Abschlussbericht

HybridRegelKraftwerk 2.0

Akronym:

HyReK 2.0

Entwicklung, Optimierung und Validierung eines sektorenkoppelnden Hybridspeichersystems zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Förderkennzeichen:

swb 03ET6147A AEG PS 03ET6147B DLR 03ET6147C Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Konsortialpartner:

swh

Erzeugung AG & Co. KG Theodor-Heuss-Allee 20 28215 Bremen

AEG SOLUTIONS **AEG Power Solutions GmbH**

POWER

Emil-Siepmann-Str. 32 59581 Warstein-Belecke



Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Vernetzte Energiesysteme Carl-von-Ossietzky-Straße 15 26129 Oldenburg

Koordinator: Projektzeitraum: swb Erzeugung AG & Co. KG 1.10.2018 - 31.03.2022

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

Autoren:

- swb: Ewald Röben, Jens Clemens
- AEG PS: Zhiyu Cao, Benjamin Werther
- DLR VE: Patrick Draheim, Henning Wigger, Urte Brand-Daniels, Rebekka Besner, Lars Feller, Lukas Hoppe, Clemens Willenbrock, Alena Worschech, Felix Warnke, Uli Schlachter, Robert Beckmann, Amelie Krupp, Eva Meschede, Theys Diekmann, Benedikt Hanke, Frank Schuldt

Inhaltsverzeichnis

Einleitung1	L
1. Systemauslegung 2	2
1.1. Erfassung von Basisdaten für die Modellierung, Optimierung und Auslegung (swb) 2	2
1.1.1. Leistungsvorgabe PRL 2	2
1.1.2. Arbeitsweise verschiedene Ladezustände	3
1.1.3. Spitzenlastbrechung	4
1.1.4. Fahrplan 4	4
1.1.5 Einbindung in das virtuelle Kraftwerk	4
1.2. Erfassung von Basisdaten für die Modellierung, Optimierung und Auslegung (DLR)	5
1.2.1. Erarbeitung von Jahresreferenzlastgängen zur Analyse des HyReKs	5
1.2.2. Analyse der Frequenzentwicklung vor dem Hintergrund der Energiewende und dem darau resultierenden Bedarf an Regelleistung bzw. an neuen Produkten, wie bspw. sehr schnelle Primärregelleistung10	s e 0
1.2.3. Tabellen der technischen Daten12	1
1.2.4. Konzipierung von Systemmodellen / formale Beschreibung der HyReK-Komponenten1	3
1.3. Umfeldanalyse, Gesetze, Standards und Normen (DLR) 16	6
1.4. Vorauswahl und Grundlagenuntersuchung eines geeigneten Batteriealterungsmodells für der Spezialfall "Dauerbetrieb bei hohem Ladezustand" (DLR)	n 1
1.5. Entwicklung von Leistungsindikatoren für die Optimierung und Bewertung der Teilsysteme und des Gesamtsystems (DLR) 27	։ 7
1.5.1. Ökonomische Indikatoren 22	7
1.5.2. Makroökonomische Indikatoren 32	2
1.5.3. Ökologische Indikatoren 33	3
1.5.4. Soziale Indikatoren36	6
1.5.5. Technische Indikatoren 36	6

2.	Betriebsstrategien	_39
	2.1. Betriebsstrategien für das interne Batteriemanagement zwischen den Modulen (DLR)	39
	2.2. Betriebsstrategien für das interne Umschaltmanagement zwischen Batterie und E-Kessel (AEG	i PS) _ 39
	2.3. Betriebsstrategien für das interne Umschaltmanagement zwischen Batterie und E-Kessel (DLF	₹)43
	2.4. Entwicklung von Konzepten zur Mehrfachanwendung des Systems (DLR)	_ 45
	2.5. Betriebsstrategien zur Ladung des thermischen Pufferspeichers zur Minimierung der Einsatzze der Spitzenlastkessel bei gleichzeitiger Reduzierung der Speicherverluste im thermischen System (I	iten DLR) _ 47
	2.6. Definition von Gesamtbetriebsstrategien für das HyReK System zur Umsetzung im Projekt (I) 217) 28_
	2.6.1. Ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Betriebsstrategien	_ 50
	2.6.2. Anforderungen an das Präqualifikationsverfahren	_ 51
3.	Modellierung	_53
	3.1. Energiebilanztechnisches Basismodell für grundlegende Designentscheidungen (DLR)	_ 53
	3.1.1. Modellbeschreibung	_ 53
	3.1.2. Prinzip der Simulation	_ 55
	3.1.3. Verwendung des Modells für weiterer Arbeitsschritte	_ 56
	3.1.4. Validierung	_ 56
	3.2. Energetisch / Technische Modellierung des Gesamtsystems zur Versuchs- und Betriebsana (DLR)	lyse 56
	3.2.1. Erstellung eines detaillierten Energieflussmodells	_ 56
	3.2.2. Validierung des Modells anhand von historischen Daten	_ 62
	3.2.3. Optimierung des Modells hinsichtlich Simulationsgeschwindigkeit	_ 71
	3.2.4. Implementierung der Betriebsstrategien aus Abschnitt 2.6	_ 72
	3.3. Ökonomisches Modell (DLR)	73
	3.3.1. Stand der Forschung zur ökonomischen Bewertung von BESS und HyReKs	73
	3.3.2. Methode	_ 74
	3.3.3. Parameterdaten	_ 77
	3.4. Ökologisches Modell (DLR)	80

	3.4.1. Stand des Wissens zur ökologischen Bewertung von Lithium-Ionen-Batterien und Power-t Anlagen	o-heat 80
	3.4.2. Angewandte Methodik	81
	3.4.3. Erstellung des Modells und Durchführung der Ökobilanz	83
	3.4.3.1 Ziel und Untersuchungsrahmen	84
	3.4.3.2 Sachbilanzphase	86
4	. Hardware	91
	4.1. Entwicklung Hochleistungs-DC-Schalter (swb)	91
	4.2. Entwicklung Hochleistungs-DC-Schalter (AEG PS)	92
	4.3. Schnittstellen und Kommunikation (DLR)	108
	4.4. Messkonzept und Messtechnik (swb)	109
	4.4.1. Leistungsmessung	110
	4.4.2. Wärmezähler	_ 110
	4.4.3. Frequenzmessung	111
	4.5. Messkonzept und Messtechnik (DLR)	_ 112
	4.6. Umsetzung Betriebsstrategien und Messkonzept (swb)	112
	4.6.1. Energiemanagementsystem	112
	4.6.2. Schnittstellen des EMS	113
	4.6.3. Automatische Erbringung der Primärregelleistung	113
	4.6.4. Kommunikation mit virtuellem Kraftwerk von Uniper	113
	4.7. Umsetzung Betriebsstrategien und Messkonzept (AEG PS)	114
	4.8. Beschleunigte Alterungstests Batteriezellen; Validierung und Erweiterung Batteriealterungsmodells (DLR)	des 116
5	. Feldtest	_123
	5.1. Inbetriebnahme des automatisierten HyReK-Konzepts (DLR)	123
	5.1.1. Inbetriebnahme der Messtechnik für wissenschaftliche Zwecke	123
	5.1.2. Abgleich mit Messergebnissen aus der Produktivumgebung	123
	5.1.3. Auswertung der Betriebsdaten und gegebenenfalls Anpassung der über das Leits änderbarer Betriebsparameter des Speichers	ystem 124

	5.2. Erprobung Betriebsstrategien (DLR)	125
	5.2.1. Anbindung des Messkonzepts an das Gesamt-Modell	125
	5.2.2. Datenanalyse und Abbildung der KPI im laufenden Demonstrationsbetrieb	126
	5.2.3. Technische Bewertung der Betriebsstrategien	127
6.	Entwicklungsperspektiven	131
	6.1. Planungswerkzeug und Planungsleitfaden (DLR)	131
	6.1.1. Erstellung von Dimensionierungshilfen für den Batteriespeicher eines Hybridspeichersyst	ems: 131
	6.1.2. Erstellung eines Planungswerkzeugs für Hybridspeichersysteme	136
	6.2. Bewertung von neuen Perspektiven für das HyReK Konzept (DLR)	136
	6.2.1. Hybridkonzept: Elektrolyseur und Batterie	137
	6.2.2. Potenzialstudie zum Transfer der Idee auf Wärmepumpenanlagen mit Batteriespeicher	138
	6.2.3. Potenzialstudie zum Transfer auf Kühlhäuser	138
	6.2.4. Potenzialstudie zum Transfer der Idee auf stark prozesswärmebasierende Anwendungen Industrien	und 139
	6.2.5. Potenzialstudie zum Transfer der Idee intelligente Wohnquartiere	139
7.	Multikriterielle Bewertung	141
	7.1. Bewertung Gesamtsystem zur Erbringung von Systemdienstleistungen im Kontext Energiewende (DLR)	der 141
	7.1.1. Bewertung der ökonomischen Indikatoren	141
	7.1.2. Bewertung der ökologischen Indikatoren	145
	7.1.2.1 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse der statischen Ökobilanz	145
	7.1.2.2 Sensitivitätsanalyse	153
	7.1.2.3 Diskussion der Ergebnisse und Fazit	157
	7.1.2.4 Konsequenzen aus Hotspot- und Sensitivitätsanalyse	160
	7.1.3. Ökonomische und ökologische Bewertung der Feldtestergebnisse	161
	7.1.4. Bewertung des Resilienzbeitrags des HyReKs auf das übergeordnete Energiesystem	163
	7.1.4.1 Grundlagen, Daten und Methoden	164
	7.1.4.2 Modellbeschreibung und getroffene Annahmen	165
	7.1.4.3 Ergebnisse	170

7.1.4.4 Diskussion	171
7.1.4.5 Fazit	172
7.1.5. Sozio-technische Bewertung – Akzeptanz und Stakeholderanalyse	172
7.1.5.1 Grundlagen, Daten und Methoden	173
7.1.5.2 Inhalte und Ergebnisse	174
7.1.5.3 Zusammenfassung	181
7.2. Identifizierung und Bewertung alternativer Systeme zur Erbringung vergleichb Systemdienstleistungen und Vergleich mit HyReK (DLR)	arer 181
7.2.1. Durchführung einer Umfrage zur Identifizierung von alternativen Systemen	181
7.2.2. Bewertung alternativer Systeme und Vergleich mit dem HyReK-System	183
7.3. Technologie-Roadmapping, Sensitivitätsanalyse und Möglichkeiten der Übertragbarkeit HyReK (DLR)	von 188
7.3.1. Zukünftige Entwicklung der Momentanreserve	188
7.3.2. Studie zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage von Primärregelleistung und Wärmebe und damit verbundene zukünftig zu erwartenden Erlösen	darf 189
7.3.3. Erforschung von weiteren möglichen Geschäftsmodellen	192
7.3.4. Entwicklung von Betriebsstrategien für Mehrfachverwendungen des Batteriespeichersyst ("Multi-Usecase")	ems 196
7.3.4.1 Betriebsstrategie Mehrfachanwendung "Arbitrage"	196
7.3.4.2 Betriebsstrategie Mehrfachanwendung "Peak-Shaving"	197
7.3.5. Ökonomische Bewertung unterschiedlicher Geschäftsmodellen und Betriebsstrategien	201
7.3.5.1 Ökonomische Bewertung des Geschäftsmodells PRL und Peak Shaving	201
7.3.5.2 Ökonomische Bewertung unterschiedlicher Betriebsstrategien	203
7.3.6. Bewertung des ökologischen Einflusses von unterschiedlichen Geschäftsmodellen Betriebsstrategien	und 207
7.3.6.1 Grundlagen, Daten, Methoden	207
7.3.6.2 Zusätzlich verwendete Daten und Vorgehensweise	208
7.3.6.3 Ergebnisse Betriebsstrategien	211
7.3.6.4 Dynamischer Vergleich der untersuchten Betriebsstrategien bei dem gegenwärtig Geschäftsmodell PRL	gem 213
7.3.6.5 Dynamische ökologische Bewertung des Geschäftmodells "PRL und Peak Shaving"	214
7.3.6.6 Diskussion	216

7.2.C.7.7ucommonfoccung	217
	217
7.3.7. Ökonomische Sensitivitätsanalysen	217
7.3.8. Bewertung des Einflusses potentieller Entwicklungspfade im Bereich des Rechtsrahmens $_$	222
7.3.9. Identifizierung der Umsetzungspotenziale des HyReK-Systems in Deutschland - Definition geeigneten Standorten (z.B. Wärmeabnehmer, Nahwärmenetz, erhöhte Stromerzeugung)	von 226
7.3.10. Bewertung des volkswirtschaftlichen Beitrags und des Beitrags zu den natior Klimaschutzzielen	nalen 228
7.3.10.1 Beschäftigungseffekte eines HyReKs	228
7.3.10.2 Ökonomische und ökologische Effekte bei großflächiger Umsetzung von HyReK-Syste in Deutschland	men 229
7.3.10.3 Bewertung des Beitrags von HyReK-Systemen zu den nationalen Klimaschutzzielen _	234
7.3.11. Entwicklung einer HyReK Roadmap	235
8. Ergebnisse und Handlungsempfehlungen	239
8.1. Entwickler:innen / Hersteller:innen	239
8.2. Betreiber:innen	240
8.3. Mittelgeber:innen / Forschung	241
8.4. Regulation / Gesetzgebung	242
Abbildungsverzeichnis	244
Tabellenverzeichnis	251
Abkürzungsverzeichnis	254
9. Literaturverzeichnis	258
Anhang	278

Einleitung

Angesichts der schwankenden Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien, wie Sonne und Wind, erfordert die Energiewende im Stromsektor in zunehmendem Maße die Erschließung von Flexibilitätsoptionen. Stromspeicher sind ein wichtiger Baustein für die Stabilität der Stromnetze der Zukunft.

Auf Grund der bislang fehlenden Möglichkeiten elektrische Energie in großem Umfang im Stromnetz zwischen zu speichern sind moderne Batteriespeicher ein zentrales Bindeglied, um die stezunehmende volatile Erzeugung tig aus erneuerbaren Energien mit den verschiedenen Verbraucher-Lastprofilen im Gleichgewicht zu halten. Das hier beforschte neuartige Hybridregelkraftwerk in Bremen Hastedt (siehe Abbildung 1) kann wegen seiner schnellen Reaktionsgeschwindigkeit ideal Primärregelleistung (PRL) erbringen. Zudem ist das System in der Lage negative PRL, durch Sektorenkopplung für die Fernwärmeversorgung bereitzustellen. Damit werden Produktionsanteile einer wärmegeführten KWK-Anlage und somit fossile Energieträger aus der Wärmebereitstellung verdrängt werden.



Abbildung 1 Kraftwerkstandort Hastedt, mit Fotomontage des HyReK-Systems

Das Hybridregelkraftwerk (HyReK) verfügt potenziell über ein breites Anwendungsspektrum und soll die Energieeffizienz und die Versorgungssicherheit verbessern. Wichtige und bislang ungelöste Forschungsfragen sind die geeignete Batterieführung, die Auslegung des Systems mit seinen Kenngrößen Batteriekapazität, Leistung des Elektrokessels, Wärmespeicherkapazität sowie der witterungsbedingten Wärmebedarfsführung.

In dem Forschungsprojekt wurden Werkzeuge für die optimale Auslegung entwickelt, Betriebsführungsstrategien entworfen und getestet, systemwichtige Einzelkomponenten auf ihr Zusammenspiel und die



Abbildung 2 Foto des fertigen HyReKs

Funktionstüchtigkeit erprobt. Weiterhin wurden System- und Betriebsparameter optimiert, um die Wirtschaftlichekeit des HyReKs zu maximieren. Ergänzend dazu fand eine Untersuchung zu den rechtlichen Rahmenbedingungen des Vermarktungs-konzepts und der weiteren Ausgestaltung von simultanen Mehrfachverwendungen des Systems für Dienstleistungen statt. Der langfristige Einfluss auf die Energiesysteme und die Nachhaltigkeit wurde durch eine Untersuchung der ökologischen Implikationen mittels Lebenszyklusanalyse und ein Technologie-Roadmapping zur Erfassung zukünftiger Innovationen bewertet.

1. Systemauslegung

1.1. Erfassung von Basisdaten für die Modellierung, Optimierung und Auslegung (swb)

Das Hyrek ist eine Kombination aus Batteriespeicher und Wärmeerzeuger. Dabei ist der Elektrokessel als Erweiterung des Batteriespeicher zu sehen. Abbildung "Abbildung 1.1 PCS7 Prozessbild mit Block 15 mit 250 MWh Wärmespeicher" zeigt eine Übersicht des Hyrek zusammen mit dem Wärmespeicher und dem Krftwerk Block 15.



Abbildung 1.1 PCS7 Prozessbild mit Block 15 mit 250 MWh Wärmespeicher

Die Hauptfunktion des Hyrek ist zurzeit die Primärregelleistung (kurz. PRL) dabei arbeitet das System anhand von zwei Parametern:

- Netzfrequenz, diese gibt über eine lineare Funktion +/- 200 mHz um 50 Hz die Lade- bzw. Entladeleistung an
- Ladezustand der Batterie (Kurz: SoC=State of Charge), dieser gibt den Betriebsmodus des Systems an.

Durch den hybriden Aufbau kann das Hyrek in Zukunft aber auch andere Funktionen wie überschüsssige Windstromaufnahme, Spitzenlastbrechung oder Day ahead Geschäfte abdecken.

1.1.1. Leistungsvorgabe PRL

Die Netzfrequenz gibt nach der Abbildung 1.4 die Leistung vor und bestimmt somit die Arbeitsweise des heutigen Hyreks. Bei Netzfrequenzen größer 50 Hz muss Energie aus dem Netz entnommen werden. Bei Frequenzen kleiner 50Hz muss Energie in Netz abgegeben werden. Die maximale Leistung des Hyreks beträgt 18MW. Diese muss bei 50,2 Hz für maximal 15 Minuten aufgenommen werden und bei 49,8Hz für maximal 15 Minuten abgegeben werden. Zwischen 49,8 und 50,2Hz ändert sich die Leistung lienar.

1.1.2. Arbeitsweise verschiedene Ladezustände

Der SOC bildet den zweiten Parameter zur Arbeitsweise des Hyreks. Arbeitsbereich zwischen 5% und 90% SOC arbeitet das Hyrek im Batteriemodus. Im SOC Bereich größer 90% arbeitet das Hyrek im P2H Modus.

Im Batteriemodus befindet sich das System im SoC Bereich zwischen 50% und 90% im Normalbetrieb. In dieser Betriebsart wird die Batterie Frequenzgesteuert ent- und beladen. Unterschreitet der SoC einen Wert von 45% wird der Nachladebetrieb aktiviert. Die Frequenzgesteuerte Leistungsvorgabe bleibt auch im Nachladebetrieb aktiv. Der Sollwert wird im Nachladebetrieb um 1,5MW pro Modul verringert. Dabei sind zwei Schwellen gesetzt:

- Nachladen im eigenen Bilanzkreis bei 40% SOC
- Nachladen über den Vermarkter Uniper bei 45%

Bei erreichen der zweiten Schwelle "Laden der Batterien in eigen Bilanzkreis" wird die Batterie mit - 1,5MW pro Modul aus dem Bilanzkreis des Blockes 15 geladen. Dazu wird der Leistungssollwert des Hyrek moduls um -1,5MW gestellt, der momentane Frequenzsollwert wird dabei aber dazu addiert.

Versagt das Nachladen aus dem Eigenbilanzkreis, wird bei 45% SOC die zweite Schwelle unterschritten und Anforderung zum Nachladen an den Vermarkter Uniper gestellt. Der Vermarkter Uniper stellt nach der Anforderung zur nächsten vollen Viertelstunde ebenfalls -1.5 MW pro Modul zur Verfügung. Mit der Bereitstellung der Energie vom Vermarkter wird der Leistungsollwert um -1.5MW pro Modul verstellt. Dabei bleibt die Frequenzgesteuerte Leistungsvorgabe weiterhin aktiv. Erreicht das Hyrek beim Nachladen ein SOC- Wert von 55% wird das Nachladen des Hyreks automatisch beendet.

Unterhalb von 32% SOC kann das Hyrek nicht aussreichende Energie für einen Vollabruf (15 Minuten 18MW) bereitstellen und wartet auf Nachladen oder Netzfrequenzen größer 50.00 Hz. Dabei wird der Frequenzgesteuerte Sollwert auf 0 MW gesetzt.

Überschreitet der SOC 90% wird der hybride Teil des Hyreks genutzt und das System schaltet auf den E-Kessel um. Sinkt der SoC auf Werte kleine 90% schaltet das System wieder zurück auf die Batterie.



Abbildung 1.2 SOC Level

1.1.3. Spitzenlastbrechung

Neben dem PRL Betrieb wird das Hyrek im Bilanzkreis von Bremen zum Abfahren der Jahreshöchstlastspitze genutzt. In dieser Arbeitsweise wird vom Netzleitzenter 18MW Leistung angefordert. Das Hyrek beendet automatisch den PRL Betrieb. Diese Funktion ist unabhängig vom aktuellen Ladezustand im PRL Betrieb. Auch die in Abbildung 1.2 SOC Level gezeigten Ladezustände werden hier nicht beachtet. Wird dieser Betriebszustand angewählt wird für die Zeit der Anforderung das Hyrek mit 18MW entladen. Das Hyrek schaltet sich bei einem Ladezustand von 5% SOC automatisch ab.

1.1.4. Fahrplan

Der Fahrplan Betrieb ist eine kaum genutze Betriebsart des Hyrekes. In dieser Betriebsart werden in der Bedienoberfläche Leistungen und Zeiträume festgelegt mit den das Hyrek in 15 Minuten Steps mit konstanter Wirkleistung betrieben wird.

1.1.5 Einbindung in das virtuelle Kraftwerk

Die Hyrek-Module werden durch den Vermarkter Uniper Energy in dessen Kraftwerkspool eingebunden. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit die einzelnen Speichermodule in einen Pool, innerhalb der Regelzone TenneT, einzubringen. Die Zählpunkte der Batteriemodule befinden sich im Bilanzkreis der swb Erzeugung. Die Nachladung der Module erfolgt nach den in den Präqualifiktionsbedingungen (Deutsche ÜNB 2020c) beschriebenen Verfahren mit flexiblen technischen Anlagen der swb Erzeugung aus dem selben Bilanzkreis.

