik zu kühlen damit sie flexibel bereitgestellt werden kann.

Einschätzung der Investitionskosten für eine derartige Anlage, O&M, Lebensdauer von Kryoanlagen und weitere Betriebseigenschaften solcher Anlagen? (Neumann)

- Die Angaben zu Kosten sind weit gefächert und immer unterschiedlich. Es wird kein genauer Wert erwartet, vielmehr eine Abschätzung in Bandbreiten.
- Kryokühler im Idealfall durchlaufen lassen.
- Der Regenerator liegt im Tank um das Magnetfeld des SMES zur Otho-Param-Umwandlung zu nutzen, ob es funktioniert stellt sich hoffentlich beim Versuch heraus.

**SMES:**

Warum gibt es einen Mindeststrom im Spulensystem? (Sander)

- Entladen bis zum Schluss erzeugt hohe Spannungen, die anteilige Energiemenge ist aber verhältnismäßig gering, so dass es sich nicht rechnet, eine entsprechend aufwendigere Leistungselektronik zu bauen.

Die Entladegeschwindigkeit nimmt mit sinkendem Ladestand ab, ist eine 100%ige Entladung möglich? (Sander)

- Theoretisch ja, die Leistung ist abhängig von der Elektronik.

Gibt es bereits ein Berechnungs-Tool für die Größe eines SMES bei bekannter zu leistender Leistung und zu speichernder Energiemenge? (Sander)

- Nein, die Formeln der Berechnung finden sich in den Veröffentlichungen und eine erste Annäherung kann mit den Skalierungsfaktoren geschaffen werden.

Muss ein torodialer SMES verwendet werden, die einfache Ringstruktur scheint das kleinste Volumen zu benötigen? (Sander)

- Nein das endgültige Design steht noch nicht fest, wahrscheinlich wird es aber auf einen T20 oder R4 hinauslaufen.

Die Energie im SMES entspricht  $E = 1/2LI^2$ , was spricht gegen eine höhere magnetische Flussdichte als 4 T (wie angegeben bei „LIQHYSMES – a 48 GJ Toroidal MgB<sub>2</sub>-SMES for Buffering Minute and Second Fluctuations“), dadurch wäre eine kompaktere Energiedichte zu erreichen (wie bei A Novel Energy St. Conc. 2011 mit 8T)? (Sander)

- 2T hat geringere Verluste und Ansprüche an das System

In der Arbeit „LIQHYSMES – a 48 GJ Toroidal MgB<sub>2</sub>-SMES for Buffering Minute and Second Fluctuations“ werden 200 Mio. € für die gesamte Speichereinheit veranschlagt. Welchen Anteil daran haben die Komponenten SMES, Tank, Kryotechnik usw.? (Sander)

- Für den SMES als Gesamtsystem wurden 5 € pro Meter angenommen, als Gesamtkosten für das Magnetspulensystem.
- Die restlichen Kosten sind die den Nebenanlagen.
- Die Stromanschlüsse des SMES müssen thermisch isoliert werden, Technik der Fusionsreaktoren, solche „Kleinigkeiten“ sind in späteren Kostenrechnungen nicht zu vernachlässigen.
- Leistungselektronik für große Systeme muss neu entwickelt werden und ist in den 5 € pro Meter Kalkulation nicht inbegriffen, dafür kann getrost ein Aufschlag von 100 % auf die Magnetspulenkosten angenommen werden.

Muss der SMES direkt im LH<sub>2</sub> liegen oder genügt es im Tank zu sein? (Neumann)

- Ja, er muss direkt im LH<sub>2</sub> liegen, da mit Flüssigkeit ein besserer Wärmeübergang gewährleistet wird.

Was spricht für die Auswahl von MgB<sub>2</sub> als HTSL und was sind die Alternativen? (Sander)

- MgB<sub>2</sub> ist derzeit bereits auf dem Markt erwerblich und verhältnismäßig preiswert
- MgB<sub>2</sub> Leiter sind jedoch nicht geeignet für schnelle SMES-Systeme mit kompletten Zyklen im Sekundenbereich. Sie sind eher für Minutenregelung geeignet. Das Leitermaterial ist demnach der kritische Parameter bzgl. der möglichen Betriebseigenschaften.
- Schnelle/steile Lade- und Entladerampen führen zu stärkeren Materialbelastungen und erhöhtem Wärmeeintrag durch HTSL in den LH<sub>2</sub>-Speicher.

### **Regenerator:**

Welchen Aufbau und welche Materialien planen Sie für den Regenerator zu verwenden? (Sander)

- Blei, Teflon und noch ein „unkonventionelles Material“, das er nicht beim Namen nennt.

Ein Problem des Regenerators ist die Wärmeleitung in ihm.

- Sie sind gerade an dem Konzept eines Versuchs-SMES mit Blei-Regenerator (Allerdings ohne Berücksichtigung des H<sub>2</sub>-Kreislaufes). Es wird der Regenerator getestet und gemessen, wie viel Energie/Kälte zur Kompensierung der Wärmeverluste benötigt wird.

### **LH<sub>2</sub>-Tank:**

Wie wird der Aufbau der Wärmeisolierung bei großen LH<sub>2</sub>-Tanks aussehen? (Neumann)

- LN<sub>2</sub>-Schicht nur seitlich und unten, da die Temperatur von der LH<sub>2</sub>-Oberfläche hin zum Tankdeckel von 20 K auf Umgebungstemperatur zunimmt.

Wie verhält es sich mit dem angestrebten Ortho-Para-Verhältnis im LH<sub>2</sub>? (Neumann)

- Ortho-Para Anteile müssen anwendungsbedingt bestimmt werden.

Warum wird kein kugelförmiger Tank mit geringster spez. Oberfläche, sondern ein Zylinder verwendet?

- Das kugelförmige Design wird nicht verwendet, weil man noch in der Konzeptstudie ist und vermutet, dass die Baustellenfertigung (als wesentlicher Kosten-

treiber) bei einem zylindrischen Design einfacher und günstiger sei. Darüber hinaus können bei einem zylindrischen Design alle Anschlüsse einfach am Deckel angebracht werden, welcher durch die Temperaturschichtung zwischen LH<sub>2</sub>-Oberfläche und Tankdeckel Umgebungstemperatur hat und somit einfach zugänglich ist.

**Anhang 20: CD-ROM mit Kopie des erstellten Excel-Berechnungsmodells,  
zitierten Quellen und einem PDF der Arbeit**