1.2. Erfassung von Basisdaten für die Modellierung, Optimierung und Auslegung (DLR)

1.2.1. Erarbeitung von Jahresreferenzlastgängen zur Analyse des HyReKs

Die am HyReK zu erwartenden Jahreslastgänge der elektrischen und thermischen Leistung hängen grundsätzlich von der Jahresfrequenzzeitreihe und der Betriebsstrategie ab. Über den Zusammenhang zwischen Netzfrequenz und Primärregelleistung kann der zu erwartende Jahreslastgang der elektrischen Leistung abgeschätzt werden.

Für die thermische Leistung ist dieser Ansatz nicht möglich. Sie hängt fundamental von der gewählten Betriebsstrategie ab. Es wird daher nicht auf den zu erwartenden Jahreslastgang für die Fernwärme eingegangen. Stattdessen wird anhand des Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes abgeschätzt bzw. abgesichert, ob die produzierte Wärme abgenommen und werden kann und ob sich Anforderungen für die Betriebsstrategie ergeben.

Jahreslastgang des Fernwärmenetzes Bremen-Hastedt

Der Jahresreferenzlastgang wird aus dem stündlich aufgelösten Lastprofil des Fernwärmenetzes in Bremen Hastedt gebildet. Die Daten wurden von der swb bereitgestellt und umfassen den Zeitraum zwischen dem 1.6.2014 und dem 31.05.2015. Zu erkennen ist in Abbildung 1.3, dass abgesehen von 14 Tagen der Wartungsphase in der die Leistung null ist, eine Grundwärmebedarf von etwa 12MW besteht.



Abbildung 1.3 Jahreslastgang des Fernwärmenetzes in Bremen Hastedt. Datenquelle: swb, Darstellung: DLR

Die vom HyReK erzeugte Fernwärme wird zunächst in einem thermischen Speicher mit einer Kapazität von 250 MWh eingespeichert. Dieser Speicher wird bis zu 225 MWh vom Kraftwerksblock 15 geladen. Die restlichen 25 MWh stehen exklusiv dem HyReK zur Verfügung.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Durch die im Vergleich zur Leistung des HyReK hohe Grundlast des Fernwärmenetzes und die Größe des thermischen Speichers, ist sichergestellt, dass die vom HyReK produzierte Fernwärme zu jeder Zeit abgenommen werden kann. Es ergeben sich keine Anforderungen für die HyReK-Betriebsstrategie.

Jahreslastgang der Primärregelleistung

Die Verordnung 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Die Europäische Kommission 2017) definiert detaillierte Leitlinien zur Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und effizienten Nutzung des Verbundsystems. In Artikel 154 sind dort die technischen Mindestanforderungen an die Primärregelleistung definiert. Die Verordnung 2017/1485 sieht in Artikel 118 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Betriebsvereinbarung für das jeweilige Synchrongebiet schließen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in (Deutsche ÜNB 2020a) ihre Bedingungen zur Erbringung von Regelleistung veröffentlicht.

Grundsätzlich ist bei Frequenzabweichungen die betragsmäßig größer als 0,2 Hz sind die volle präqualifizierte Leistung abzugeben bzw. aufzunehmen. Die Frequenzabweichung ist die Differenz von Soll- zu Ist-Frequenz. Bei positiven Frequenzabweichungen (Unterfrequenz) wird Leistung aus dem Netz aufgenommen, bei negativen (Überfrequenz) abgegeben. Bei Frequenzabweichungen die betragsmäßig kleiner als 0,2 Hz sind, wird zwischen der positiven und negativen Leistung linear interpoliert:

$$P_{FCR}(t) = P_{PQ} \cdot \frac{\Delta f}{0.2Hz} \qquad \text{mit} \qquad -0.2Hz \le \Delta f \le 0.2Hz \tag{1.1}$$

Zur Deckung der Betriebsverluste der Anlage können die in Abbildung 1.4 grau gezeichneten Freiheitsgrade genutzt werden. Diese sehen eine mögliche Übererfüllung bis zu 120% der nach (1.1) definierten Regelleistung vor. Zusätzlich wurde im Eckpunktepapier der Übertragungsnetzbetreiber 2014b das sogenannte Totband definiert, dass auch durch die 2020a veröffentlichten Präqualifikationsverfahren gedeckt ist. Unter der Prämisse der Netzdienlichkeit kann das 0,01 Hz breite Totband um den Sollwert von 50 Hz zur Deckung der Anlagenverluste genutzt werden.



Abbildung 1.4 Darstellung der statischen Freiheitsgrade. Quelle: eigene Darstellung

Weiterhin ist eine transiente Verzögerung zulässig, wenn diese die in Abbildung 1.5 dargestellte Mindestleistung nicht unterschreitet. Die Mindestleistung wird stückweise

$$P(t)_{FCR} = 0 \qquad \text{für} \qquad 0 \le t \le T_{RZ} \tag{1.3}$$

$$P_{FCR}(t) = P_{PQ} \cdot \frac{\Delta f}{0.2 \, Hz} \cdot \frac{t - T_{RZ}}{2 \cdot (15s - T_{RZ})} \qquad \text{für} \qquad T_{RZ} \le t \le 15s$$
(1.4)

$$P_{FCR}(t) = P_{PQ} \cdot \frac{\Delta f}{0.2 Hz} \cdot \frac{t}{30s} \qquad \text{für} \qquad 15s \le t \le 30s \tag{1.5}$$

$$P_{FCR}(t) = P_{PQ} \cdot \frac{\Delta f}{0.2 Hz} \qquad \text{für} \qquad t > 30s \qquad (1.6)$$

definiert. Darin ist Δf die Differenz zwischen Soll- und Ist-Frequenz. Es wird angenommen, dass diese betragsmäßig kleiner 0,2 Hz ist. Die Reaktionszeit T_{RZ} ist beim HyReK mit zwei Sekunden anzusetzen. P_{PQ} ist die präqualifizierte Leistung.



Abbildung 1.5 Künstliche Verzögerung PRL. Quelle: eigene Darstellung

Um nun den erwartbaren Jahreslastgang des HyReKs zu bestimmen werden historische Frequenzzeitreihen analysiert. Über die grundsätzliche, statische Beziehung zwischen Netzfrequenz und Regelleistung (1.1) wird jeder Netzfrequenz eine Regelleistung zugeordnet.

In Abbildung 1.6 wurden alle Werte der Netzfrequenzzeitreihe des Jahres 2014 der Größe nach sortiert. Die X-Achse wurde so gewählt, dass die höchste Netzfrequenz bei 8760 h liegt, also der Anzahl der Stunden eines Jahres. In Abbildung 1.6 ist auf die gleiche Weise die nach (1.1) aus der Netzfrequenz berechnete Primärregelleistung dargestellt. Diesen Abbildungen folgend traten im Jahr 2014 Überfrequenzen und Unterfrequenzen gleich häufig auf und es wurde zu keiner Zeit die volle Regelleistung abgerufen. Werden alle positiven Leistungen summiert



Abbildung 1.7 geordnete Jahresfrequenz 2014. Datenquelle: Dr. Gobmaier GmbH, Darstellung: DLR



Abbildung 1.6 geordnete Regelleistung (berechnet auf der Netzfrequenz des Jahres 2014). Datenquelle: Dr. Gobmaier GmbH, Darstellung: DLR

und alle negativen Leistungen summiert, kann angegeben werden, wieviel Energie innerhalb eines Jahres, bezogen auf die präqualifizierte Leistung, aufgenommen bzw. abgegeben wird. Diese Auswertung ist in Tabelle 1.1 für die Jahre von 2014 bis 2020 aufgelistet.

Tabelle 1.1 Aus Netzfrequenz berechnete Primärregelenergie in MWh bezogen auf eine präqualifizierte Leistung von
einem Megawatt für die Jahre von 2014 bis 2020. Datenquelle: Dr. Gobmaier GmbH, Darstellung: DLR

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Epos_MWh_pro_MW	354	347	349	365	360	348	332
Eneg_MWh_pro_MW	-350	-346	-346	-365	-359	-346	-335

Abbildung 1.6 macht deutlich, dass die Primärregelleistung die meiste Zeit niedrig ist. Um diesen Eindruck zu quantifizieren, wurde analysiert, wie groß die Primärregelleistung ab einem bestimmten Abschnitt des Graphen mindestens ist.



Abbildung 1.8 Jahreslastgang des Betrages der Primärregelleistung - berechnet auf Basis der Netzfrequenz des Jahres 2014. Quelle: eigene Darstellung

Demnach war also die relative Primärregelleistung, an 60 über das Jahr 2014 verteilten Sekunden, größer als 62,5% und an 1000 Stunden größer als 15,5%. Weiterhin zeigt sich, dass die Primärregelleistung in 40% der Zeit (3533 Stunden) kleiner oder gleich 5% ist. In Tabelle 1.2 ist nun die Leistungen für diese Zeitschwellen für die Jahre 2014 bis 2020 aufgeführt.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1000 h (11,4% des Jahres)	15,5 %	15,5 %	15 %	16 %	15,5 %	15 %	14,5 %
100 h (1,14% des Jahres)	29 %	28,5 %	29,5 %	31 %	30,5 %	28,5 %	28 %
10 h (0,114% des Jahres)	41 %	41 %	43,5 %	45,5 %	45,5 %	42,5 %	42 %
1 h (0,0114% des Jahres)	52 %	51,5 %	53,5 %	57,5 %	57 %	55 %	53,5 %
10 min (0,002% des J.)	58 %	61%	60,5 %	64 %	65,5 %	64,5 %	64,5 %
1 min (0,0002% des J.)	62,5 %	73 %	65 %	68,5 %	76 %	86,5 %	77 %

Tabelle 1.2 Relative Leistungen für die Zeitschwellen nach Abbildung 1.8 für die Jahre 2014 bis 2020. Quelle: eigene Darstellung

Die Beträge der Jahreslastgänge der ausgewerteten Jahre unterscheiden sich im oberen Lastbereich nicht wesentlich, einzig die Spitzenlasten in den leistungsstärksten 60 Sekunden des Jahres liegen bis zu 24 Prozentpunkte auseinander. Die volle Primärregelleistung wir zu keinem Zeitpunkt abgerufen.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Vielfach erforderten die im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Analysen Zeitreihen der Netzfrequenz. Hierfür wurde keine repräsentative, synthetische Zeitreihe konstruiert, sondern es wurde die aktuellste verfügbare gemessene Frequenzzeitreihe verwendet. Ein Referenzlastgang wurde einzig für die Validierung der Batteriealterungsmodelle (Abschnitt 0) definiert. Die hier vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass sich erforderlichen Primärregelleistungen und Primärregelenergien in den Jahren 2014 bis 2020 nicht wesentlich gewandelt haben.

1.2.2. Analyse der Frequenzentwicklung vor dem Hintergrund der Energiewende und dem daraus resultierenden Bedarf an Regelleistung bzw. an neuen Produkten, wie bspw. sehr schnelle Primärregelleistung

Der Zusammenhang zwischen der Netzdurchdringung erneuerbarer Energiequellen und der Entwicklung Netzfrequenz wurde z.B. in (Xypolytou et al. 2018) untersucht. Die Autoren konnten zwischen Januar und März 2018 keinen direkt proportionalen Zusammenhang zwischen der Frequenzänderung (RoCoF) und dem Anteil der nicht-synchronen Einspeiser feststellen. Hingegen haben unter anderem (Schafer et al. 2018) und (Guo und Schlipf 2021) festgestellt, das im Frequenzsignal 60, 30 und 15 minütige Zyklen enthalten sind. Diese ordnen die Autoren unterschiedlichen Marktmechanismen zu. Zur Minimierung dieser marktinduzierten Störungen der Netzfrequenz schlagen die Autoren in (Schafer et al. 2018) die Verkürzung der Handelsintervalle vor. Diese periodischen Frequenzabweichungen sind bis heute leicht in den Frequenzzeitreihen zu finden.

Im Rahmen des Projekts HyReK 2.0 wurde ergänzend untersucht, ob die Anzahl der Ereignisse mit Frequenzabweichungen größer ±100 mHz zunimmt. Dazu wurden die Frequenzzeitreihen der Jahre 2015 bis 2020 in die Kalenderwochen segmentiert. Mit der Matlab-Funktion findpeaks wurden dann die Abweichungen größer ±100 mHz identifiziert, gezählt und über der Kalenderwoche dargestellt (Abbildung 1.9). Demnach ist in diesem Zeitraum kein Trend zu mehr Frequenzereignissen oberhalb dieser Schwelle ersichtlich.



Abbildung 1.9 Anzahl der Ereignisse mit Frequenzabweichungen größer ±100 mHz; aufgeschlüsselt nach Kalenderwochen der Jahre 2014 – 2020. Quelle: eigene Darstellung

Ergänzend wurde in Abschnitt 7.3.1 der zukünftige Bedarf an sehr schneller Primärregelleistung analysiert.

Auf Basis der genannten Untersuchungen kommen wir zu dem Ergebnis, dass die zunehmende Durchdringung erneuerbarer Energiequellen sich zumindest seit 2015 nicht auf die Netzfrequenz ausgewirkt hat. Wir sehen im Europäischen Verbundnetz daher keinen Bedarf an einer sehr schnellen Regelleistung.

1.2.3. Tabellen der technischen Daten

Tabelle 1.3 Ausgewählte allgemeine technische Daten des HyReKs

Abmessungen (L x B)	52 x 35	m
Gesamtgewicht	250	t
Spannung Netzanschlusspunkt	10	kV
Spannung Wechselrichtertrafo	6.3	kV
Spannung Batterie	630-850	V _{DC}
Kapazität	14.4	MWh

Tabelle 1.4 Ausgewählte technische Daten des Batteriesystems

Hersteller Batteriecontainer	Proinsenner	
Integrator	Leclanche	
Hersteller Batterie	LG Chem	
Modell	JP3	
Batterieart	Lithium- NMC	
Anzahl Container	6	
Abmessungen Container (L x B x H)	12.192 x 2.438 x 2.896	mm
Gesamtgewicht Container	37,737	t
Spannung Batteriebank	633-910	V _{DC}
Kapazität Container	2,40	MWh
Hersteller Klima	Lennox	
Kühlleistung Klima	18,6	kW
Heizleistung	11,6	KW

abelle 1.5 Ausgewählte technische Daten der Wechselricht	er	
Hersteller Container	Schörer Container	
Hersteller Wechselrichter	AEG PS	
Modell	Convert SC Flex	
Abmessungen Container (L x B x H)	10.000 x 2.438 x 2.570	mm
Gesamtgewicht	16,0	t
Spannung AC	407	V
Spannung DC	630910	V
Leistung AC Container	3.920	MW
Widerstandswert der Stufe 1	2.23	Ohm
Widerstandswert der Stufe 2	2.23	Ohm

Tabelle 1.5 Ausgewählte technische Daten der Wechselrichter

Tabelle 1.6 Ausgewählte technische Daten der Elektrokessel

Hersteller	Schniewindt	
Modell	97/DF-5940	
Abmessungen E-Kessel (L x B x H)	4.970 x 1.600 x 2.690	mm
Abmessungen Einhausung (L x B x H)	7.500 x 3.000 x 4.690	mm
Leergewicht	ca. 4000	kg
Medium	Wasser (geschlossener Kreislauf)	
Durchsatz	25 bis 150	Nm³/h
Betriebstemperatur	130	°C
Betriebsdruck	8	bar
Nennleistung	5.940	kW
Anschlussspannung	910	V DC
Mindestspannung	632	V DC
Nennleistung pro Heizeinheit	371	kW
Einbaulänge Heizelemente	3.000	mm
Schutzart	IP 54	
Einbaulage	waagerecht	

1.2.4. Konzipierung von Systemmodellen / formale Beschreibung der HyReK-Komponenten

In Abbildung 1.10 ist das Gesamtsystem aufgezeigt. Das gesamte HyReK-System besteht aus drei technisch identischen HyReK-Modulen. Jedes Modul wiederum besteht aus den Komponenten: Transformator, Wechselrichter, Umschalter, Batterie und Elektrokessel. Hierbei macht die Möglichkeit der Umschaltung zwischen der Batterie als auch dem Elektrokessel den hybriden Charakter des HyReKs aus.



Abbildung 1.10 Schematische Aufbau des HyReK-Systems. Quelle: eigene Darstellung

Auf der elektrischen Seite sind die drei HyReK-Modul an das 6 kV Mittelspannungsnetz angeschlossen, welches dann über einen weiteren Transformator an das 10 kV Netz angeschlossen ist. Auf der thermischen Seite das HyReK-System an das Fernwärmnetz angeschlossen, um die erzeugte Wärme der Elektrokessel einspeisen zu können. Die drei Elektrokessel werden mit dem Rücklauf des Fernwärmenetzes mit einem Temperaturniveau von ca. 60 °C durchströmt und erwärmen dieses auf ca. 130 °C im Vorlauf. Zudem ist in das Fernwärmenetz ein thermischer Speicher integriert, der 25 MWh_{th} nutzbarere Kapazität für den Betrieb des HyReKs vorsieht. Die Umwandlung elektrischer Energie in thermische Energie wird in diesem Zusammenhang auch als Power-to-Heat (PtH) bezeichnet und der Elektrokessel dementsprechend als PtH-Modul.

Abbildung 1.11 zeigt einen detaillierten Blick in ein HyReK-Modul. Jedes HyReK-Modul ist aus zwei bauglichen Batterie-Container, zwei baugleichen Wechselrichtercontainer, zwei baugleichen Transformatoren und einem Elektrokessel aufgebaut. Im Wechselrichter-Container sind jeweils vier Wechselrichter mit einer Leistung von 937,5 kW installiert. Auch im Batteriecontainer befinden sich vier Einheiten, in diesem Fall Batteriebänke. Zwischen jeweils einer Batteriebank und einem Wechselrichter ist ein Umschalter auf Gleichstromseite installiert, welcher zwischen dem Elektrokessel und dem Batteriebetrieb bei negativem Primärregeleistungsabruf schaltet. Folglich besteht das gesamte HyReK aus insgesamt 24 Wechselrichter-Batteriebänken-Einheiten (acht je Modul). Der Energiefluss aus der Batterie in den Elektrokessel ist aufgrund eine Hardware-Verriegelung im Umschalter nicht möglich, sodass der Elektrokessel nur direkt über den Wechselrichter aus dem öffentlichen Netz versorgt werden kann.

In Abbildung 1.12 wird der Aufbau eines einzelnen Batterie-Bank genauer betrachtet. Jede Batteriebank hat Platz für acht Batterieracks. Von diesen acht Batterieracks sind jeweils sechs Batterieracks mit Batteriemodulen gefüllt. Die verbleibenden zwei Batterierecks stehen für eventuelle Modulerweiterungen zur Verfügung. In jedem der sechs gefüllten Batterieracks sind jeweils 15 Batteriemodule mit jeweils 28 Batteriezellen eingebaut. Alle Racks einer Batteriebank werden auf einer gemeinsamen Sammelschiene pa-



HyReK-Modul 6 MW / 4,748 MWh_{el}

Abbildung 1.11 Schematischer Aufbau eines HyReK-Moduls. Quelle: eigene Darstellung

rallelgeschaltet.

Demzufolge besteht das gesamte HyReK aus insgesamt 60.480 Batteriezellen mit einer Einzelkapazität von 0,2355 kWh bzw. 2160 Batteriemodulen mit einer Kapazität von je 6,594 kWh. (vgl. Tabelle 1.7)



Abbildung 1.12 Schematischer Aufbau einer Batterie-Bank. Quelle: eigene Darstellung

Fü Kommunikation ist sowohl ein Energie- als auch ein Batteriemanagementsystem erforderlich. Das Batteriemanagementsystem (BMS) hat im Wesentlichen die Aufgaben den sicheren Betrieb der Batterien zu gewährleisten sowie die Verbindung zum Prozessleitsystem (PLS) herzustellen. Jede der Batteriebänke verfügt über ein eigens BMS, welches mit dem PLS kommuniziert. Neben den Bank-BMS verfügen aber auch die Batterie-Module und die Batterie-Racks über eigene BMS, welche dem übergeordneten Bank-BMS zugeordnet sind. Die Modul-BMS sind vor allem für die Datenerfassung verantwortlich (Zelltemperatur, Leistung, Spannung, State Of Charge (SOC)) und melden diese dem Rack-BMS, welches die Daten sammelt und so das System überwacht und im Falle von Störungen das System abschalten kann. (vgl. Abbildung 1.13)

Tabelle 1.7: Aufteilung der Batteriekapazitäten im HyReK-System. Quelle: eigene Darstellung

	Batterie	Batterie	Batterie	Batterie	Batterie	HyReK	Gesamt-
	Zelle	Modul	Rack	Bank	Contain.	Modul	System
Kapazität [kWh]	0,2355 × 28	6,594 × 15	98,91 × 6	593,46 × 4	2374 × 2	4748 × 3	14244



Abbildung 1.13 Darstellung Batteriemanagementsystem (BMS). Quelle: eigene Darstellung

1.3. Umfeldanalyse, Gesetze, Standards und Normen (DLR)

In diesem Arbeitspaket wurde der Fokus auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und die dadurch entstehende finanzielle Steuer- und Umlagenbelastung auf den Strombezug für den Batteriespeicher und den Elektrokessels gelegt. Anschließend wurde auf die spezifischen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erbringung von Primärregelleistung eingegangen.

Gesetzliche Verankerung der Umlagen- und Steuerregelung

Der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz ist neben dem eigentlichen Strom-Handelspreis mit verschiedenen zusätzlichen Kostenbestandteilen beaufschlagt. Hierbei wird zwischen den Entgelten für die Netznutzung, die von dem jeweiligen Anschlussnetzbetreiber eigenständig festgelegt werden (Netzentgelte + Entgelt für Messtellenbetrieb) und den staatlich veranlassten Preisbestanteilen unterschieden. Für alle Entgelte, Umlagen und Steuern gibt es eine gesetzliche Verankerung (vgl. Tabelle 1.8)

Steuern/Abgaben/Umlagen	Norm	Fassung
Netznutzungsentgelte (kurz:	-Energiewirtschaftsgesetzt (EnWG)	07/2005
NNE bzw. Netzentgelte)	-Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)	07/2005
Konzessionsabgabe	-EnWG	07/2005
	-Konzessionsabgabenverordnung (KAV)	
KWK-Umlage	-EnWG	07/2005
	-Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	01/2016
StromNEV-Umlage	-EnWG	07/2005
	-StromNEV	07/2005
AbLaV-Umlage	-EnWG	07/2005

Tabelle 1.8: Übersicht der Strompreisebestandteile

Steuern/Abgaben/Umlagen	Norm	Fassung
	-Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)	01/2013
Offshore-Umlage	-EnWG	07/2005
EEG-Umlage	-Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)	01/2017 → 01/2021
Stromsteuer	-Stromsteuergesetz (StromStG)	04/1999
Mehrwertsteuer	-	
Messstellenbetrieb	-Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)	09/2016

Die Neufassung des EEGs hat keine Auswirkungen auf die bisherigen Steuern- und Umlagen-Regelungen für Energiespeicher. (Stand 11/2020 (Rothfuchs 2020))

Steuern- und Umlagen für einen Batteriespeicher

Für Batteriespeicher ist keine eindeutige Einordnung in eine Marktrolle gegeben. So werden sie bei der Einspeicherung von Strom (Strombezug) als "Letztverbraucher" und bei der Ausspeisung von Strom als "Erzeuger" klassifiziert. Um dieser Doppelbelastung für Batteriespeicher im Zuge der Ein- und Ausspeicherung von Strom entgegenzuwirken, wurden einige Sonderregelungen in Hinblick auf die Befreiung von den oben genannten Umlage- und Steuerbestandteile festgelegt. Diese sind in Tabelle 1.9 dargestellt.

Tabelle 1.9: Sonderregelungen für Batteriespeicher. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Burchard 2021; Gährs et al. 2018; Schnabel und Kreidel 2018; BVES-Bundesverband Energiespeicher e.V., DIHK-Deutscher Industrie- und Handelskammertag 2017; Doderer et al. 2018)

Steuern/Abgaben/ Umlagen	Norm	Sonderregelungen
Netznutzungsent- gelte (NNE)	§118 Abs. 6 EnWG	Vollständige Befreiung für den Strombezug, wenn der mit dem Speicher aufgenommene Strom in das- selbe Netz zurückgespeist wird. Die Befreiung gilt für 20 Jahre und nur für Anlagen, die ab 2011 in Be- trieb genommen wurden. Die Befreiung umfasst ebenfalls die Speicherverluste. NNE fallen grund- sätzlich nicht für die Stromeinspeisung an (§ 15 Abs. 1 StromNEV).
	§19 Abs. 2 S. 1&2 Strom- NEV	Zudem ist im Bereich der NNE eine Beantragung ei- nes individuellen Netzentgeltes nach § 19 Strom- NEV bei atypischer Netznutzung (Satz1) bzw. bei großen Abnahmemengen (Satz2) möglich.
Konzessionsab- gabe	BGH 24/16 24/16	Zahlung in voller Höhe, da sich § 118 EnWG nur auf die Netzentgelte im engeren Sinne auswirkt.
KWK-Umlage	§27b KWKG i.V.m. §61l Abs. 1 S. 3 EEG	EEG-Umlagenbefreiung für den Strombezug kann auch auf die KWKG-Umlage übertragen werden.

Steuern/Abgaben/	Norm	Sonderregelungen
Umlagen		
StromNEV-Umlage	BGH, Beschluss v. 20.06.2017 – EnVR 24/16	Zahlung in voller Höhe, da sich § 118 EnWG nur auf die Netzentgelte im engeren Sinne auswirkt.
AbLaV-Umlage	BGH, Beschluss v. 20.06.2017 – EnVR 24/16	Zahlung in voller Höhe, da sich § 118 EnWG nur auf die Netzentgelte im engeren Sinne auswirkt.
Offshore-Umlage	§17f Abs. 5 S. 2 EnWG i.V.m §27b KWKG und §61l Abs. 1 S. 3 EEG	EEG-Umlagenbefreiung für den Strombezug kann auch auf die Offshore-Umlage übertragen werden.
EEG-Umlage	§61l Abs. 1 S. 3 EEG	Vollständige Befreiung für den Strombezug, wenn für den mit dem Speicher erzeugten Strom die EEG- Umlage gezahlt wird sowie für die Speicherverluste.
Stromsteuer	§5 Abs. 4 StromStG	Vollständige Befreiung von der Stromsteuer, wenn der Strom nach der Zwischenspeicherung zurück in das Versorgungsnetz eingespeist wird. In diesem Fall gelten Batteriespeicher als Teil des Versor- gungsnetzes.
Mehrwertsteuer		Die Mehrwertsteuer fällt beim Strombezug (Letzt- verbraucher) mit 19% auf alle zu zahlenden Steuern, Abgaben & Umlagen an.
		Für netzgekoppelte Stromspeicher könnte ein aus dem Jahr 1993 stammendes BGH-Urteil für die Steu- erbefreiung auf Pumpstrom zur Netzentlastung, welcher damit keine Lieferung i. S. des § 3 Abs. 1 UStG 1967/1973 darstellt, ebenfalls greifen (Dode- rer et al. 2018)

Auf Basis der oben genannten Sonderregelungen ergibt sich folgende Kostenbelastung für einen Batteriespeicher mit ausschließlichem Bezug und Einspeisung in das öffentliche Netz. (Tabelle 1.10) Die Befreiung von der Offshore-Umlage wurde zu Beginn des Projektes teilweise noch nicht berücksichtigt. Die Befreiung wirkt sich jedoch allgemein positiv zu Gunsten der Wirtschaftlichkeit des HyReKs aus.

Tabelle 1.10: Kostenbelastung für einen Batteriespeicher mit ausschließlich Bezug und Einspeisung in das öffentliche Netz

Steuern/Abgaben/Umlagen	Einspeicherung	Ausspeicherung	
Netzentgelte	nein	nein	
Konzessionsabgabe	ја	es fallen keine Preisbesta	and-
KWK-Umlage	Nein	teile auf	die

StromNEV-Umlage	Ja	Stromausspeisung in das öf-
		fentliche Netz an (Rothfuchs
AbLaV-Umlage	Ja	2020)
Offshore-Umlage	Nein	
EEG-Umlage	Nein	
Stromsteuer	Nein	
Mehrwertsteuer	ја	

Steuern- und Umlagen für den Elektrokessel

Für die Verwendung eines Elektrokessels fallen auf den Strombezug grundsätzlich alle Steuern, Abgaben & Umlagen an, da der Elektrokessel als Letztverbraucher klassifiziert wird. (Grosse et al. 2020) Im Bereich der Stromsteuer kann jedoch eine anteilige Reduzierung erfolgen nach §9b StromStG, wenn der Elektrokessel in einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt wird. (Grosse et al. 2020) In diesem Fall wird der Betrag der Stromsteuer um 5,13 €/MWh (0,513 €ct/kWh) reduziert. Der § 9b StromStG findet auch Anwendung bei der Entnahme von Strom zur Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie.

Im Bereich der Netzentgelte kann die Beantragung eines individuellen Netzentgeltes nach §19 Abs. 2 StromNEV, wie für jede andere Letztverbraucher-Anlage, zu einer Reduzierung der Kosten führen. Der Einsatz des Elektrokessels als "Flexibilitätsanlage" implizierte jedoch, dass der Stromverbrauch der Anlage nicht vorhersehbar ist und womit die Grundlage für die Beantragung eines individuellen Netzentgeltes nicht gegeben ist. (Grosse et al. 2020)

Auf Basis dieser Regelungen ergibt sich folgende Kostenbelastung für den Elektrokessel mit ausschließlichem Bezug aus dem öffentlichen Netz. (vgl. Tabelle 1.11)

Steuern/Abgaben/Umlagen	Fällt an
Netzentgelte	Ja
Konzessionsabgabe	Ja
KWK-Umlage	Ja
StromNEV-Umlage	Ja
AbLaV-Umlage	Ja
Offshore-Umlage	Ja
EEG-Umlage	Ja
Stromsteuer	Ja
	(reduziert)
Mehrwertsteuer	ја

Tabelle 1.11: Kostenbelastung für einen Elektrokessel mit ausschließlichem Strombezug aus dem öffentlichen Netz

Aktuelle Umlagen und Steuern

Tabelle 1.12 gibt einen Überblick über die Steuern und Umlagen zu Beginn des Projektes 2019. Im Laufe der Projektzeit haben sich die Kosten geändert. Im Abschnitt 7.3.8 wurden verschiedene Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des rechtlichen Rahmens und somit auch zur Entwicklung der Umlagen und Steuern analysiert.

Tabelle 1.12: Strompreisbestandteile für das Jahr 2019 (www.netztransparenz.de¹, Preisblätter Wesernetz²)

Steuern / Abgaben / Umlagen	2019 [€ct/kWh]
Netzentgelte HyReK	4,2
Konzessionsabgabe	0,11 (Sondervertragskunden)
KWK-Umlage	0,280
StromNEV-Umlage	0,305 (A)

¹ https://www.netztransparenz.de/, abgerufen am 04.02.2022

² https://www.wesernetz.de/geschaeftspartner/energielieferanten/stromnetz/entgelte/bremen, abgerufen am 04.02.2022

AbLaV-Umlage	0,005
Offshore-Umlage	0,416
EEG-Umlage	6,405
Stromsteuer	2,05
Mehrwertsteuer	19%

Die Höhe der Netzentgelte ist individuell für jeden Netzbetreiber und von der Spannungsebenen und der Benutzungsstundendauer sowie von der Zählerform (RLM oder SLP) abhängig. Das HyReK ist ein RLM-Kunde und es wird eine Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h/Jahr vorausgesetzt. Die Stromentnahme erfolgt aus der Mittelspannungsebene.

Im Bereich der Konzessionsabgabe gilt ein gesetzlicher Höchstsatz von 0,11 €ct/kWh, wenn der Anlagenbetreiber ein Sondervertragskunde ist (vgl. §2 KAV). Das HyReK bzw. der Anlagenbetreiber kann als Sondervertragskunde eingeordnet werden.

Die Höhe der StromNEV-Umlage wird auf Basis des jährlichen Strombezugs festgelegt. Das HyReK wird aufgrund seines geringen Strombezug der Verbrauchergruppe A (weniger als 1.000 MWh/a) zugeordnet.

Rahmenbedingungen am Regelleistungsmarkt

Die Teilnahmebedingungen am Regelenergiemarkt sind in (Deutsche ÜNB 2020a) beschrieben. Danach muss ein rechtsgültiger Rahmenvertrag mit dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorliegen. Angebotsinhalt sind u.a. die angebotene symmetrische PRL in ganzzahligen Megawatt-Werten. Darauf basierend darf der Regelleistungs-Anbieter die, für die jeweiligen Produktzeitscheiben verfügbare, Primärregelleistung bis zu vertraglich vereinbarten "Maximalen Angebotsleistung" anbieten. Für die Besicherung der Anlage, kann der Anbieter seine präqualifizierte Anlage über andere präqualifizierte, in der gleichen Regelzone liegende Anlagen Dritter besichern. Die anschließende Abrechnung nach der Regeleistungserbringung erfolgt durch Gutschrifterstellung des Anschluss-ÜNB auf Basis der vom Anbieter vorgehaltenen PRL und des angebotenen Leistungspreises. Energiemengen werden nicht abgerechnet und nicht vergütet.

1.4. Vorauswahl und Grundlagenuntersuchung eines geeigneten Batteriealterungsmodells für den Spezialfall "Dauerbetrieb bei hohem Ladezustand" (DLR)

Ziel der Batteriealterungmsodellierung ist, die Betriebsstrategien des HyReKs in Bezug auf die Lebensdauer des Batteriespeichers zu optimieren und damit seine ökonomische und ökologische Rentabilität zu erhöhen. Die Lebensdauer einer Batterie ist durch ihre Kapazität beschränkt. In der Regel ist bei 80% State of Health (SOH) der Batterie deren End of Life (EOL) erreicht. In den Batterietests wird der SOH über das Verhältnis der aktuellen zur initialen Kapazität einer Batteriezelle bestimmt. Für die Modellierung des Kapazitätsverlustes wird ein semi-empirischer Modellansatz gewählt. Dieser weist im Vergleich zu detaillierten elektrochemischen Modellen den Vorteil des geringeren Rechenaufwandes und im Vergleich zu empirischen Modellen den Vorteil der höheren Extrapolationsfähigkeit auf. Die Modellgleichungen basieren

Abschlussbericht HyReK 2.0

auf der Beschreibung von in der Batteriezelle stattfinden Alterungsmechanismen. Die kalendarische Alterung (im Ruhezustand) und die zyklische Alterung (bei Belastung) werden getrennt voneinander modelliert und in der Betrachtung des Gesamtkapazitätsverlustes addiert. Im Folgenden werden die erarbeiteten Alterungsmodelle zusammengefasst.

Kalendarisches Alterungsmodell

Das kalendarische Alterungmodell basiert auf der Beschreibung des Alterungsmechanismus Solid Electrolyte Interface (SEI)- Bildung. Das Wachstum der SEI findet abhängig von der Zeit, der Temperatur und dem State of Charge (SOC) des Speichers statt. Letzterer wird über

$$SOC = \frac{Q}{C_{act}} \cdot 100\%$$
(1.7)

mit der Ladung Q in Ah und der aktuellen Batteriekapazität C_{act} in Ah definiert. Eine Detailbeschreibung des Modelles und dessen Parametrierung ist in der zugehörigen Veröffentlichung dargestellt (Krupp et al. 2022). Die Gesamtgleichung zur Beschreibung des Kapazitätsverlustes durch die kalendarische Alterung lautet:

$$C_{loss,cal}(T,SOC,t) = \frac{B(SOC) \cdot A(T) \cdot \overline{AB}}{B(50\% SOC) \cdot A(40^{\circ}C)} t^{\beta} \qquad \text{mit } 0.5 \le \beta \le 1.$$
(1.8)

Die Beschreibung der Temperatur-Abhängigkeit erfolgt über die Arrhenius- Gleichung

$$A(T) = \alpha \cdot e^{\frac{-E_a}{R+T}}$$
(1.9)

mit dem Modellkoeffizeinten α der idealen Gaskonstante R und der Aktivierungsenergie der SEI-Reaktion E_a . Bei erhöhtem Batterie-SOC sinkt das Anodenpotenital, was wiederum einen steigenden Kapazitätsverlust durch SEI-Bildung bewirkt. Weiterhin nehmen Kathodenreaktionen Einfluss, welche für ein Abflachen des Kapazitätsverlustes bei hohen SOC sorgen (Rumberg et al. 2020). Aufgrund der überlappenden Effekte wird die SOC-Abhängigkeit für den speziellen Betriebsfall bei hohen SOC empirisch über die eine lineare Funktion bestimmt

$$B(SOC) = \gamma \cdot \text{SOC} + \delta$$
 für 50% < SOC < 100%. (1.10)

Die von den Stressfaktoren Temperatur und SOC abhängigen Funktionen wurden bei festen Referenzbedingungen parametriert. Die Temperatur-Abhängigkeit wurde bei einem festen Referenz-SOC von 50% SOC parametriert, die SOC-Abhängigkeit bei einer Referenztemperatur von 40°C. Der in Gleichung (1.8) genutzte Mittelwert der Funktionswerte bei Referenzbedingungen ist

$$\overline{AB} = \frac{B(50\% SOC) + A(40^{\circ}C)}{2}.$$
 (1.11)

Zyklisches Alterungsmodell

Semi-empirische zyklische Alterungemodelle der Literatur weisen aktuell noch einige Nachteile auf. Sie beziehen weitestgehend nur eine eingeschränkte Anzahl an Stressfaktoren mit ein. Das Modell, welches sowohl den mittleren SOC, die Depht of Discharge (DOD), den Strom und die Temperatur berücksichtigt ist nicht vollständig physikalisch basiert (Cui et al. 2015). Eine Einschränkung der berücksichtigten Stressfaktoren und eine Ergänzung um empirische Modellfunktionen begrenzt die Extrapolationsfähigkeit der betreffenden Modelle. Aus diesem Grund wurde ein neues semi-empirisches Alterungmodell auf Basis der Beschreibung von Graphit-Anoden-Alterungmechanismen und eine innovative Methode zur gezielten

Modellparamtrierung entwickelt. Im Folgenden wird zunächst das Modell zur Beschreibung des Kapazitätserlustes vorgestellt. Abbildung 1.14 zeigt eine Übersicht des Modellaufbaus.



Abbildung 1.14: Übersicht des Aufbaus des zyklischen Alterungmodells mit einbezogenen Stressfaktoren, beschriebenen Alterungmsechanismen, zugehörigen Alterungmodi und der Zielgröße des Modells, nach (Krupp et al. (submitted 2022)).

Die im Modell berücksichtigten Stressfaktoren sind die Zelltemperatur *T*, der Strom *I*, der mittlere Ladezustand ØSOC und den DOD bei Zyklisiserung. Der Basisstressfaktor ist die zyklisierte Ladung, mit welcher die Anzahl der Equivalent Full Cycles (EFC) bestimmt wird

$$EFC = \frac{Q}{2 \cdot c_{nom}},$$
(1.12)

wobei C_{nom} in Ah die Nominalkapazität der Batterie ist. Das Modell beschreibt zwei wichtige Anoden-Alterungsmechanismen: Erstens SEI-Rissbildung und -Reformierung und zweitens die Rissbildung im aktiven Anodenmaterial. Insbesondere SEI-Rissbildung und -Reformierung ist für die Primärregelleristungsanwendung interessant, da es bereits bei Belastung mit sehr kleinen DOD und Stromraten auftritt und daher in dieser Anwendung als dominierend erwartet werden kann (Deshpande und Bernardi 2017). Die Alterungsmechanismen sind mit den übergeordneten Alterungmodi Loss of Lithium Inventory (LLI) und Loss of Active Material an der Negativen Elektrode (LAM_{NE}) verbunden. Alterungmodi können über nicht-destruktive Verfahren wie die Incremental Capacity Analysis (ICA) identifiziert werden. Dies ermöglicht eine gezielte Parametireurng der Modellgleichungen über Messungen, in denen nur der zum Alterungsmechanismus zugehörige Alterungsmodus auftritt. Eine Darstellung der gezielten Modellparametrierung erfolgt in Abschnitt 0.

Zur Beschreibung des Alterungsmechanismusses Rissbildung und Reformierung der SEI wird die Volumenausdehnung des Graphits über eine vom SOC abhängige Stressfunktion beschrieben und die Amplitude des mechanischen Stresses $\sigma(ØSOC, DOD)$ abhängig vom mittleren SOC und DOD eines Zyklus ermittelt. Diese ist im Detail in der zugehörigen Veröffentlichung dargestellt (Krupp et al. (submitted 2022)). Die Beschreibung des Kapazitätsverlustes durch den Alterungmechanismus SEI-Rissbildung und -Reformierung erfolgt in Abhängigkeit der Anzahl der EFC und unter weiterer Berücksichtigung der exponentiellen Temperatur- und linearen SOC-Abhängigkeit der chemischen SEI-Reaktion (siehe kalendarische Alterung). Hiermit ergibt sich die Gesamtgleichung

$$C_{loss SEI} (\mathsf{T}, \sigma (\mathsf{DOD}, \mathscr{O}\mathsf{SOC}), \mathscr{O}\mathsf{SOC}, \mathsf{EFC}) = c_2 \cdot \sigma (\mathsf{DOD}, \mathscr{O}\mathsf{SOC}) \cdot \mathsf{L} (\mathscr{O}\mathsf{SOC}) \cdot e^{-E_a \cdot \frac{1}{RT}} \cdot \mathsf{EFC}^{c_1}.$$
(1.13)

Dabei sind c_1 und c_2 Modellkoeffizienten und L(ØSOC) ist die speziell für die Modellierung hoher SOC gewählte lineare Modellfunktion, welche an den Batteriealterungstests parametriert wird. Abhängig vom betrachteten SOC-Bereich und der Quantität von auftretenden Kathodenreaktionen kann die gewählte lineare SOC-Abhängigkeit durch eine exponentielle oder sigmoidale Funktion ersetzt werden.

Der Alterungsmechanismus Rissbildung im Aktivmaterial berücksichtigt ebenfalls den mechanischen Stress durch Volumenausdehnung der Anode. Die Modellgleichung zur Beschreibung des Kapazitätsverlustes der Batterie ist an der Paris-Gleichung orientiert. Diese stammt aus der Bruchmechanik und beschreibt das Risswachstum in Materialien unter periodischer mechanischer Belastung (Perassi und Leiva 2019). Der Kapazitätserlust durch Rissidung Aktivmaterial wird über

 $C_{loss,SEI} (\mathsf{T}, \sigma (\mathsf{DOD}, \mathscr{O}\mathsf{SOC}), \mathscr{O}\mathsf{SOC},\mathsf{EFC}) = c_2 \cdot \sigma (\mathsf{DOD}, \mathscr{O}\mathsf{SOC}) \cdot \mathsf{L} (\mathscr{O}\mathsf{SOC}) \cdot e^{-E_a \cdot \frac{1}{RT}} \cdot EFC^{c_1}.$ (1.14)

bestimmt. Dabei sind c_5 und m die über die Parametireurng an Batteriealterungsdaten zu ermittelnden Modellparametrer. Die Modellparametrierung und Validierung sind in Abschnitt 0 dargestellt.

Simulation Alterungsverhalten zur Optimierung von Betriebsstrategien und der Speicherdimensionierung

Das validierte Alterungmodell wird zur Modellierung der Lebensdauer des HyReK-Batteriespeichers unter verschiedenen Betriebsstrategien und Systemsimensionierungen genutzt. Das Vorgehen in der Analyse ist wie folgt gegliedert: Im ersten Schritt werden auf Basis von Frequenzdaten unter Berücksichtigung der PRL Regeln und Freiheitsgrade Batterie-Leistungs- und SOC-profile berechnet. Im zweiten Schritt werden mittels Rainflow-Counting im SOC-Profil enthaltene Belastungszyklen bestimmt. Die Zyklen werden hinsichtlich ihres mittleren SOC, DOD, mittleren Stroms, Start- und Endzeitpunktes und der zum Startzeitpunkt zugehörige Anzahl an EFC ausgewertet. Die identifizierten Stressfaktoren dienen als Input des Batterie-Alterungmodelles, mit welchem im dritten Schritt die Lebensdauer einer Batterie unter den betrachteten Betriebsbedingungen modelliert wird. In der Alterungsmodellierung wird die Lebensdauer einer einzelnen Batteriezelle modelliert, deren Betrieb durch die Verschaltung und Belastung des Gesamtspeichers bestimmt wird. Es werden keine Verschaltungseffekte oder statistische Analysien der Alterungsvariation zwischen Einzelzellen im Speicher einbezogen. Da z.B. der Batterie-DOD sich mit mit zunehmendem Kapazitätsverlust verändert, wird das SOC-Profil der alle 5% Kapazitätsverlust mit der aktuellen Batteriekapazität neu berechnet. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Alterungsmodellierung dargestellt.

Zur Optimierung der HyReK-Betriebsstrategien wird die Lebensdauer der Batterie unter verschiedenen Betriebsbedingungen modelliert. Die abgedeckten Betriebsbedingungen sind in Abbildung 15 illustriert. Zunächst wird der Betrieb des Batteriespeichers bei verschiedenen Ziel-SOC betrachtet. Anschließend werden unterschiedliche Arten der Totbandnutzung untersucht. Diese enthalten die normale Totbandutzung (Möglichkeit, im Totband keine Leistung zu erbringen wird zu Erreichung des definierten Ziel-SOC genutzt), erhöhte Totbandleistung von 20% präqualifizierter Leistung und Totbandnutzung in einem SOC-Bereich von 10% um den Ziel-SOC. Abschließend wird die Möglichkeit des Einbezugs von Peak-Shaving
(Spitzlastkappung) in den Systembetrieb hinzugezogen. Die Mehrfachanwendungsmöglichkeit Spitzlastkappung wird in Abschnitt 2.4 genauer erläutert.



Abbildung 1.15: In der Alterungsmodellierung abgedeckte Betriebsstrategien des HyReK's unter Nutzung des P2H-Moduls.

Der Einfluss des Ziel-SOC und der Totbandnutzung auf die Batterie-Lebensdauer ist in Abbildung 1.16 dargestellt.



Abbildung 1.16: Abhängigkeit der Batterie-Lebensdauer von (a): dem Ziel-SOC im Betrieb (ohne Totbandnutzung). (b): der Totbandnutzung bei einem Ziel-SOC von 70%.

Die Lebensdauer des Speichers sinkt mit ansteigendem Ziel-SOC. Bei einem Ziel-SOC von 50% kann eine Lebensdauer von etwa 19,5 Jahren erreicht werden. Bei 80% SOC erreicht die Lebendsdauer ein Minimum von etwa 16,5 Jahren. Zu 90% SOC hin steigt sie erneut leicht an (siehe Abbildung 16 a). Die Änderung der Lebensdauer mit dem Ziel-SOC ist sowohl auf den mechanischen Stress auf die Anode bei Zyklisierung als auch auf den Anstieg der Solid Electrolyte Interface-Bildung bei erhöhten SOC zurückzuführen. Zu hohen Batterie-SOC nimmt der mechanische Stress, welcher letztendlich zu Kapazitätsverlust führt, ab. Dies ist der Grund für den Anstieg der Lebensdauer zwischen 80% und 90% Ziel-SOC. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei hohen Batterie-SOC die Zersetzung des Elektrolyten an der Anode und Kathode der Batterie gefördert wird. Das Wechselspiel aus parasitären Anoden-und Kathodenreaktionen könnte bei den betrachteten NMC-Zellen langfristig zu Kapazitätsverlusten führen, die durch das an einer einjährigen Batteriemesskampagne parametrierte Modell nicht abgedeckt sind. In Abbildung 16 b ist erkennbar, dass

die Totbandnutzung wenig Einfluss auf die Lebensdauer der Batterie hat. Bei Totbandnutzung mit 20% der präqualifizierten Leistung ist eine leichte Reduktion der Lebensdauer erkennbar. Im Gegenzug steigt die zyklisierte Ladung im Betrieb (die Anzahl der EFC) deutlich an. Dies hat Einfluss auf die Anzahl der Ladevorgänge und Nutzung des P2H-Moduls und daher auf die Kosten des Speichers im Betrieb. Ob dieser Einfluss die Kosten durch reduzierte Speicherlebensdauer aufwiegt muss mittels ökonomischer Analysen (siehe Abschnitt 2.6.1) weiter untersucht werden. Eine Lebensdauer von 15 Jahren ist bei allen betrachteten Ziel-SOC und Totbandnutzungen realistisch.

Als weitere mögliche Betriebsstrategie wurde das Einfügen von Peak-Shaving im Betrieb untersucht. Die Spitzlastkappung zeichnet sich durch Belastung des Speichers mit hohen Leistungen und hohen DOD aus. Zur Analyse der Alterung unter stark belastenden Betriebsbedingungen wurde im modellierten SOC-Profil am Ende eines Jahres N-Mal eine komplette Batterie Entladung auf 5% SOC und Ladung auf 100% SOC hinzugefügt. Die Zyklisierung erfolgt mit voller Speicherleistung von 18MW. Die Anzahl der Peak-Shaving-Vorgänge pro Jahr wurde zwischen 0 und 20 variiert. Abbildung 1.17 stellt die Batterielebensdauer bei unterschiedlicher Anzahl an Spitzlastkappungsvorgängen dar.



Abbildung 1.17: Batterielebensdauer bei Betrieb mit einem Ziel-SOC von 70% mit normaler Totbandnutzung über der Anzahl an Spitzlastkappungsvorgängen pro Jahr.

Die Lebensdauer der Batterie fällt mit der Anzahl der Spitzlastkappungsvorgänge pro jahr näherungsweise linear ab. Mit jedem weiteren jährlichen Spizelastkappungsvorgang verkürzt sich die Batterie-Lebensdauer um etwa einen Monat. Die Stufen der simulierten Lebensdauern sind auf die Verschiebung der Anteile der an der Alterung beteiligten Alterungsmechanismen zurückzuführen. Wenige Spiztlastkappungsvorgänge können nach den Modellergebnissen ohne maßgebliche Lebensdauereinschränkung durchgeführt werden. Häufiges Laden und Entladen mit hohem DOD und hoher Leistungs sollte allerdings vermieden werden.

Abschließend wird die Änderung der Batterielebensdauer mit der Systemdimensionierung untersucht. Das Energie-/Leistungsverhältnis des betrachteten Speichers wird hierzu bei einem Betrieb mit 70% Ziel-SOC und normaler Totbandnutzung zwischen 0,5 und 1 variiert. Abbildung 1.18 zeigt die Ergebnisse der Modellierung.



Abbildung 1.18: Lebensdauer eines Batteriespeichers im Betrieb mit Ziel-SOC 70% und normaler Totbandnutzung über der Speicherdimensionierung, welche über das E/P-Verhältnis definiert ist.

Die Lebensdauer des Speichers steigt bei größerer Dimensionierung an. Allerdings gehen mit einer größeren Dimensionierung beispielsweise höhere Investitionskosten einher. Das Optimum der Dimensionierung muss daher unter Berücksichtigung der Batteriealterung in einer ökonomischen Analyse bestimmt werden (siehe Abschnitt 7.3.7.). Eine Veröffentlichung zur ökonomischen Bewertung verschiedener Betriebsstrategien unter Berücksichtigung der Batteriealterung ist aktuell in Arbeit (Krupp et al. (in prep.)).

1.5. Entwicklung von Leistungsindikatoren für die Optimierung und Bewertung der Teilsysteme und des Gesamtsystems (DLR)

Um das HyReK bewerten und mit anderen technischen Systemen, die vergleichbare Systemdienstleistungen erbringen können, vergleichen zu können, müssen entsprechende Ziel- und Leistungsindikatoren (Key Performance Indicators, KPI in verschiedenen Arbeitspaketen dienen. in verschiedenen Arbeitspaketen dienen.

1.5.1. Ökonomische Indikatoren

Im Folgenden werden die zur ökonomischen Bewertung herangezogenen Indikatoren definiert. Es wird zunächst ein Überblick über die theoretischen Grundlagen von life-cycle costing und ökonomischen Bewertungen sowie möglichen Indikatoren gegeben. Zuletzt wird ein Überblick über bestehende Literatur im Bereich ökonomischer Bewertungen gegeben und darauf basierend eine KPI-Auswahl getroffen.

Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen gemäß bestehender Life-cycle costing Normen

Zur Durchführung der ökonomischen Bewertung des HyReK-Systems wird in Abschnitt 3.3 die life-cycle costing (LCC) – Methode nach ISO 15686-5 2008 bzw. VDI 2884 vorgeschlagen. Diese genannten Normen, die DIN EN 60300 sowie die aktuelle Literatur werden zur Festlegung von KPIs bzgl. der ökonomischen Bewertung gesichtet. Im Folgenden wird kurz beleuchtet, was aus den LCC-Normen für die Bewertung von HyReK abgeleitet werden kann und welche Bewertungskriterien daraus bestimmt werden können.

Fokus der betrachteten DIN, VDI und ISO Normen

Für die Analyse wurden drei etablierte LCC Normen untersucht: ISO 15686-5, DIN EN 60300 und VDI 2884. Zunächst ist den Normen ein klarer Kostenbezug zu entnehmen. Lediglich die ISO 15686-5 2008 erwähnt in der Definition der whole-life costing-Methode neben einer Kostenbetrachtung u.a. auch die Betrachtung von Erlösen (und externer Kosten). Da die Untersuchungsobjekte der LCC-Methode meist keine Einnahmen generieren bzw. die Betrachtung der Einnahmen mit großen Unsicherheiten verbunden ist (z.B. Gebäude gemäß ISO oder Produktionsmittel gemäß VDI), kann eine reine Kostenbetrachtung für bestimmte Anwendungsgebiete sinnvoll sein. Auch wenn alle betrachteten Alternativen einen "identischen Nutzen" haben, also exakt denselben Zweck erfüllen, kann dies sinnvoll sein (Enseling et al. 2015).

Im Gegensatz zur reinen Kostenbetrachtung können jedoch unter Berücksichtigung der Erlöse auch Optionen identifiziert werden, die trotz höherer Kosten aber dafür höheren Erlösen zu höheren Renditen führen (Bengtsson und Kurdve 2016). Es handelt es sich dann nicht mehr um eine LCC Methode, "sondern vielmehr um eine ökonomische Lebenszyklusbewertung (Lebenszyklus-Erfolgsprognose)" (Geissler et al. 2011). Deshalb müssen zusätzlich zur reinen Kostenbetrachtung auch Betrachtungen, die Erlöse miteinbeziehen, zentraler Bestandteil sein.

Die dynamische Investitionsrechnung nach (Schuster und Rüdt von Collenberg 2017) und (Poggensee 2011)

Es gibt einige typische Indikatoren zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit, die zur ökonomischen Bewertung herangezogen werden können. Diese basieren auf der dynamischen Kosten- bzw. Investitionsrechnung, die auch in den betrachteten LCC Normen vorgeschlagen wird. Sie verkörpert die Idee, dass heute anfallende Zahlungsströme mehr wert sind als zukünftige. Schwäche und Risiko in dieser Methodik ist die Entscheidung für einen Zinssatz mit dem die Zahlungsströme abgezinst werden. Klassisch wird hierbei ein am Kapitalmarkt zu erwartener Zinssatz gewählt. Hintergrund ist die Annahme, dass verfügbares Eigenkapital im Fall der Unterlassensalternative am Kapitalmarkt eingesetzt wird und Zinsen generiert bzw. dass das Investitionsprojekt mit geliehenem Fremdkapital durchgeführt wird, das zu diesem Zinssatz verzinst wird. Zusätzlich können Risiken und Unsicherheiten durch einen Aufschlag auf den Marktzinssatz wiedergegeben werden. Dadurch werden unsichere Projekte höher verzinst, und zukünftige Geldflüsse haben einen geringeren Wert.

Die exakte Bestimmung des Zinssatzes ist meist sehr schwierig und stark von der Anwendung abhängig. Für allgemeingültige Bewertungen, die z.B. später einem Vergleich verschiedener Projekte dienen sollen, ist es gängig, einen in der Literatur oder Industrie verwendeten Standardzinssatz (bspw. 5%) zu wählen. Sind allerdings die genauen Hintergründe der Fremdkapitalfinanzierung sowie das Verhältnis von Fremdund Eigenkapital eines Investors gegeben, ist ein genauerer, individueller Zinssatz möglich. Je nach Anwendungsfall muss abgewogen werden, ob dies notwendig und sinnvoll ist.

Dynamischen Rechnungsverfahren gegenüber stehen einfachere, statische Berechnungsmethoden, die den Zeitwert des Geldes nicht berücksichtigen. Da dynamische Methoden als die exaktere, realitätsnähere Herangehensweise gelten, wird auf statische Methoden nicht weiter eingegangen. Im nächsten Kapitel werden klassische Indikatoren der dynamischen ökonomischen Bewertung vorgestellt.

Basierend auf den eben aufgezeigten Normen und ökonomischen Grundlagen werden im Folgenden Indikatoren eingeführt, die potentiell zur ökonomischen Bewertung genutzt werden können.

Lebenszykluskosten gemäß LCC

Lebenszykluskosten betreffen lediglich die Kosten eines Investitonsprojektes. Nachteilig ist hierbei wie oben bereits aufgezeigt, dass ohne die Betrachtung der Erlöse keine Aussagen über die Wirtschaftlichkeit

einer Investition möglich sind. Gleichzeitig sind jedoch Erlöse oftmals mit Unsicherheiten und Risiken behaftet, vor allem wenn diese weit in die Zukunft reichen. Vor dem Hintergrund stark sinkender PRL-Preise und unsicherer PRL-Preisprognosen wird daher zur ökonomischen Bewertung im Projekt auch ein Indikator herangezogen, der nur die Kostenseite berücksichtigt. In Bezug auf die vorgestellten LCC Normen wird versucht, die Kostenbetrachtung möglichst über alle Lebenszyklusphasen, d.h. unter Betrachtung der Betriebs- und Entsorgungsphase, durchzuführen.

Die Lebenszykluskosten für ein MW PRL:

$$LCC_{P,a}\left[\frac{\notin}{MW}\right] = \frac{-C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{P_{PRL}}$$
(1.15)

werden aus den Ausgaben zu Beginn des Projekts C_0 , den Ausgaben A_t in den Folgejahren t berechnet. i ist der gewählte Zinssatz und T der Betrachtungszeitraum. P_{PRL} steht für die präqualifizierte PRL-Leistung in MW.

Zur Klarstellung sei hier nochmal gesagt, dass sich die Lebenszykluskosten auf den ökonomischen Indikator beziehen, während LCC die Methode ist, um u.a. die Lebenszykluskosten zu bestimmen.

Kapitalwert (Net Present Value - NPV)

Ein bekannter Indikator der dynamischen Investitionsrechnung ist der Kapitalwert. Er stellt die erwartete absolute Vermögensänderung des Investors durch das Investitionsprojekt dar und wird in Euro angegeben. Er wird zum Zeitpunkt t_0 bestimmt und alle zukünftigen Zahlungsströme werden auf diesen Zeitpunkt abgezinst. Er lässt sich deshalb leicht interpretieren. Ist der Kapitalwert positiv, ist die Durchführung der Investitionsalternative absolut vorteilhaft. Ist der Kapitalwert einer Investitionsalternative 1 höher als der Kapitalwert einer Investitionsalternative 2, ist die Durchführung der Investitionsalternative 1 relativ vorteilhaft gegenüber der zweiten Alternative. Der Kapitalwert

$$NPV[\mathbf{\epsilon}] = -C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$
(1.16)

wird aus den Investitionskosten zu Beginn des Projekts C_0 und den aufsummierten Geldflüssen C_t in den Jahren t bis T berechnet. Zur Berechnung des Kapitalwerts werden alle Geldflüsse entsprechend des Jahres ihrer Fälligkeit abgezinst.

Amortisationszeit

Der Amortisationszeitraum gibt die Zeitspanne wieder, in der investiertes Geld wieder durch Einnahmen in den folgenden Zeitschritten (i.d. R. zukünftige Jahre) gedeckt wird. Liegt die Amortisationszeit nicht innerhalb der zu erwartenden Lebensdauer, ist eine Investition nicht sinnvoll. Generell sind Investitionsalternativen mit kurzer Amortisationszeit zu bevorzugen. Dabei gilt:

$$C_0 = \sum_{t=1}^{x} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$
(1.17)

 C_0 beschreibt die Investitionskosten zu Beginn des Projekts und C_t den aufsummierten Geldfluss in Jahr t. Dieser setzt sich aus den Einnahmen und den Ausgaben des jeweiligen Jahres zusammen. x Ist der Amortisationszeitraum, den es zu ermitteln gilt. Zu diesem Zeitpunkt sind die Anfangskosten gleich der Summe der Deckungsbeiträge.

Internal Rate of Return bzw. Interner Zinsfuß (IRR)

Der IRR ist der Zinssatz, bei dem der Kapitalwert eines Projekts exakt Null beträgt. Je höher IRR, desto profitabler ist ein Projekt. Methodisch ist der IRR dem NPV daher sehr ähnlich. Vorteil dieser Methode ist im Vergleich zum NPV jedoch, dass kein erwarteter Zinssatz gewählt werden muss, was oft mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Dieser ist jedoch spätestens bei der Interpretation notwendig, da der IRR über dem Marktzinssatz/Alternativzinssatz liegen muss, um ökonomisch sinnvoll zu sein. Der IRR

Interner Zinsfuß
$$r [\%] = \frac{(\sum_{t=1}^{T} C_t) - C_o}{C_o} \cdot 100$$
 (1.18)

wird aus den Investitionskosten zu Beginn des Projekts C_0 und den aufsummierten Geldflüssen C_t in Jahr t berechnet. Diese setzen sich aus den Einnahmen und den Ausgaben des jeweiligen Jahres t zusammen. T repräsentiert den Betrachtungszeitraum des Projekts.

Annuität

Die Annuitätenmethode wird als Indikator in der Richtlinie VDI 2067 als Kostenberechnung für die Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen vorgeschlagen. Sie ist eng verwandt mit der Kapitalwertmethode, gibt das Ergebnis jedoch in anderer Form wieder: Sie wird genutzt um zu ermitteln, welcher Teil des Deckungsbeitrags jährlich zur tatsächlichen Deckung der Anfangskosten notwendig ist (Kapitaldienst) und welcher Betrag darüber hinaus zur freien Verfügung steht (Annuitätenüberschuss). Der Indikator wird in Euro angegeben. Ist die Annuität positiv, ist die Durchführung der Investitionsalternative absolut vorteilhaft. Ist die Annuität einer Investitionsalternative 1 höher als die Annuität einer Investitionsalternative 2, ist die Durchführung der Investitionsalternative.

Die vorgestellten Indikatoren liefern oft unterschiedliche Aussagen über die Rentabilität eines Projekts. Oft macht es Sinn, nicht nur einen Indikator aus der Investitionsrechnung bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung zu berücksichtigen, sondern das Zusammenspiel dieser Indikatoren zu bewerten.

Stand der Forschung

Die bestehende Literatur bietet verschiedene Herangehensweisen bei der Bewertung von alleinstehenden oder hybriden BESS auf dem PRL-Markt. Teilweise werden reine Kostenbetrachtungen für den Anwendungsfall PRL unternommen, ohne die PRL-Erlöse zu berücksichtigen. Dabei werden oftmals verschiedene Begrifflichkeiten für die Bestimmung der Lebenszykluskosten, also die Berechnung der Gesamtkosten pro bereitgestellter Energie/Leistungseinheit verwendet (z.B. Levelized Costs of Electricity for Storage Applications, LCOESA oder Levelized Costs of Storage, LCOS) (Schmidt et al. 2019a). Im Folgenden werden alle entsprechenden Betrachtungen als Lebenszykluskosten bezeichnet.

Mit Blick auf die funktionelle Einheit, auf die sich die Kostenberechnungen beziehen, erweist sich laut gegenwärtiger Studien eine Kostenbetrachtung pro Leistungseinheit als sinnvoll. Dies liegt darin begründet, dass die Vergütung auf dem PRL Markt pro bereitgestelltem MW vollzogen wird und somit ein Vergleich mit den zu erwartenden Erlösen erleichtert wird, ohne diese aktiv z.B. in Form einer Investitionsrechnung einzubeziehen (Schmidt et al. 2019a; Lazard 2016; Jomaux et al. 2017).

Es gibt jedoch auch Analysen, die die Kosten auf Basis der Energieeinheit betrachten. Dabei wird zumeist eine Annahme bezüglich der zu leistenden Zyklen im PRL Betrieb getroffen und mit der Batteriekapazität

multipliziert, um die gesamte Energiemenge zu berechnen, die während des Betrachtungszeitraums abgegeben wird (Battke 2014; Baumann et al. 2017; Schmidt et al. 2019b).

Die reine Kostenbetrachtung lässt jedoch keine absolute Wirtschaftlichkeitsbewertung zu. Daher wurden vollständige Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Basis der Kapitalwertmethode durchgeführt, in denen bei der Betrachtung von Batteriespeichern auch die PRL-Erlöse miteinbezogen und zu einer ganzheitlichen Betrachtung zusammengeführt und der Kapitalwert sowie die Amortisationszeiträume berechnet wurden (Bühler et al. 2015; Fleer et al. 2016; Fleer et al. 2018; Melo et al. 2019).Die reine Kostenbetrachtung lässt jedoch keine absolute Wirtschaftlichkeitsbewertung zu. Daher wurden vollständige Wirtschaftlichkeitsanalysen auf Basis der Kapitalwertmethode durchgeführt, in denen bei der Betrachtung von Batteriespeichern auch die PRL-Erlöse miteinbezogen und zu einer ganzheitlichen Betrachtung zusammengeführt und der Kapitalwert sowie die Amortisationszeiträume berechnet wurden vollständige Wirtschaftlichkeitsen analysen auf Basis der Kapitalwertmethode durchgeführt, in denen bei der Betrachtung von Batteriespeichern auch die PRL-Erlöse miteinbezogen und zu einer ganzheitlichen Betrachtung zusammengeführt und der Kapitalwert sowie die Amortisationszeiträume berechnet wurden (Bühler et al. 2015; Fleer et al. 2016; Fleer et al. 2019).

Kriterienauswahl

Mit Blick auf die oben aufgezeigten Erläuterungen wurden im Rahmen des Projektes geeignete Kriterien ausgewählt, die in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt sind.

	Einheit	Aussage	Ziel
Lebenszykluskosten	€/MW	Kosten der über den Lebenszyklus umgeschlagenen Leistungseinhei- ten	Kostenvergleich
Kapitalwert	€	Profit bis zum Ende des Projekts	Profitmaximierung
IRR	%	Projektrendite ohne Betrachtung des Marktzinses	Profitmaximierung
Amortisationszeit	Jahr	Dauer der Kapitalbindung	Sicherheit, Risikomini- mierung

Tabelle 1.13: Überblick über die identifizierten Indikatoren in der ökonomischen Bewertung. Die Annuität wurde im Rahmen des Projektes nicht betrachtet, da sie gegenüber dem Kapitalwert keinen Erkenntnisgewinn liefert. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Schuster und Rüdt von Collenberg 2017) und (Poggensee 2011) und (ISO 15686-5)

Die in der Literatur gängigen Indikatoren zur ökonomischen Bewertung von Batteriespeichern finden sich damit auch in der Indikatorenauswahl wieder, die für das Projekt HyReK ausgewählt wurden. Zusätzlich wurde der IRR als etwas weniger geläufiger Indikator betrachtet, um ein noch breiteres Bild der ökonomischen Dimension liefern zu können. Die identifizierten Indikatoren wurden für die Bewertung von HyReK in Abschnitt 7.1 umgesetzt. Aufgrund der Vielzahl ökonomischer Bewertungen und Sensitivitätsanalysen und dem damit verbundenen Arbeitsaufwand in Abschnitt 7.3 wurde dort darauf verzichtet, den IRR und die Lebenszykluskosten zu berechnen. Somit wurde dort ein Fokus auf die bekannteren Indikatoren Kapitalwert und Amortisationszeit gelegt.

1.5.2. Makroökonomische Indikatoren

Zusätzlich zu den (mikro)ökonomischen Effekten kann das HyReK auch auf makroökonomischer Ebene einen Einfluss haben. Um relvante Indikatoren bestimmen zu können, wurden im Wesentlichen drei Quellen herangezogen, die sich mit der Indikator-basierten Bewertung von Energiesystemen auseinandersetzen. Rösch et al. (2018) definieren in ihrer Studie 45 Indikatoren, um die Entwicklung der nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland messbar zu machen. Diese werden unterschieden in die Wirkungskategorien "secure human existence", "maintain society's productive potential", "preserve society's options for development" und "achieve substantial sustainability". Schenler et al. (2008) erarbeiteten im Zuge des Forschungsprojekts NEEDS ökonomische Indikatoren zur Nachhaltigkeitsbewertung zukünftiger Stromversorgungsoptionen. Zudem wurden Studien des BMWi in Bezug auf die Auswirkungen der Energiewende geprüft (BMWi 2021).

Auswahl der Indikatoren

Viele der ermittelten Indikatoren dienen der Bewertung gesamter Energiesysteme, sodass die Auswirkung eines einzelnen Systems – wie es bei HyReK der Fall ist – kaum merkliche Effekte auf makroökonomischer Ebene zur Folge haben (z.B. Primärenergieverbrauch, Energieimportabhängigkeit). Auf der anderen Seite konnten einige Indikatoren eher der mikroökonomischen oder ökologischen Dimension zugeordnet werden, sodass diese ebenfalls nicht für die makrökonomische Bewertung geeignet waren (z.B. Einfluss von Strompreisschwankungen oder Treibhausgasemissionen). Zudem bewegt sich die Hauptanwendung des HyReKs PRL in einem kleinen, sehr speziellen Teilbereich von Energiesystemen, sodass die in der Literatur behandelten Indikatoren in vielen Fällen nicht für diese Anwendung übertragbar waren (z.B. Beitrag zur E-Mobilität). Deshalb wurden zunächst aus den gesammelten Indikatoren diejenigen ausgewählt, die potentiell von einem oder mehreren HyReK Systemen beeinflusst werden können und nicht bereits von anderen Analysen im Projekt abgedeckt werden.

Bei der Auswahl der Indikatoren wurde erstens darauf geachtet, zu welchen Indikatoren eine ausreichende Datenlage in der bestehenden Literatur besteht, um darauf aufbauend Indikatoren in Bezug auf das HyReK bestimmen zu können. Zweitens wurde versucht, Synergieeffekte zu Methoden herzustellen, die ebenfalls im Projekt behandelt werden und die genutzt werden können, um makroökonomische Effekte abzubilden. Diese Voraussetzungen haben zur Auswahl der folgenden Indikatoren geführt.

Beschäftigungseffekte

Die Bewertung der Beschäftigungseffekte des HyReK-Systems bezieht sich in erster Linie auf eine Studie, welche im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellt wurde (O'Sullivan et al. 2019). In der Studie werden die ökonomischen Indikatoren der Energiewende wie Investitionen, im Inland wirksame Nachfrage, Bruttowertschöpfung und Bruttobeschäftigung, welche im Zusammenhang mit den Aktivitäten der deutschen Energiewirtschaft stehen, ermittelt. Die Daten stehen aktuell für eine Vielzahl verschiedener Technologien für die Jahre 2000-2019 zur Verfügung. Ausgehend von den für das HyReK-System relevanten Technologien und Wirtschaftsbereichen bietet es sich an auf drei Sektoren dieser Datensammlung zurückzugreifen: "große Batteriespeicher", "Anlagen zur Speicherung von Wärme" sowie "Forschung und Entwicklung".

Ökonomische und ökologische Effekte bei großflächiger Umsetzung von HyReK-Systemen in Deutschland

In Abschnitt 7.3.10 werden die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der Bereitstellung von PRL durch HyReKs auf nationaler Ebene thematisiert. Darin wurde berechnet, welche Ausgaben in

Deutschland anfallen würden, wenn die gesamte PRL-Leistung durch alleinstehende Batteriespeicher oder durch HyReK-Systeme bereitgestellt werden würde. Diese Ergebnisse werden anschließend mit den aktuellen PRL Kosten aus dem Monitoringbericht der ÜNB verglichen. Die Methodik zur Ermittlung dieser Daten sowie die Ergebnisse sind unter dem entsprechenden Kapitel 7.3 im Bericht zu finden.

1.5.3. Ökologische Indikatoren

Die hier gewählten ökologischen Indikatoren sind eng mit der Ökobilanzierung verknüpft, die zur Erhebung der ökologischen Wirkungen herangezogen werden soll. Die Ökobilanz ist eine standardisierte Methode, die sämtliche Energie- und Materialflüsse eines Produkt(-systems) über den gesamten Lebenszyklus (d.h. Produktion, Nutzung, Entsorgung/Recycling) quantifiziert und hinsichtlich der potenziellen Umweltwirkungen bewertet. Die Umweltwirkungen werden mit so genannten Umweltwirkungsabschätzungsmethoden bewertet. Es existieren verschiedene Umweltwirkungsabschätzungsmethoden, so dass die Europäische Kommission das Joint Research Center beauftragt hatte, Empfehlungen zur Nutzung der verschiedenen Umweltwirkungskategorien auszuarbeiten. Diese Empfehlungen wurden in der ILCD 2018 Umweltwirkungsabschätzungsmethode (midpoint Indikatoren) zusammengefasst, welche dementsprechend in diesem Projekt zugrunde gelegt wird. Die ILCD 2018 Umweltwirkungsabschätzungsmethoden zählt momentan zu den aktuellsten Methoden. Insgesamt sollen hier 18 Umweltwirkungskategorien angewendet werden, die im Folgenden kurz dargestellt werden. Die nachfolgenden Beschreibungen basieren im Wesentlichen auf der Studie von Fazio et al. (2018), aus welcher detailliertere und vertiefende Beschreibungen zu den ILCD 2018 Umweltwirkungskategorien entnommen werden können. Weiterführende Informationen sind in Benini et al. (2014), Pant et al. (2011) und Sala et al. (2012) zu finden.

Klimawandel - Climate change

Der Klimawandel wird durch Treibhausgase (THG) begünstigt, weswegen oft alternativ vom Treibhausgaspotenzial gesprochen wird. Natürliche und anthropogene THG bewirken eine sich verstärkende Erwärmung der Erdatmosphäre, die wiederum verschiedene Folgewirkungen nach sich zieht (Eiskappenschmelze, Fluten, Extremwetterereignisse, etc.). Daher ist es vom hohen Interesse anthropogene THG wie CO₂, Methan, Fluorkohlenwasserstoffe, Schwefelhexafluorid und andere auf ein Minimum zu reduzieren. Die im ILCD 2018 zugrunde gelegte Methodik basiert auf dem IPCC2013 Ansatz, welcher die Einheit kg CO₂-Äquivalente verwendet, indem die unterschiedlichen Treibhausgaspotenziale verschiedener Gase in eine äquivalente Referenzgröße überführt werden. So beträgt beispielsweise der Treibhausgaseffekt von Methan das 28-fache des CO₂ und wiegt entsprechend schwerer in der Berechnung. Der höchste Wert, der bisher berücksichtigt wird, ist der des Schwefelhexafluorids mit 23.800-facher Wirkung des CO₂. Genau genommen müsste beim Abbau der THG der Zeithorizont mit gewählt werden, da die Substanzen unterschiedlich lang in der Atmosphäre verweilen. Als Standardwert wurde hier 100 Jahre genommen, um mindestens zwei aufeinanderfolgende Generationen zu inkludieren. Neben den climate change total, werden hier noch Unterkategorien "biogenic", "fossile" und "land use and land use change" geführt, um die verschiedenen Ursprünge der THG differenzieren zu können.

Aquatische (Süßwasser) und terrestrische Versauerung

Die Versauerung beschreibt die anionische Anreicherung von NH₃ (Ammoniak), SO₃ (Schwefeltrioxid) und SO₂ (Schwefeldioxid) sowie NO₂ (Stickstoffoxide) in den Gewässern bzw. NO_x und NH₃ in den Böden. Die ionische Form dieser Substanzen bindet im jeweiligen Medium wichtige Kationen wie beispielsweise Kalium, Magnesium, Kalzium und Natrium, welche letztendlich abtransportiert werden und den pH-Wert der Medien sinken (bzw. versauern) lässt. Die Folgen davon sind ein stark reduziertes Pflanzenwachstum

sowie Reduktion der Artenvielfalt. Dieser Indikator wird in der Einheit mol H⁺ eq ausgedrückt, da diese Protonen maßgeblich am Versauerungsprozess beteiligt sind. Dabei haben auch hier die verschiedenen Substanzen unterschiedlich starken Einfluss auf den Versauerungsprozess, weswegen die Substanzen unterschiedliche Charakterisierungsfaktoren besitzen, die in der Ökobilanzierung auf die Referenzgröße überführt werden (vgl. Fazio et al. (2018)).

Aquatische (marines Gewässer und Süßwasser) und terrestrische Eutrophierung

Während die Versauerung die "Auswaschung" von Nährstoffen betrifft, beschreibt die Eutrophierung den zusätzlichen Eintrag von Nährstoffen in aquatischen und terrestrische Umweltkompartimenten, die vorwiegend auf Stickstoffe (N) und Phosphor (P) fokussieren. Übermäßiger Nährstoffeintrag in das Meer geschieht mit dem Wasserpfad über den Boden und Süßwasser (Flüsse) und Versickerungen (Grundwasser). Der erhöhte Nährstoffeintrag hat wiederum ein erhöhtes Algenwachstum zur Folge. Dieses zusätzliche Phytoplankton siedelt nahe der Wasseroberfläche und verhindert die benötigte Sonnenstrahlung für bodennahe Pflanzen. Im weiteren Verlauf sedimentiert das Phytoplankton und wird durch aerobe Prozesse von Bakterien zersetzt, was wiederum eine Sauerstoffknappheit für andere bodennahe Pflanzen und Organsimen bedeutet. Insgesamt besteht die Gefahr, dass die Biodiversität erheblich abnimmt. Die ILCD Methodik schätzt daher mögliche Einträge durch kg P-eq für Süßwasser, kg N-eq für marine Gewässer sowie mol N-eq für terrestrischen Kompartimente ab, da diese Stoffe den maßgeblichen Einfluss auf die jeweilige Eutrophierung haben können.

Human- und Ökotoxizität

Die aquatische Toxizität mit Blick das Süßwasserkompartiment beschreibt die potenziellen ökotoxikologischen Wirkungen gegenüber aquatischen Organismen. Die Berechnung nach ILCD 2018 beruht im Wesentlichen auf dem anerkannten USETox Modell (V1.01), welches neben Chemikalien, hauptsächlich Metalle und deren verschiedenen Oxidationszustände berücksichtigt und in comparative toxic unit for ecotoxicity (CTUe) überführt wird. Die CTUe beschreibt die potenziell beeinträchtigte Speziesfraktion, integriert über Zeit und Kompartimentvolumen exponiert gegenüber einer emittierten Substanz (USETox). Insgesamt sind hier knapp 1.400 Substanzen und Charakterisierungsfaktoren berücksichtigt worden. Prinzipiell sollte die Ökotoxizität auch das Meereswasserkompartiment umfassen, jedoch konnte die ILCD Forschungsgruppe keine adäquate Methode identifizieren, die für eine ökobilanzielle Betrachtung in Frage käme (Fazio et al. 2018; Pant et al. 2011).

Humantoxikologische Wirkungen werden entsprechend in karzinogene und nicht-karzinogene Effekte unterschieden. Die Berechnung und Vorgehensweise gleicht dem der ökotoxikologischen Toxizität, in welcher Chemikalien und metallische Formen entsprechend ihrer CTUh berechnet und jeweils für karzinogene und nicht-karzinogene Effekte aufgeteilt werden. CTUh entspricht der abgeschätzten Erhöhung der Morbiditätsrate der menschlichen Population über den integrierten Betrachtungszeitraum und Volumen.

Ionisierende Strahlung

Die ionisierende Strahlung schätzt die potenziellen Wirkungen von radioaktiven Emissionen auf die menschliche Gesundheit ab, die im Wesentlichen auf den gesamten Lebenszyklus nuklearer Energie und dessen Anlagen zurückzuführen ist. Die Referenzeinheit ist hier kg U235 - eq, bezogen auf das Element Uranium 235.

Ozonschichtabbaupotenzial

Die Ozonschicht befindet sich in der unteren Stratosphäre und absorbiert UV-Strahlen (vorwiegend B und C), die von der Sonne emittiert werden. Dadurch schützt die Ozonschicht vor kanzerogen wirkender UV-Strahlung. Das Ozonschichtabbaupotenzial wird auf das Trichlorofluoromethan (CFC-11) mit der Einheit kg CFC-11 eq referenziert, welches oft als Kühlmittel angewendet wurde (teilw. auch noch wird) und den Abbau der Ozonschicht eingeleitet hat. In diesem Indikator werden verschiedene Fluorkohlenwasserstoffe und Halogenkohlenwasserstoffe durch entsprechend Charakterisierungsfaktoren berücksichtigt.

Atemwegserkrankungen, inorganisch

Feinstäube (PM) können eine gravierende gesundheitliche Wirkungen nach sich ziehen. Insbesondere die Gruppe der PM2,5 mit einer Partikelgröße von 2,5 µm sind dabei besonders besorgniserregend, da diese aufgrund ihrer Größe in tiefere Atemwege gelangen können (UBA 2021). Die Berechnung für die ILCD 2018er Wirkungskategorie basiert auf verschiedenen kombinierten Methoden die hier nicht näher ausgeführt werden (Fantke et al. 2016). Im Unterschied zur bekannten Berechnung von kg PM2.5 eq, greift die ILCD 2018 Wirkungskategorie auf die disease incidences (Todesfälle) pro kg PM2,5 emittiert zurück. Diese Kategorie umfasst nicht nur die PM2,5 sondern auch die PM10 Emissionen, die wiederum primäre (direkt emittierte) und sekundäre (über Kettenreaktion entstandene) Feinstaubpartikel unterschieden werden.

Photochemische Ozonbildung

Die bodennahe photochemische Ozonbildung (auch Sommer-Smog genannt) wird hier betrachtet, um potenzielle Wirkungen auf die menschliche Gesundheit abzuschätzen. Es basiert auf der angewandten Methodik die auch im ReCiPe 2008 Rahmenwerk genutzt wird. Die Referenzeinheit ist kg NMVOC-eq (nonmethane volatile organic compounds).

Ressourcen - Landnutzung

Die Landnutzung ist ein zunehmend relevanter Aspekt in ökologischen Betrachtungen, da der Anteil genutzter und versiegelter Flächen ansteigt und dadurch natürliche Prozesse (z.B. Versickerung von Regenwasser, Grundwasserbildung) beeinflusst werden. Die Landnutzung ist insbesondere in dicht besiedelten Regionen von Relevanz, da hier neben der Bevölkerungsdichte auch die versiegelten Flächen zunehmen und dadurch die natürlichen Wasserkreisläufe maßgeblich beeinflusst werden. In der neusten ILCD 2018er Version wurde die Wirkungskategorie "Landnutzung" im Vergleich zur 2010er grundlegend überarbeitet und basiert nunmehr auf das LANCA®, das vom Fraunhofer Institut für Bauphysik entwickelt wurde (Bos et al. 2016). Die Landnutzung beschreibt in Anspruch genommene sowie die in Transformation befindende Fläche, die mit den untersuchten Prozessen oder Technologien in Verbindung stehen. Die ILCD 2018 Methodik hat im Wesentlichen die 125 Charakterisierungsfaktoren übernommen, jedoch diese für eine andere Metrik skaliert (vgl. (Fazio et al. 2018)). Diese Wirkungskategorie wird in Punkten gemessen, die auf dem "Soil quality index" beruht und entsprechend der Punkthöhe unterschiedliche Ausmaße der Landnutzung beschreibt.

Ressourcen - Wasserverbrauch

Frisch- und Grundwasser ist eine limitierte Ressource, deren Knappheit spatio-temporal große Unterschiede aufweisen kann. Im ILCD 2018 wurde auf das AWARE Modell zurückgegriffen, welches die räumliche und zeitliche Auflösung des Wasserbedarfs und -verbrauchs für verschiedene kontinentale oder regionale Wassereinzugsgebiete abbilden kann (Boulay et al. 2018). In der ILCD 2018 wurden die Charakterisierungsfaktoren für die zeitliche und regionale Auflösung auf ein Jahr aggregiert und für verschiedene Länder als Standardwert genutzt. Dieser Indikator betrachtet nur den blauen Wasserverbrauch (Entnahme und Abgabe von Frisch- und Grundwasser) und wird in m³ gemessen.

Ressourcen - Verbrauch fossiler Energieträger sowie von Mineralen und Metallen

Der Abbau von Mineralen und Metallen ist meist mit hohen Energieverbräuchen verbunden. Daher umfasst dieser Indikator zwei Messgrößen, die einerseits den Bedarf an fossilen Energieträgern in MJ abbildet und andererseits den abiotischen Ressourcenverbrauch von Mineralen und Metallen in kg Sb -eq messen. Ersteres beschreibt die für die Extraktion von Mineralen und Metallen benötigte Energie von fossilen Energieträgern und letzteres fokussiert auf die Kritikalität von Rohstoffen, zu welchen das Antimon zählt und als Äquivalent herangezogen wird. Die Kritikalität von Rohstoffen bezeichnet das limitierte Angebot von importierten primären und rezyklierten sekundären Ressourcen, das notwendig für ökonomisch-strategisch wichtige Technologiebereiche eines jeweiligen Landes ist. Insbesondere für Batterien ist dieser Indikator von Relevanz, da kritische Materialien wie beispielsweise Lithium, Kobalt und Mangan in vielen Batteriezellen verbaut sind. Die Berechnung der Größen basiert auf dem anerkannten abiotischen Ressourcenverbrauch der CML-Methode, welche in van Oers et al. (2002) näher beschrieben ist.

1.5.4. Soziale Indikatoren

Soziale und gesellschaftliche Aspekte spielen neben den ökonomischen und ökologischen Aspekten allgemein eine wichtige Rolle in der Bewertung von Technologien, die auf eine (positive) gesellschaftliche Resonanz angewiesen sind. Für die Bewertung von sozialen Aspekten gibt es eine Vielzahl von Methoden, die unterschiedlichn quantitative und qualitative Indikatoren berücksichtigen (Upham et al. 2015). Die Auswahl ist, wie auch bei den anderen Indikatoren, dem Zweck entsprechend vorzunehmen. Im HyReK-Projekt standen die Stakeholder und deren Akzeptanz im Vordergrund des Forschungsinteresses. Die soziale Akzeptanz ist ein weit gefasster und nicht immer eindeutig definierter Begriff und kann verschiedene Dimensionen umfassen. Nach Wüstenhagen et al. (2007) kann der Akzeptanzbegriff folgende drei Ebenen adressieren: 1. auf höchster Ebene die sozio-politische Akzeptanz (durch Öffentlichkeit, Politik, Schlüsselakteure), 2. auf mittlerer Ebene die Marktakzeptanz (durch Konsumenten, Investoren, Unternehmen) und 3. auf unterster Ebene die Community-Akzeptanz (mit Blick auf prozedurale und distributionale Gerechtigkeit sowie Vertrauen). Die Stakeholder sind dabei nicht immer eindeutig einer Ebene zuzuordnen, da diese auf mehreren Ebenen mit unterschiedlichen Interessen agieren können. Mit Blick auf die zu entwickelnde Roadmap wurde der Fokus hier auf die zweite Ebene der Marktakzeptanz gelegt, welche in Abschnitt 7.3.11 detaillierter beschrieben wird.

1.5.5. Technische Indikatoren

Die Ergebnisse der technischen Analyse sind Grundlage der ökonomischen und ökologischen Bewertung des HyReK. Die technische Analyse kann mit Mess- und Berechnungs- bzw. Simulationsergebnissen erfolgen. Gelingt es ein hinreichend genaues Modell zu entwickeln, können abweichend vom Ist-Stand Variationsrechnungen bzw. Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden. Durch diese können Maßnahmen identifiziert werden, die die ökonomischen und ökologischen Indikatoren in die gewünschte Richtung verschieben. Im Folgenden werden die Indikatoren, die im Rahmen des Projektes HyReK zur technischen Bewertung des Projektes herangezogen werden, kurz beschrieben.

Speicherwirkungsgrad

Für Betreiber und Kunden eines Speichers ist es wichtig zu wissen, wie viel der eingebrachten Energie wieder entnommen werden kann. Der Speicherwirkungsgrad ist der Quotient aus der entnommenen und zugeführten Energie.

$$\eta_{speicher} = \frac{E_{ab}}{E_{zu}} \tag{1.19}$$

Er berücksichtigt alle Einzelwirkungsgrade der durchflossenen Betriebsmittel, jedoch nicht den Eigenbedarf der Betriebsmittel (Kühlung, Leitrechner). Der Speicherwirkungsgrad macht eine Aussage darüber wieviel der eingesetzten Energie wieder entnommen werden kann.

Batteriesystemeigenverbrauch pro MWh

Der Energieverbrauch des Batteriesystems pro MWh pro Jahr ist der Quotient der für den Betrieb des Batteriesystems benötigten Energie in kWh und der garantierten Nennleistung des Batteriesystems in MWh.

$$X = \frac{E_{Eigenverbrauch}}{C_{Batteriesystem}}$$
(1.20)

Der Batteriesystemeigenverbrauch beschreibt den jährlichen Energieverbrauch bezogen auf die Nennspeichergröße.

Zellkapazitätsverlustrate

Die Kapazitätsverlustrate dC_{Zelle} ist der Quotient aus der Differenz der Speicherkapazitäten C_{Zelle} zu verschiedenen Zeitpunkten t_1 , t_2 und der Zeitspanne $t_2 - t_1$. Darin kann die Speicherkapazität durch Referenzzyklen gemessen oder durch geeignete Modelle berechnet werden.

$$dC_{Zelle} = \frac{C_{Zelle}(t_2) - C_{Zelle}(t_1)}{t_2 - t_1}$$
(1.21)

Batteriezellen verlieren ihre Kapazität kalendarisch aber auch aufgrund der Anzahl durchgeführter Lade-Entlade-Zyklen. Liegt ein valides oder zumindest plausibles Modell der Batteriekapazität vor, ist die Kapazitätsverlustrate ein wirksamer Indikator zu Bewertung von Betriebsstrategien.

Minimalspeicherstandrate

Die Minimalspeicherstandrate ist der Quotient aus der Dauer, in der der Speicherstand der Batterie unter einem zu definierenden Schwellwert ($T_{SOC < lvl}$) ist und der Gesamtbetriebszeit ($T_{Betrieb}$) des Speichers.

$$r_{minSOC} = \frac{T_{SOC < Lvl}}{T_{Betrieb}}$$
(1.22)

Der Speicherstand der Batterie hängt im Betrieb stark von der Betriebsstrategie ab. Die Minimalspeicherstandrate ist ein anschaulicher Indikator für den Vergleich verschiedener Betriebsstrategien. Gleichermaßen hilft er bei der Bewertung der Speichergröße.

Elektrokesselwirkungsgrad

Der Speicherwirkungsgrad $\eta_{EKessel}$ ist der Quotient aus der gemessenen ins Wasser gebrachten Leistung (P_{Wasser}) und der aufgebrachten elektrischen Leistung (P_{zu}).

$$\eta_{EKessel} = \frac{P_{Wasser}}{P_{zu}}$$
(1.23)

Jährliche bezogene Nachladeenergie

Kann der Ladestand über die zulässigen Freiheitsgrade (Deutsche ÜNB 2020a) nicht oberhalb des zur Einhaltung des 15-Minuten-Kriteriums nötigen Ladestand gehalten werden, muss über Fahrplangeschäfte (Börsen- oder OTC-Geschäfte) nachgeladen werden. Die jährliche bezogene Nachladeenergie ist der Quotient aus der innerhalb eines Jahres anfallenden Nachlade Energie E_{Lade} und der präqualifizierten Leistung P_{PQ} des Batteriespeichers.

$$e_{relLade} = \frac{E_{Lade}}{P_{PQ}} \tag{1.24}$$

Jährliche Umschaltungen

Der Schalter zur Umschaltung zwischen Batterie- und Elektrokesselbetrieb ist für eine bestimmte Anzahl von Umschaltungen ausgelegt. Die spezifizierte Anzahl Umschaltungen des am HyReK verbauten Schalters liegt weit über der zu erwartenden Anzahl an Umschaltungen. Da jedoch die Anzahl an Umschaltungen bei anderen Schaltern niedriger liegen könnte und weil die Anzahl der Umschaltungen bei anderen Schaltern Schaltern schalters liegt weit die Verlustenergie beeinflussen könnte, sind die jährlichen Umschaltungen n_{Scha} ein relevanter Indikator.

Jährliche bezogene Energie des Elektrokessels

Dieser Indikator drückt aus, wieviel elektrische Energie innerhalb eines Jahres E_{PtH} , bezogen auf die präqualifizierte Leistung des Systems P_{PQ} , in den Elektrokessel geleitet wurde.

$$e_{PtH} = \frac{E_{PtH}}{P_{PQ}} \tag{1.25}$$

Entsprechend der geltenden Abgaben ist die Erzeugung von Fernwärme aus Strom im Vergleich zur Einspeicherung und anschließenden Ausspeicherung oder Umsetzung in Verlustenergie sehr teuer. Auch wenn technisch eher weniger bedeutend, beeinflusst *die jährliche bezogene Energie des Elektrokessels* e_{PtH} die ökonomischen Indikatoren stark und wird daher mit ausgewertet.

2. Betriebsstrategien

2.1. Betriebsstrategien für das interne Batteriemanagement zwischen den Modulen (DLR)

Wie bereits in Abschnitt 0 beschrieben besteht das HyReK aus drei identischen Modulen, die jeweils eine präqualifizierte Leistung von 6 MW besitzen. In den drei HyReK-Modulen stehen jeweils zwei Batteriecontainer, die wiederum vier Batteriebänke enthalten. Jede dieser Bänke enthält sechs Batterieracks, in denen 15 Batteriemodule verbaut sind. Die Batteriemodule werden vom Batteriemanagementsystem des Herstellers betrieben.

Im operativen Betrieb des HyReK ergab sich nicht die Notwendigkeit die Betriebsstrategie auf Batteriemodulebene oder Batterierackebene anzupassen. Tatsächlich untersucht wurden im Rahmen des Projektes Strategien zur Verteilung der Leistung auf Batteriebankebene. Ziel dieser Untersuchung war, herauszufinden, wie stark die internen Verluste reduziert werden können, wenn einzelne der insgesamt 24 Bänke abgeschaltet werden (vgl. Abschnitt 2.6).

2.2. Betriebsstrategien für das interne Umschaltmanagement zwischen Batterie und E-Kessel (AEG PS)

Eine Einzelanlage im Hyrek besteht aus mehreren Komponenten, aus der Batterie, zwei Heizwiderständen, dem Umrichter und der Umschalteinheit zur Umschaltung zwischen Batterie und den Heizwiderständen im Elektrokessel. In Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau einer Einzelanlage im Hyrek

ist in schematischer Form eine Übersicht einer Einzelanlage dargestellt.



Abbildung 2.1 : Schematischer Aufbau einer Einzelanlage im Hyrek

Beim Betrieb der Anlage lassen sich die folgenden Betriebszustände unterscheiden.

- Batterie laden
- Batterie entladen
- Nutzen eines Heizwiderstand
- Nutzen von zwei Heizwiderständen

Zwischen diesen Modie muss die Anlage in der Lage sein, entsprechend der Leistungsanforderung des EMS umzuschalten. Dabei gilt zu beachten, dass trotz einer Störung am Elektrokessel die Batterie noch einsatzfähig ist und in diesem Fall auch genutzt werden soll. Um dies in einfacher Form in der Ablaufsteuerung umzusetzen, wird ein Zusätzlicher Zustand (Mode 0) eigeführt, in dem nur die Batterie genutzt werden kann und kein Umschalten auf die Heizwiderstände möglich ist.

Mode 0: Laden bzw. Entladen in die Batterie (nur Batteriebetrieb)

Mode 1: Entladen der Batterie
Mode 2: Laden der Batterie
Mode 3: Speisen der Laststufe 1
Mode 4: Speisen der Laststufe 1 und 2

Im Standard-Betrieb sollte die Entscheidung wann welcher Modus aktiv ist vom Leistungssollwert entschieden werden. Wann welche Leistung erreicht wird hängt im Wesentlichen von den Betriebsgrenzen der obengenannten Komponenten und dem Widerstandswert der Heizwiderstände ab.

Die maximale Lade- und Entladeleistung wird bei der vorliegenden Konfiguration durch die maximale Umrichterleistung des Batteriewechselrichters von $P_{max} = 1057 \text{ kW}$ vorgegeben, da die Batteriewechserichterleistung kleiner ist als die maximale Leistung der Batterie.

Die minimale Leistung, bei der vom entalden der Batterie auf die erste Stufe des Heizwiderstandes umgeschaltet werden darf, berechnet sich aus der minimalen DC-Spannung des Umrichters und dem ohmschen Widerstand des Heizwiderstandes.

$$P_{\rm min,step1} = \frac{V_{\rm dc,min}^2}{R_{\rm heater}} = \frac{(633 \, \text{V})^2}{2,23 \, \Omega} = 180 \, \text{kW}$$
(2.1)

Die maximale Leistung einer Stufe ergibt sich entsprechend, aus der für den Heizwiderstand maximal zulässigen DC-Spannung.

$$P_{\text{max,step1}} = \frac{V_{\text{dc,max}}^2}{R_{\text{heater}}} = \frac{(910 \text{ V})^2}{2,23 \Omega} = 371 \text{ kW}$$
(2.2)

Die minimale bzw. maximale Leistung für zwei aktiven Leistungsstufen ergibt sich wie folgt.

$$P_{\min,\text{step2}} = 2 \cdot P_{\min,\text{step1}} = 360 \text{ kW}$$
(2.3)

$$P_{\max,\text{step2}} = 2 \cdot P_{\max,\text{step1}} = 741 \text{ kW}$$
(2.4)

Da entsprechend der Leistungsanforderung durch die Leittechnik ein automatisches Umschalten erfolgen soll, müssen die entsprechenden Umschaltschwellen bestimmt werden.

Die Schwelle, zu der spätestens von Stufe 1 auf Stufe 2 umgeschaltet werden muss, ist wann der Sollwert größer als $P_{\max,step2}$ ist. Da es aufgrund von Bauteiltoleranzen und Schwankungen der Umgebungsbedingungen dazu kommen kann, dass der Widerstandswert vom Nennwert abweicht, kann bei Abweichungen nach oben der Maximalwert nicht mehr eingespeist werden. Um dieses zu verhindern, wird das Umschaltverfahren mit einer Hysterese implementiert, bei die Schaltschwelle zum Schalten in die zweite Stufe um ein Drittel des Abstandes zwischen dem Maximum der oberen Stufe und dem der unteren Stufe reduziert ist.

$$P_{\text{hyst,high}} = P_{\text{max,step1}} - \frac{\left(P_{\text{max,step1}} - P_{\text{min,step2}}\right)}{3} = 367 \text{ kW}$$
(2.5)

In der gleichen Form gilt dies auch für die Rückschaltschwelle, denn falls der Widerstandswert kleiner als der Nennwert ist, kann dieser nicht mehr erreicht werden, deswegen wird hier äquivalent zur oberen Schaltschwelle, der Rückfallwert in derselben Weise reduziert.

$$P_{\text{hyst,low}} = P_{\text{min,step2}} - \frac{(P_{\text{max,step1}} - P_{\text{min,step2}})}{3} = 363 \text{ kW}$$
 (2.6)

Eine Übersicht über die Schaltschwellen und Betriebsbereiche der verschiedenen Modi ist in Abbildung 2.2 zu sehen.



Abbildung 2.2 : Betriebsbereich des Umschaltmanagment einer Einzelanlage im

Die Anfrage des Energiemanagement-Systems, ob der Wärmespeicher oder der Batteriespeicher genutzt werden soll, geschieht über die folgenden beiden Modbus Parameter.

- Modbus Register 1009: Charge Control
 - 1 Batterie
 - 2 Wärmespeicher (P2H-Hybrid Option)
- Modbus Register 1011: TruePowerSetPoint/Wirkleistungssollwertvorgabe des Umrichters.

Wenn das Register 1009 mit dem Wert 1 beschrieben wurde, entläd der Umrichter bei positiver Wirkleitungssollwerten (Register 1011) die Batterie (Mode 1). Entsprechend läd der die Batterie bei negativeSollwerten (Mode 2). Wenn dagegen der Wärmespeicher als Option Register 1009 ausgewählt wurde, wird bei negativen Wirkleistungsvorgaben, entsprechend der obigen Abbildung der Wärmespeicher genutzt. Wie dieses Verhalten Ablaufsteuerung in der Ablaufsteuerung umgesetzt wurde ist in der nachfolgenden Abbildung zu sehen.



Abbildung 2.3 : Realisierung der Ablaufsteuerung zur automatischen Umschaltung der Betriebsmodie

2.3. Betriebsstrategien für das interne Umschaltmanagement zwischen Batterie und E-Kessel (DLR)

Negative Regelleistung kann vom HyReK entweder in die Batterien oder in den Elektrokessel geleitet werden. Wie die späteren Analysen zeigen werden, hat die Entscheidung einen großen Einfluss auf die ökonomischen KPIs. Im Folgenden wird nun beschrieben, wie eine Umschaltung funktioniert.

Positive Regelleistung kann nur aus den Batterien in das Netz fließen. Negative Regelleistung kann hingegen in die Batterien oder in den Elektrokessel bzw. die Fernwärme fließen. Die Auswahl des Ziels für die

negativer PRL erfolgt jeweils für ein HyReK-Modul. Kriterium ist der mittlere Ladestand der Batterien des entsprechenden HyReK-Moduls. Liegt der Ladestand oberhalb eine Einschaltschwelle, wird die Leistung in den Elektrokessel in somit in die Fernwärme geleitet. Liegt der Ladestand unterhalb einer definierbaren Ausschaltschwelle fließt die Leistung in die Batterie (Laden). Ist der mittlere Ladestand des HyReK-Moduls zwischen Einschalt- und Ausschaltschwelle wird das Ziel nicht geändert (Hysterese). Über die Definition der Schwellwerte wird beeinflusst, wie häufig die Elektrokessel genutzt werden.

Die Erhöhung der Differenz zwischen Einschalt- und Ausschaltschwelle ist ein wirksames Mittel, die Anzahl der Umschaltungen zu reduzieren. Über Absenkung des Mittelwerts der Schwellwerte wird die mittlere Fernwärmeleistung gesteigert. Somit sind die Schwellwerte wesentliche Parameter der Betriebsstrategie.

Der im HyReK verbaute Elektrokessel Typ 97/DF5940 der Firma Schniewindt verfügt über 16 Schaltstufen, jede mit einer Anschlussleistung zwischen 179 kW und 371 kW. Jeweils zwei Schaltstufen sind mit einem Umrichter verbunden und können so bis zu 742 kW aufnehmen. Die vom Hersteller spezifizierte Mindestleistung, verhindert eine Lastgleichverteilung. Stattdessen wird die Sollregelleistung auf eine Anzahl von aktiven Wechselrichtern verteilt. Wie viele Wechselrichter aktiv sind, hängt von der Soll-Regelleistung und der Änderung der Soll-Regelleistung ab. Die Aktivierungsstrategie ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Die zu erbringende negative Soll-Regelleistung wird dann zu gleichen Teilen auf die aktiven Umrichter bzw. Schaltstufen verteilt.

Die Umschaltvorgänge zwischen Batterie- und Elektrokesselbetrieb sind laut, erzeugen elektromagnetischen Störungen und verschleißen die Schalter. Daher ist die Minimierung der Anzahl der Umschaltungen ein, wenn auch untergeordnetes, Ziel. Geschaltet wird immer beim Wechsel von negativer Soll-Regelleistung zu positiver Soll-Regelleistung, sowie je nach Zustand des Systems und der Betriebsstrategie bei negativer Soll-Regelleistung.



Abbildung 2.4 Anzahl der aktiven Wechselrichter eines HyReK-Moduls in Abhängigkeit von der Regelsollleistung des Moduls. Durch die Berücksichtigung der Leistungsänderung wird ein wiederholtes Aktivieren und Deaktivieren einzelner Umrichter an den Stufengrenzen verhindert. Quelle: eigene Darstellung

2.4. Entwicklung von Konzepten zur Mehrfachanwendung des Systems (DLR)

Die potenziellen Anwendungen für das HyReK lassen sich in die drei Kategorien: Systemdienstleistungen, Stromgroßhandel und Konsumentenanwendungen unterteilen. Diese Anwendungen können beliebig kombiniert werden, solange dadurch zeitgleich nicht mehr Leistung vermarktet wird, als lieferbar ist. Wird mehr Leistung vermarktet, kann es zu einer Kollision divergierender Anforderungen kommen. Von daher muss sich der Anlagenbetreiber für den Fall, dass sich die Anwendungskombination überlagern und so insgesamt mehr als die mögliche Leistung vermarktet werden soll, für eine Dienstleistung entscheiden. Der Wechsel zwischen den verschiedenen Anwendungen kann unterschiedlich schnell erfolgen und ist abhängig von dem jeweiligen Produktdesign der Anwendung. Eine zeitgleiche Vermarktung der Gesamtleistung für verschiedene Anwendungen ist nur dann möglich, wenn die Anwendungen selber nicht kollidieren.

Für die Primärregelleistung ist ein Wechsel zwischen verschiedenen Anwendungen aufgrund der getrennten Vermarktung der Zeitscheiben alle vier Stunden denkbar. Eine zeitgleiche Vermarktung des HyReKs für Primärregelleistung und eine weitere Anwendung ist kaum möglich, da eine der grundlegenden Anforderungen der Regelleistungserbringung die vollständige Vorhaltung der bezuschlagten Leistung ist.

In Tabelle 2.1 ist eine Übersicht über die möglichen Anwendungen für das HyReK und deren produktspezifischen Charakteristiken aufgezeigt.

Anwendung	zeitliche Verfügbarkeit	Ort rele- vant	Vergütung
	Strom Großhandel		
Day-Ahead-Auktion- Stromverkauf	mindestens 1 Stunde für den Folgetag	-	AP
Day-Ahead-Auktion- Stromeinkauf	mindestens 1 Stunde für den Folgetag	-	AP
Intraday-Auktion- Stromverkauf	mindestens 15 Minuten für den Folgetag	-	AP
Intraday-Auktion- Stromeinkauf	mindestens 15 Minuten für den Folgetag	-	AP
Intraday-Handel- Stromverkauf	mindestens 15 Minuten am selben Tag	-	AP
Intraday-Handel- Stromeinkauf	mindestens 15 Minuten am selben Tag	-	AP
Flexibilitätsmarkt (nur Stromabnahme)	falls es zu Markteinführung kommt, könnte sich die Produktentwicklung an der Day-Ahead-Auk- tion orientieren, aber mit einer lokalen Kompo- nente	ја	kein Markt / derzeit nur Pilotprojekte
Systemdienstleistungen			
PRL	mindestens 4 Stunden für den Folgetag	-	Leistungs- preis
SRL pos	mindestens 4 Stunden für den Folgetag	-	LP & AP
SRL neg	mindestens 4 Stunden für den Folgetag	-	LP & AP
MRL pos	mindestens 4 Stunden für den Folgetag	-	LP & AP
MRL neg	mindestens 4 Stunden für den Folgetag	-	LP & AP

Tabelle 2.1: Übersicht über mögliche Anwendungen für das HyReK- Arbeitspreis = AP & Leistungspreis = LP

Abschaltbare Lasten	mindestens 1 Woche mit mindestens x Stunden Verfügbarkeit		LP & AP
Momentanreserve / sehr schnelle PRL	falls es zu Markteinführung kommt, könnte sich die Produktentwicklung an die PRL orientieren		kein Markt
Schwarzstartfähigkeit	langfristige Vorhaltung mit hoher Verfügbarkeit (95%)		individuelle bilaterale Verträge
Blindleistung	falls es zu Markteinführung kommt, könnte sich die Produktentwicklung an die PRL orientieren, aber mit einer lokalen Komponente		individuelle bilaterale Verträge / ohne Vergü- tung (EE- Anlagen)
Konsumenten-Anwendungen			
Erhöhung Eigenverbrau	ch individuell, aber i.R. langfristig	ja	individuell
Peak-Shaving	Kurzfristig, um Leistungsbedarfsspit- zen am Netzanschlusspunkt durch eine parallele Zuspeisung zu mindern	ја	individuell
Notstromversorgung	langfristig	ја	individuell
Integration erneuerbar gien	er Ener- nicht planbarer Einsatz, da abhängig von Fluktuation der EE-Einspeisung	ја	individuell

Aufgrund der gegebenen Markt- und Produktdesigns wären die nachfolgenden Anwendungen parallel zur Vermarktung von Primärregelleistung für das HyReK denkbar, ohne dass es zu einer Kollision divergierender Anforderungen kommt. Beispielsweise könnte parallel ein Rahmenvertrag zur Schwarzstarterbringung abgeschlossen werden, da bei einem vollständigen Netzausfall Regelleistung zunächst nicht benötigt wird und das System fließend von Regelleistung zu Schwarzstart zu Regelleistung übergehen kann. Das Speichervolumen könnte hier jedoch einen entscheidenden Engpass darstellen, genau wie die örtliche Komponente (Anschlussort) der Anlage. Ebenfalls könnte die Erbringung von Momentanreserve oder sehr schnelle PRL in Kombination mit PRL denkbar sein, die diese direkt von der PRL Erbringung abgelöst werden kann. Aber auch hier spielt das Speichervolumen eine entscheidende Rolle, da nach Erbringung von beispielsweise sehr schneller Primärregelleistung der Speicherstand der Batterie entsprechend geregelt sein muss, dass noch Primärregeleistung und die Einhaltung der 15-Minuten-Kriterium erbracht werden kann. Darüber hinaus gibt es Systemdienstleistungen, die gar nicht alleinstehend bedient werden können. So kann Spannungshaltung durch Blindleistungseinspeisung nur geliefert werden, wenn die Anlage gleichzeitig Wirkleistung einspeist, d.h. bspw. am Strommarkt handelt.

Speziell für das HyReK, bestehend aus Batterie und Elektrokessel wäre es auch denkbar, die beiden Technologien getrennt für verschiedene Märkte einzusetzen. So kann beispielsweise mit dem Elektrokessel negative SRL oder MRL erbracht werden, wohingegen die Batterie für eine andere Anwendung eingesetzt werden kann. Durch diese Aufteilung der Technologien wird es nicht zu einer Kollision der überlagerten Anwendungen kommen. Ein weiterer Anwendungsfall für eine alleinstehenden Elektrokessel ist die Vermarktung im Bereich der abschaltbaren Lasten.

Die Anwendungen auf Konsumentenebene hingegen haben den Vorteil, dass sie nicht zwangsläufig in Kombination mit Dritten bzw. mit festen Verträgen getätigt werden müssen und von daher in der Ausgestaltung flexibler sind. Im Bereich der Konsumentenanwendungen wird das HyReK jedoch nicht alleine, sondern in Kombination mit einem Anlagenpark bestehend aus Erzeugern und Verbrauchern betrachtet werden müssen. Von daher können die Konsumentenanwendungen nur im Einzelfall bewertet werden.

Die Produkte am Stromgroßhandel haben die kürzesten Produktzeitscheiben und bringen daher eine große Flexibilität mit sich. Zudem können diese Produkte noch am selben Tag gehandelt werden, was die Flexibilität weiter erhöht. Für das HyReK-Konzept bzw. allgemein für die Nutzung einer Batterie zur Erbringung von Primärregelleistung kann eine Interaktion mit dem Strommarkt für das Batteriemanagement (SOC-Management) notwendig sein. Dies stellt jedoch keine klassische Mehrfachanwendung dar, da hier kein zusätzlicher Gewinn erzielt wird. Im Bereich der Anwendungen am Stromgroßhandel könnten jedoch sowohl der Elektrokessel als auch die Batterie teilnehmen, um zusätzliche Gewinne zu erzielen. Beispielsweise könnten bei negativen Börsenpreisen zusätzlicher Strom eigekauft werden, um damit den Elektrokessel zu betreiben und Zusatzerlöse durch den Wärmeverkauf zu erzielen. Dies ist jedoch nur bei geringeren Batterieladezuständen möglich, damit es nicht zu einer Kollision mit einem potenziellen Einsatz von negativer Primärregelleistung kommt. Auch der Batteriespeicher könnte durch sogenannte Abitrage-Geschäfte, also das Ausnutzen von Preisunterschieden zwischen den Märkten oder innerhalb eines Marktes, an der Strombörse Zusatzerlöse erwirtschaften.

Zusätzlich zu den oben genannten Anwendungskombinationen, bei denen keine Kollision bei paralleler Anwendung eintreten sollte, sollten auch Mehrfachanwendungen betrachtet werden, bei denen die Anwendungen nach einander oder parallel mit jeweils geringeren Leistungen bedient werden. Solche Anwendungskombinationen können dann interessant sein, wenn die Batterie oder der Elektrokessel nicht kontinuierlich zu Bedienung einer Anwendung, wie beispielsweise das Peak-Shaving, eingesetzt werden.

Weiterführenden Analysen zu den bestehenden Märkten bzw. Anwendungen sowie zukünftigen Märkten im Bereich der sehr schnellen Primärregelleistung sind in den Abschnitten 7.3.1 und 7.3.3 zu finden. Zudem sind konkrete Betriebsstrategien für Mehrfachanwendungen in Abschnitt 7.3.4 analysiert worden.

2.5. Betriebsstrategien zur Ladung des thermischen Pufferspeichers zur Minimierung der Einsatzzeiten der Spitzenlastkessel bei gleichzeitiger Reduzierung der Speicherverluste im thermischen System (DLR)

Im Fokus dieses Arbeitsschrittes steht die Optimierung der Wärmebereitstellung durch die Entwicklung von geeigneten Betriebsstrategien für das Zusammenspiel des Pufferspeichers und der Spitzenlastkessel des HyReKs. Für die Wärmeversorgung stehen neben den drei Elektrokessel des HyReKs mit einer Gesamtleistung von 18 MW ein Pufferspeicher mit einer Speicherkapazität von ca. 230-280 MWh zur Verfügung, wobei lediglich 10% für den flexiblen Einsatz im Zusammenspiel mit dem HyReK genutzt werden können. Dies ermöglicht eine Zwischenspeicherung der "HyReK-Wärme" von ca. 2 Stunden. Wie eingangs bereits beschrieben übersteigt der Wärmebedarf des Fernwärmenetzes die Leistung des HyReKs von 18 MW jedoch deutlich, sodass eine vollständige Abdeckung des Wärmebedarfs durch die Spitzenlastkessel ausgeschlossen ist. Des Weiteren ist der Einsatz der Spitzenlastkessel für die Erbringung von negativer Regelleistung sehr gering. Die Auswertungen zeigen, dass durch den Einsatz der Kessel im PRL-Betrieb im Großteil des Jahres etwa 0,5% des Fernwärmebedarfs gedeckt werden. Lediglich im Sommer steigt dieser Anteil aufgrund der geringen Wärmenachfrage auf 1 % - 3 % (Tageszeitabhängig). Von daher ist der Einfluss des HyReKs auf die Wärmebereitstellung des Fernwärmenetzes zu gering, weshalb auf die explizite Entwicklung von Betriebsstrategien für den Pufferspeicher verzichtet wird.

2.6. Definition von Gesamtbetriebsstrategien für das HyReK System zur Umsetzung im Projekt (DLR)

In diesem Abschnitt werden die im Projekt berücksichtigten Betriebsstrategien beschrieben. Ausgehend von der sogenannten *Uniform-Strategie* unterscheiden sich die anderen Strategien nur in wenigen Aspekten. Es wird jeweils beschrieben warum bestimmt Änderungen interessant sind und wie sie sich auswirken werden.

Uniform-Strategie

Die drei HyReK-Module arbeiten autark und verfügen über eine eigene Netzfrequenzmessung. In jedem Modul werden ausgehend von der Netzfrequenz, unter Berücksichtigung der Präqualifikationsbedingungen die obere und untere zulässige Regelleistung berechnet. In Abhängigkeit vom mittleren Ladestand der Batterien des HyReK-Moduls wird eine Soll-Regelleistung bestimmt, die im Batteriebetrieb gleichmäßig auf alle acht Wechselrichter des Moduls verteilt wird. Im Elektrokesselbetrieb wird zunächst die Anzahl der erforderlichen Wechselrichter bestimmt (siehe Abbildung 2.4), die Soll-Regelleistung durch diese Anzahl geteilt und die resultierende Soll-Leistung an die aktiven Wechselrichter des Moduls übermittelt. In jedem Fall beziehen sich die übermittelten Soll-Leistungen auf die AC-Seite der Wechselrichter.

Ob bei negativer Soll-Regelleistung die Batterien geladen werden, oder die Leistung in die Fernwärme geleitet wird, wird anhand des mittleren Ladestands entschieden. Über einem Ladestand von 90% wird die Leistung in die Elektrokessel geleitet, darunter in die Batterien. Zur Minimierung der Schaltungen gibt es eine etwa 0,5% breite Hysterese.

Im Primärregelleistungsbetrieb wird versucht mit den in (Deutsche ÜNB 2020a) vorgesehenen Freiheitsgraden die Ladestände der Batterien auf einen Ziel-Ladestand (auch: Ziel-SOC, Target-SOC) zu regeln. Ohne diese Freiheitsgrade würden sich die Batterien aufgrund der inneren Verluste des Systems entladen, selbst wenn die Netzfrequenz im Mittel exakt 50 Hz betrüge. Gelingt es nicht die Entladung über die Freiheitsgrade zu kompensieren, muss über Marktgeschäfte nachgeladen werden, mit dem Nachteil, dass die Betriebskosten steigen.

Von besonderer Bedeutung ist der Ziel-SOC, weil er gleich dem mittleren Ladestand der Batterien ist und dieser den Kapazitätsverlust der Batterien beeinflusst. Gleichzeitig wirkt er sich auf die erforderliche Nachladeenergie und die produzierte Fernwärmeenergie aus. Im Rahmen dieses Projektes wurde in (Schlachter et al. 2020) untersucht, bei welchem Zielladestand der Nettobarwert maximal wird.

Sinkt der HyReK-Modul-Ladestand in PRL-Betrieb trotz Nutzung der Freiheitsgrade soweit, dass abzusehen ist, dass nicht mehr für 15-Minuten die volle positive präqualifizierte Leistung erbracht werden kann (15 Minuten Kriterium), wird über den Markt nachgeladen. Das Nachladen erfolgt mit 25% der präqualifizierten Leistung für 15 Minuten, wenn nötig wird es wiederholt. Durch die Nachladeleistung wird zur weiterhin zu erbringenden Primärregelleistung addiert.

Minloss-Strategie

Die Idee dieser Strategie ist die PRL mit einer sollleistungsabhängigen optimalen Anzahl von Wechselrichtern zu erbringen. Nicht benötige Wechselrichter werden deaktiviert. Ihre Leerlaufverluste entfallen damit. Das Diagramm in Abbildung 2.5 zeigt die optimale Anzahl aktiver Umrichter über der Leistung am



Abbildung 2.5 Kurvenschar der simulativ ermittelten Gesamtverlustleistungen über der Leistung am Netzanschlusspunkt variiert wurd die Anzahl der aktiven Wechselrichter. Die dickere blaue Linie zeigt die Anzahl der Wechselrichter, bei der die Gesamtverluste minimal ist. Quelle: eigene Darstellung

Netzanschlusspunkt. Es wird angenommen, dass bei steigender Soll-Regelleistung zusätzliche Wechselrichter innerhalb einer Sekunde aktiviert werden können. Heutige Wechselrichter sind dazu nicht in der Lage. Daher stellt diese Strategie ein Zukunftsszenario dar. Die mit dieser Strategie simulativ ermittelten KPIs sind als Grenzwerte zu interpretieren. Bei der Auswahl der aktiven Wechselrichter werden die Ladestände der angeschlossen Batteriebänke sowie die Betriebsstunden berücksichtigt. Durch eine geeignete Koordination der Bänke wird das Divergieren der Ladestände verhindert. In Abbildung 2.6 ist dargestellt, wie es auch mit der "minloss"-Strategie gelingt unterschiedliche Ziel-SOC anzufahren, um beispielsweise die Alterung der Batterien zum Minimieren oder der Nettobarwert zu maximieren.



Abbildung 2.6 Oben: Ladestandverläufe aller 24 Batteriebänke bei der minloss-Strategie bei einem Ziel-SOC von 60% (blau) und einem Ziel-SOC von 80% (gelb). Unten: Die zugehörigen Leistungen am Netzanschlusspunkt in Verbindung mit der zulässigen Leistung entsprechend. Quelle: eigene Darstellung

HyReK-Sell-Strategie

Durch die derzeitige Steuer- und Umlagenbelastung für den Elektrokessel (vgl. Abschnitt 1.3) ist die Nutzung des Elektrokessels zur Erzeugung und Vermarktung von Wärme nicht gewinnbringend, da die derzeitigen Kosten die Erlöse übersteigen. Um die Betriebsdauer des Elektrokessels für die Erbringung von negativer PRL weiter zu senken, sieht die Betriebsstrategie *HyReK-Sell* vor, dass bei hohen Batterieladezuständen Strom an der Börse verkauft werden kann um somit das HyReK-System zurück auf den Ziel-SOC zu bringen. Dadurch treten insgesamt weniger Zeiten mit hohen Batterieladestände auf, wodurch der Einsatz des Elektrokessels reduziert werden kann. Nichtsdestotrotz wird der Elektrokessel auch bei der Betriebsstrategie *"HyReK-Sell"* weiterhin benötigt, und zwar für den Fall, dass der Strom nicht rechtzeitig an der Börse verkauft werden kann. Die Analyse der Betriebsstrategie *"HyReK-Sell"* wurde für viele verschiedene Ziel-SOC durchgeführt, um anhand von ökonomischen Kenngrößen den kostenoptimalen Ziel-SOC und die kostenoptimale Batteriedimensionierung zu bestimmen. Die Ergebnisse der ausführlichen Untersuchung sind in (Schlachter et al. 2020) veröffentlicht.

2.6.1. Ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Betriebsstrategien

Aus den oben vorgestellten Betriebsstrategien können verschiedene Betriebsszenarien abgebildet werden. Diese werden an unterschiedlichster Stelle in diesem Bericht aus ökonomischer und ökologischer Sicht bewertet. Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über die Betriebsszenarien sowie deren Bewertung und einen Verweis auf den jweiligen Abschnitt.

Ziel-SOC	Betriebsstrategie	Bewertung	Abschnitt
90	uniform	ökonomisch	7.1.1
90	uniform	ökologisch, dynamische LCA	7.3.6
90	minloss	ökonomisch	7.3.5.2
90	minloss	ökologisch, dynamische LCA	7.3.6
70	uniform	ökonomisch	7.3.5.2
70	uniform	ökologisch, statische LCA	7.1.2
70	uniform	ökologisch, dynamische LCA	7.3.6
70	minloss	ökonomisch	7.3.5.2
70	minloss	ökologisch, statische LCA	7.1.2
70	minloss	ökologisch, dynamische LCA	7.3.6
70	uniform, Kapazitätserweiterung	ökonomisch	7.3.5.2
70	uniform, Kapazitätserweiterung	ökologisch, statische LCA	7.1.2
variabel	HyReK-Sell	ökonomisch	6.1.1

Tabelle 2.2: Übersicht der analysierten Betriebszenarien

Zudem werden in Abschnitt 7 noch weitere Analysen durchgeführt, die auf den oben genannten Betriebsstratgeien basieren. In Tabelle 2.3 sind die verwendeten Betriebsszenarien und die durchgeführten Analysen mit einem Verweis auf den jweiligen Abschnitt dargstellt.

Ziel-SOC	Betriebsstrategie	Analyse	Abschnitt
70	uniform	Mehrfachanwendung Peak-Shaving	7.3.6.5 / 7.3.5.1
70	uniform	Sensitivitätsanalyse	7.3.7
70 / 90	uniform	Veränderung des Rechtsrahmens	7.3.8
90	uniform	Nationale Auslegung	7.3.10
70	uniform	Bewertung des Feldtests	7.1.3

Tabelle 2.3: Übersicht der verwendeten Betriebszenarien für weiterführende Analysen

2.6.2. Anforderungen an das Präqualifikationsverfahren

Damit eine Anlage Primärregelleistung erbringen kann bzw. am Auktionsverfahren teilnehmen kann, muss sie zuvor eine Präqualifikationsverfahren durchlaufen (vgl. Abschnitt 1.3). Die hier beschriebenen Gesamtbetriebsstrategien haben keinen Einfluss auf das bestehende Präqualifikationsverfahren, da sie die Erbringung von 18 MW PRL sowie die Einhaltung des 15-Minuten-Kriteriums für die Batterie nicht verletzten. Gleiches gilt für die beschriebenen internen Betriebsstrategien.

Eine neue Präqualifikation ist beispielsweise erforderlich, wenn sich die Zusammensetzung der Reserveeinheit ändert, wenn bspw. eine neue Komponente wie ein Elektrolyseur mit eingebunden werden würde. Auch ein Wechsel des Anlagenbetreibers würde ein neues Verfahren erfordern. (Deutsche ÜNB 2020a)

Auch die Nutzung des HyReK-Systems für mehrere Anwendung (vgl. Abschnitt 2.4) hat, sofern die Anforderungen an die Erbringung von Regelleistung eingehalten werden und keine Doppelvermarktung stattfindet, auch keinen Einfluss auf die bestehende Präqualifikation.

Von daher ist für die Erprobung der oben genannten Betriebsstrategien kein neues Präqualifikationsverfahren erforderlich.

3. Modellierung

Zur energiebilanztechnischen Darstellung und Simulation sowie zur ökonomischen und ökologischen Bewertung des HyReK-Systems wurden m Projekt HyReK 2.0 technische, ökonomische und ökologische Modelle implementiert. In diesem Kapitel werden die verschiedenen Modelle im Detail vorgestellt. Die technischen Modelle wurden in Python und in Matlab/Simulink implementiert. In der Modellimplementierung in Python wurden frühzeitig die prinzipiellen Energieflüsse zwischen Netz, Batterie und Elektrokessel zusammen mit den präzisen Umschalt-, Nachlade- und Freiheitsgradestrategien abgebildet. Dieses Betriebsstrategie- und Auslegungsmodell wurde genutzt, um ökonomische und energiebilanzielle Untersuchungen durchzuführen (vgl. Abschnitt 0). Das in Matlab/Simulink implementierte HyReK-Modell wurde als physikalisches Modell konzipiert. In einem längeren Prozess wurden die physischen System-Komponenten in einem höheren Detailgrad sowie einzelne Systemkomponenten in verschiedenen Detaillierungen programmiert (vgl. Abschnitt 3.2). Zu Beginn einer Simulation wird anhand der Simulationsanforderungen das Modell konfiguriert, so dasso zwischen Detailgrad und Rechenaufwand abgewogen werden kann. Im Entwicklungsprozess wurde auf die Schnittstellenkompatibilität der Modellvarianten geachtet. Alle Modelle der physischen Systemkomponenten können in eine FMU kompiliert werden, welche dann in anderen Simulationsumgebungen betrieben werden kann, beispielsweise auch in Python (FMPy - GitHub). Tatsächlich können die physischen Komponenten des HyReK Modells in Python durch die FMU ersetzt werden. In diesem Modus steuern die in Python programmierten Betriebsstrategien das physikalisch basierte Modell. Des Weiteren wurden detaillierte Modelle für die ökonomische (vgl. Abschnitt 3.3) und die ökologische (vgl. Abschnitt 3.4) Bewertung des HyReKs entwickelt. Für diese Bewertungen fließen neben Kosten- und Materialdaten für die verschiedenen Komponenten des HyReK-Systems auch Daten bezgl. des Betriebes des HyReKs ein, welche mit dem energiebilanztechnischen Modell berechnet wurden.

3.1. Energiebilanztechnisches Basismodell für grundlegende Designentscheidungen (DLR)

Das energiebilanztechnische Basismodell ist in der Programmiersprache Python programmiert und simuliert die prinzipiellen Energieflüsse zwischen dem Netz und dem HyReK-System sowie innerhalb des Hy-ReK-Systems zwischen Batterie und Elektrokessel, welche bei der Erbringung von Primärregelleistung auftreten. Hierbei können neben den Energiemengen u.a. Aussagen über die Umschaltvorgänge und die Nachladestrategie getroffen werden. Das Modell hat eine sekündliche Auflösung.

3.1.1. Modellbeschreibung

In Abbildung 3.1 ist der schematische Aufbau des Modells abgebildet. Nachfolgend werden die einzelnen Bestandteile sowie deren Einstellmöglichkeiten erläutert.



Abbildung 3.1 Aufbauschema des energiebilanztechnischen Basismodells. Quelle: eigene Darstellung

Eingangsdaten

<u>Frequenzdaten</u>: Für die Simulation des HyReK-Betriebs muss eine Frequenzzeitreihe in sekündlicher Auflösung vorliegen. Im Rahmen des Projektes wurden historischen Netzfrequenzdaten für die Jahre 2014 bis 2019 gekauft. Seit 2020 ist im DLR eine eigene Frequenzaufzeichnung in Betrieb genommen worden, sodass insgesamt mit Netzfrequenzdaten seit 2014 gearbeitet werden kann.

<u>Strompreise:</u> Zur Abbildung der Nachladung der Batterie über die Strombörse muss ebenfalls eine Zeitreihe der Strompreise vorliegen. Aufgrund der Kurzfristigkeit der Nachladung der Batterie im Betrieb bietet sich die Teilnahme am Intraday continous Markt (IDC) der EPEX Spot an. Hier werden Produkte bis 5 Minuten vor Handelsschluss gehandelt und zwar zu jeder Viertelstunde.Für die Analysen wurden historischen Preisdaten beschafft.

<u>Simulationsparameter</u>: Unter Simulationsparameter werden die Parameter verstanden, die vorab fix einzustellen sind. Diese umfassen Parameter bezgl. der Auslegung und der Besteuerung der Stromaufnahme des HyReK-Systems. Im Bereich der Auslegungen können

- die Leistung der Batterie,
- die Kapazität der Batterie sowie
- die minimalen und maximalen Grenzwerte für den SOC-Bereich der Batterie

eingestellt werden.

Im Bereich der Besteuerung wird zwischen dem Strombezug in die Batterie und den Elektrokessel unterschieden. (vgl. Abschnitt 1.3)

Modellkomponenten

Die Abbildung des HyReK-Systems erfolgt im Rahmen dieses Modell durch die Komponenten Umrichter, Batterie, Elektrokessel und Anschlusstransformator. Für die Modellierung dieser Komponenten kann grundsätzlich zwischen den folgenden zwei verschiedenen Ausprägungen unterschieden werden:

<u>Wirkungsgradmodell (simple)</u>: Das Wirkungsgradmodell beruht auf den Annahmen von festen (statischen) Wirkungsgraden zur Berechnung der Verluste im HyReK-System. Zudem sind im Wirkungsgradmodell die Wechselrichter und die Batterien als Einheit abgebildet. Die einzelnen Batterie-Bänke werden nicht abgebildet. Daher ist die Modellausprägung ein stark vereinfachtes Abbild des HyReKs, welches sich aber zur Abschätzung von wirtschaftlichen Potenzialen gut eignet. Eine Auflistung der Wirkungsgrade, welche für die ökonomische Bewertung herangezogen wurden, ist in Abschnitt 3.3, Tabelle 3.4 zu finden.

Komponentenmodell (power-model): Im Vergleich zum Wirkungsgradmodell beschreibt das Komponentenmodell das HyReK detaillierter. Hier erfolgt zum einen eine getrennte Darstellung des Batteriesystems und der Umrichter auf die 24 Batterie-Bänke, was auch eine getrennte Ausgabe der Ergebnisse zu den einzelnen Bänken und somit einer tiefergehend Analyse ermöglicht. Der wesentliche Unterschied besteht allerdings darin, dass anstelle von festen Wirkungsgraden für die einzelne Komponenten Kennlinien verwendet werden, durch die der Zusammenhang zwischen der Eingangs- und der Ausgangsleistung beschrieben wird. Die Kennlinien stammen aus dem detaillierten Modell, welches in Abschnitt 3.2 beschrieben ist.

Steuerung

Allgemein kann zwischen einem Betrieb mit und ohne Elektrokessel unterschieden werden. Dieses wurde etabliert, um den direkten Vergleich des HyReKs mit einem alleinstehende Batteriespeicher zu simulieren.

<u>Nachladestrategie</u>: Im Bereich der Nachladestrategie kann neben den Stromeinkauf an der Börse eine Nachladung über den Kraftwerksblock 15 der swb simuliert werden.

<u>Nutzung der Freiheitsgrade:</u> Generell können die Freiheitsgrade Totband sowie Überfüllung ein- und ausgeschaltet werden. Auch eine spezielle Nutzung des Totbands in Form, dass innerhalb des Totbandes (Frequenzabweichungen kleiner ±10m Hz) netzdienlich eine Leistung von 20% der Nennleistung genutzt wird, um den Ladestand auf einen Zielladestand zu regeln, ist einstellbar (vgl. Abbildung 3.15)

<u>Betriebsstrategien:</u> Grundsätzlich können alle im Rahmen von AP 2.5 definierten Betriebsstrategien in diesem Modell eingestellt werden. Demzufolge ist bei der Einstellung der Betriebsstrategie HyReK-Sell im Vergleich zum Standard ein Stromverkauf an der Börse möglich. Für die Betriebsstrategie "minloss" ist eine Einzelbetrachtung der 24 Wechselrichtereinheit erforderlich. Damit dies im Modell simuliert werden kann, ist jedoch die Verwendung des Komponentenmodells erforderlich.

Für jede dieser Betriebsstrategien ist auch eine Variation des Ziel-SOC im Rahmen der Steuerung möglich. Unter Ziel-SOC ist dabei der SOC zu verstehen, der möglichst zu jedem Zeitpunkt vorliegen soll und auf dessen nach PRL-Abruf durch entsprechend Nachladestrategien zurückgeführt wird.

Ausgangsdaten

Die Ausgangsdaten umfassen eine Aufsummierung aller Energiemengen, welche zwischen den einzelnen Komponenten innerhalb des Simulationszeitraums geflossen sind. Zudem werden direkt die Kosten bzw. Erlöse für den Betrieb der Batterie und des Elektrokessel ausgegeben. Diese können dabei in unterschiedlicher Zeitauflösung aufsummiert werden. Des Weiteren werden die Umschaltvorgänge zwischen der Batterie und dem Elektrokessel zur Erbringung von negativer Primärregeleistung ausgeben.

3.1.2. Prinzip der Simulation

Eingangs wurde bereits beschrieben, dass das in Python entwickelte Modell eine sekündliche Auflösung hat. Für jeden Zeitschritt werden nacheinander diese wesentlichen Programmschritte durchlaufen:

- Zulässigen PRL-Bereich basierend auf den Freiheitgraden aus der Netzfrequenz bestimmen
- Berechnung des Leistungssollwerts und Umschaltung auf Basis von Ist-SOC und der Frequenz
- Nachladebedarf bestimmen und auf Leistungssollwert addieren
- Berechnung der Soll-Leistung für die Wechselrichter unter Berücksichtigung der internen Verluste
- Kommunikation der Leistungssollwerte an die Wechselrichter
- Berechnung der neuen Anlagenzustände unter Berücksichtigung der Verluste (Leistung Netzanschlusspunkte, Leistung in die Batterie, Leistung in den Elektrokessel)

3.1.3. Verwendung des Modells für weiterer Arbeitsschritte

In Abschnitt 7 erfolgt in verschiedenen Teilaspekten die ökonomische Bewertung des HyReKs auf mithilfe des energiebilanztechnischen Basismodells. Hierfür werden u.a. Daten bezgl. der Betriebskosten (Strombezug) und der Erlöse durch den Wärmeverkauf benötigt, welche das Modell liefern kann. Für die ökologische Bewertung des HyReKs in Abschnitt 7.1.2 erfolgt u.a. eine ökobilanzielle Bewertung der Betriebsphase, wozu Energieverluste während des HyReK-Betriebs und ebenfalls für die Wärmeproduktion benötigt werden. Auch hierfür wird das Modell verwendet. Im Bereich der weiteren Bewertung von unterschiedlichen Betriebsstrategien und Geschäftsmodellen sowie von Veränderungen des rechtlichen Rahmens in den Abschnitten 7.3.4, 0 und 7.3.8 wird das Modell herangezogen. Eine weitere Verwendung des Modells erfolgt im Rahmen der Entwicklung einer Dimensionierungshilfe für das HyReK-System in Abschnitt 6.1.

3.1.4. Validierung

Ein Vergleich der simulierten Energien des energiebilanztechnischen Basismodells mit den gemessenen Energien ist in Abbildung 3.23 aufgezeigt. Alle Angaben sind in MWh. Die Messungen stehen in Klammern. Das Modell wurde mit den sekündlichen Netzfrequenzwerten zwischen dem 06.08.2020 und dem 25.08.2020 betrieben.

3.2. Energetisch / Technische Modellierung des Gesamtsystems zur Versuchs- und Betriebsanalyse (DLR)

3.2.1. Erstellung eines detaillierten Energieflussmodells

Während das energiebilanztechnische Basismodell aus Abschnitt 0 die grundlegenden Zusammenhänge am HyReK abbildet und in Python programmiert ist, beschreibt das energetisch / technische Modell die Energieflüsse am HyReK deutlich detaillierter und ist in Matlab/Simulink programmiert. In Matlab/Simulink ist es einfacher, dynamische Systeme abzubilden, zu simulieren, die Ergebnisse zu bewerten und das Modell anzupassen.

Modellstruktur

Im Rahmen des Projektes werden ganz unterschiedliche Fragstellungen modellbasiert untersucht. Beispielsweise sollen die Spannungstransienten am Netzanschlusspunkt und in den Batteriezelle analysiert werden, dann aber auch die jährliche Verlustenergie in Verbindung mit unterschiedlichen Betriebsstrategien. Während die erste Aufgabenstellung die Abbildung von Spannungen und Strömen erfordert, genügt bei der zweiten Aufgabestellung der Leistungsfluss samt Verlustleistungen an den Komponenten. Diese vereinfachte Modellierung ermöglicht dann bei gleicher Rechenzeit längere Betrachtungszeiträume. Im Folgenden wird ein Überblick über die verwendeten Strukturen gegeben.

Simulationen werden mit der Simulationsumgebung durchgeführt, sie enthält grundsätzlich ein Modell der HyReK-Steuerung und ein Modell des HyReKs. Entsprechend den Anforderungen an die Rechenzeit bzw. Modellgenauigkeit kann das HyReK in verschiedenen Modellvarianten eingebunden werden.

- 1) detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell
 - a) Mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise

- b) Mit Batterien als simple Energiespeicher der Leistungsbilanz
- 2) Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell

Der Informationsaustausch zwischen Teilmodellen wird über Busse und Bushierarchien definiert. Busdefinitionen über Simulink Busobjekte stellen sicher, dass Subsysteme die korrekten Signale liefern. Varianten einer Modellkomponente sind Schnittstellenkompatibel, vor Beginn der Simulation wird die zu simulierende Komponentenvariante ausgewählt.

Die detaillierten elektrischen Modelle und das Powermodell können mit (GitHub 2021a) in eine Functional Mock-Up Unit (FMU) kompiliert werden, die dann auch außerhalb von Simulink, z.B. in Python betrieben werden kann. Es ist aber auch ein Betrieb der FMU in Simulink möglich, mit dem Vorteil, dass zu Beginn einer Simulation die Modellinitialisierung erheblich beschleunigt wird.

Netzanschlussmodell

Das in den detaillierten elektrischen Modellen enthaltene Netzanschlussmodell ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Die Abbildung zeigt, wie das HyReK über den 35MVA Regeltransformator im Umspannwerk Wehrdamm und den 18MVA Regeltransformator auf dem Kraftwerksgelände an die 110 kV Ebene angebunden ist. Diese Netzanschlusssicht wurde in (Droege et al. 2020) genutzt, um zu zeigen, dass durch die schnellen Lastwechsel des HyReKs keine vermehrten Umschaltungen der Regeltransformatoren nötig und zu erwarten sind. Dazu wurden die lastbedingten Spannungsänderungen am 18MVA Transformator auf dem Gelände der swb in Bremen Hastedt dessen Spannungsstufen gegenübergestellt.

Der 18 MVA Transformator wurde mit dem passenden Element aus der Specialized Power Systems (SPS) Toolbox modelliert, die Parameter wurden aus den Angaben am Typenschild berechnet. Da für den 35MVA Transformator keine detaillierten Angaben vorlagen, wurden dessen Parameter aus den Parametern des 18MVA Transformators hochskaliert. Das Netzanschlussmodell wird im Folgenden nicht weiter betrachtet, da der Netzanschluss nicht zum HyReK gezählt wird.



Abbildung 3.2 Oberste Ebene im physikalischen HyReK Modell (Netzanschluss). Quelle: eigene Darstellung

Modulebene in Modellvariante 1) detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell

Die drei Module des HyReKs sind identisch. Entsprechend wird das Modul-Modell dreifach instanziiert. Die Module sind an die 6,2 kV Ebene angeschlossen, zwei Dreiwickler-Transformatoren mit einer Scheinnennleistung von 3,150 MVA der Firma Trafo Elettro verteilen die Leistung auf vier 407 V Stränge. Jeder Strang ist mit zwei Wechselrichtern vom Typ Convert SC Flex der Firma AEG PS verbunden. Jeweils vier Wechselrichter sind in einem Container zusammengefasst. Die DC-Seiten der Wechselrichter sind jeweils mit den DC-Schaltern verbunden, die wiederum die Energie in die Batterien oder in den Elektrokessel leitet.



Abbildung 3.3 Modell eines HyReK Moduls im detaillierten elektrischen Modell. Quelle: eigene Darstellung

Wurde die Modellstruktur mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise (Modellvariante 1.a) ausgewählt, bildet jeder Wechselrichter im Modell, je nach DC-Schalterstellung, mit einer Batteriebank oder einem Elektrokesselheizelement einen DC-Kreis, der in Simulink/Simscape modelliert ist. In der Modellvorstellung werden alle Zellen einer Bank zusammengefasst betrachtet. Die Modellparameter werden auf Basis der Charakterisierungsmessungen (siehe Abschnitt 0) an den gleichen Zellen im Institut gesetzt.

Wird auf die Abbildung der DC-Seite durch Ströme und Spannungen verzichtet (Modellvariante 1.b)), wird unter Berücksichtigung der Selbstentladung und der Batteriekapazität der Ladestand der Batterien durch Integration der DC-seitigen Leistung berechnet.

In beiden Modellierungsansätzen wird die Leistung der Umrichter bei Erreichen der Kapazitätsgrenzen begrenzt, ein Über- oder Unterladen ist somit ausgeschlossen. Diese Rückführung der Ladestände auf die Umrichtercontainer ist auch in den Darstellungen der Modul-Strukturen in Abbildung 3.3 und Abbildung 3.4 zu erkennen.



6

Abbildung 3.4 Modell eines HyReK Moduls im Powermodel. Quelle: eigene Darstellung

Modulebene im 2) Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell

Im Unterschied zum detaillierten elektrischen Modell gibt es im Powermodel keine Elemente aus der SPS-Toolbox und es werden keine Ströme und Spannungen abgebildet. Es werden ausschließlich Leistungen bilanziert. Die Sollleistung wird, wenn die verschiedenen Systemgrenzen es zulassen, in eine Ist-Leistung umgesetzt. Die Ladestände der Batterien werden wie in Modellvariante 1)b) "Mit Batterien als simple Energiespeicher der Leistungsbilanz" durch Integration der DC-seitigen Leistung unter Berücksichtigung der Batteriekapazität und der Selbstentladung berechnet.

Transformatoren in Modellvariante 1): detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell

Die netzseitige Spannung der Umrichter wird durch die Transformatoren vom Typ Resin A-8994 von 407 V auf 6,2 kV angepasst. Laut Prüfbericht haben diese Dreiwicklertrafos eine Nennscheinleistung von 3,15 MVA, im Leerlauf eine Verlustleistung von 3,5 kW und bei Volllast eine Verlustleistung von 25 kW. Wie in Abbildung 3.2 zu erkennen ist, wurden diese Transformatoren durch die SPS Dreiwickler Transformatoren abgebildet. Die erforderlichen Parameter konnten aus dem Datenblatt berechnet werden.

Transformatoren in Modellvariante 2): Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell

Die AC-seitigen Leistungen von jeweils vier Umrichtern eines Moduls werden addiert, über eine Kennlinie wird die zugehörige primärseitige Leistung der Transformatoren bestimmt. Die Kennlinien werden durch Simulation der Modellvariante 1) "detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell" identifiziert.

Umrichter in Modellvariante 1)a) Mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise



Abbildung 3.5 Leistungsübertragung der Transformatoren im Powermodel. Quelle: eigene Darstellung

Im HyReK wird die aus der Netzfrequenz berechnete Regelsollleistung auf die 24 Umrichter verteilt. Die Umrichter stellen diese auf der AC-Seite ein. Die DC-seitige Leistung ergibt sich. Daraus folgt, dass die Verlustleistung der Umrichter aus den Batterien gespeist wird.

Das Verhalten der Umrichter aus Leistungsflusssicht kann sehr einfach durch eine statische Beziehung (Kennlinie) zwischen der AC- und DC-seitigen Leistung beschrieben werden. Mit der Kennlinie wird aus der AC-seitigen Sollleistung eine zunächst unlimitierte DC-Leistung berechnet. Nach Berücksichtigung der Systemgrenzen (Batterieladestand, Leistungsgrenzen, Leistungsratenbegrenzungen) ist die limitierte DC-Leistung bekannt. In Verbindung mit der Spannung im DC-Kreis wird der in den DC-Kreis einzuprägende Strom berechnet und über eine steuerbare Stromquelle eingeprägt. Die limitierte DC-Leistung wird dann



Abbildung 3.6 Umrichter mit Simulink-SPS und Simscape . Quelle: eigene Darstellung





Abbildung 3.7 Umrichter DC-Seite mit Simscape. Quelle: eigene Darstellung


über die Leistungskennlinie in eine AC-Leistung umgerechnet und in den AC-Kreis eingeprägt. In der Abbildung 3.6 bis Abbildung 3.8 sind die entsprechenden Modelle dargestellt.

Umrichter in Modellvariante 1)b) Mit Batterien als simple Energiespeicher der Leistungsbilanz

Im Vergleich zur vorherigen Modellvariante (Abbildung 3.6) entfällt hier der DC-Kreis, es werden lediglich die limitierten AC- und DC-seitigen Leistungen ausgegeben.



Abbildung 3.9 Umrichter mit Simulink-SPS aber ohne Simscape. Quelle: eigene Darstellung

Umrichter in Modellvariante 2) Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell

Entfällt zusätzlich das Modell der AC-Seite, werden ausgehend von der AC-Sollleistung, unter Berücksichtigung der genannten Systemgrenzen die AC-Ist- und DC-Ist-Leistungen berechnet (Abbildung 3.10).



Abbildung 3.10 Umrichter im Powermodel ohne Simulink-SPS und ohne Simscape. Quelle: eigene Darstellung

Batterien in Modellvariante 1)a) Mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise

Werden die 24 DC-Kreise für die 24 Batteriebänke abgebildet, wird das Simscape Model 'Battery (Table-Based)' verwendet. Das Batteriemodell wird auf Basis der Daten aus der Zellcharakterisierung kalibriert. Die Batteriekenngrößen werden tabellarisch über dem SOC abgelegt. Wie in Abschnitt 1.4 gezeigt wurde, unterscheiden sich die SOC Begriffe des Simscape Bibliotheksmodells und des Batteriesystems im HyReK. Zur Umrechnung wird eine statische Kennlinie angesetzt. Abschließend wird der SOC, wie es auch in den Messschrieben erkennbar ist, auf 0,5% gerundet.



Abbildung 3.11 Batteriemodell unter Simscape Blöcken. Quelle: eigene Darstellung

Das Batteriemodell (Abbildung 3.11) repräsentiert 2520 Batteriezellen. Die klare Modellarchitektur ermöglicht es statt diesem Batteriemodell detailliertere Modelle einzusetzen, die beispielsweise die einzelnen Zellen abbilden. Dies würde das Modell erheblich vergrößern. Der dann gestiegenen Modellkomplexität könnte durch eine Beschränkung auf ein HyReK Modul entgegengewirkt werden.

Batterien in Modellvariante 2) Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell und in Modellvariante 1)b) Mit Batterien als simple Energiespeicher der Leistungsbilanz

Aus Energieflusssicht, ist die Verwendung der DC-Kreise zur Abbildung der Batterien nicht erforderlich. Dazu genügt es die zu- bzw. abgeflossenen Energien sowie die Verlustenergien zu integrieren (Abbildung 3.12) Auch in diesem Modell wird der durch Integration berechnete Ladestand in einen "Hersteller SOC" umgerechnet und anschließend auf eine Genauigkeit von 0,5% gerundet.



Abbildung 3.12 Batteriemodell ohne Simscape. Quelle: eigene Darstellung

3.2.2. Validierung des Modells anhand von historischen Daten

Am HyReK werden zahlreiche Daten während des Betriebs aufgezeichnet. Dies sind zum einen Messdaten, die für den Betrieb des Kraftwerks erhoben werden, zum anderen wurden aber auch ein Messrechner installiert, der forschungsprojektrelevante Daten erfasst. Eine Übersicht der zur Verfügung stehenden Mess-Informationen findet sich in Kapitel 4. Zur Ergänzung der dort aufgeführten Messkanälen wurden von der Firma Dr. Gobmaier GmbH die Zeitreihe der Netzfrequenz seit dem Jahr 2014 beschafft.

Synchronisation der Messdaten

Die Uhren aller Datenquellen sind nicht synchronisiert. Es ist erwartbar, dass die Abweichungen zwischen den Uhren im Betrieb zunehmen und dass einigen Uhren sporadisch gestellt werden. Hinzu kommt, dass bei einigen Uhren der Wechsel zwischen Winter- und Sommerzeit erfolgt, bei anderen nicht. Dies alles führt dazu, dass die hinterlegten Zeitstempel jeweils nur anzeigen, ob das Zeitraster eingehalten wurde. Um dennoch Aussagen zu absoluten Zeiten machen zu können, werden die Datenquellen nacheinander auf das Frequenzsignal bezogen.

In einem ersten Schritt wird aus der Netzfrequenz die zu erbringende Primärregelleistung berechnet. Dann wird, durch Kreuzkorrelation dieser Leistung mit der netzseitigen Umrichterleistung, der zeitliche Offset der zwischen beiden Datenquellen bestimmt und alle Messkanäle der Umrichtermessung um diesen Offset verschoben. In gleicher Weise werden, auf Basis der vom BMS gemessenen DC-Leistung, die Daten der Batterien zeitlich korrigiert.

Die Synchronisation der Datenquellen ist ein Zwischenschritt beim Laden der Daten. Die auf den Institutsservern gespeicherten Rohdaten bleiben unverändert.

An steilen Signalflanken kann die Genauigkeit der Signalsynchronisation abgeschätzt werden. Es zeigt sich, dass die Synchronisationsgenauigkeit vermutlich im Bereich des Messrasters der Umrichtermessung, also etwa fünf Sekunden liegt. Auf eine weitere Analyse Synchronisationsgenauigkeit wird hier, wegen der zahlreichen Einflussfaktoren und der unbekannten Grundwahrheit verzichtet.



Abbildung 3.14 Darstellung der nachträglich synchronisierten Signale von Netzfrequenz (oben) nominelle PRL-Soll-Leistung, gemessene Leistung am Umrichter, gemessene Leistung an Batteriebank (unten) jeweils im Detail (links)

Validierung Nutzung der Freiheitsgrade

Die Rahmenbedingungen zur Erbringung von Primärregelleistung sehen Freiheitsgrade vor, die zur Bewirtschaftung des Batteriespeichers genutzt werden (Deutsche ÜNB 2020a). Mit diesen Freiheitsgraden können die Betriebsverluste des HyReK nur dann kompensiert werden, wenn die im Verbundnetz auftretenden Frequenzabweichungen häufig und hoch sind. Bewegt sich die Netzfrequenz dagegen in einer Umgebung von 50 Hz reichen die festgelegten 20% Übererfüllung nicht aus um die Leerlaufverluste des Kraftwerks zu decken. Der Ladestand sinkt im Mittel und muss durch häufiges Nachladen am Strommarkt oberhalb der Schwelle für das 15-Minuten Kriterium gehalten werden.

Das durch die Leerlaufverluste bedingte Absinken des Ladestands wird am HyReK durch eine Modifikation der Freiheitsgrade verhindert. Innerhalb des Totbandes (Frequenzabweichungen kleiner ±10m Hz) wird netzdienlich eine Leistung von 20% der Nennleistung genutzt, um den Ladestand auf einen Zielladestand zu regeln. Dies genügt, um das systematische Absinken des Ladestandes zu verhindern. Außerhalb des Totbandes wird eine Übererfüllung von 15% genutzt. In Abbildung 3.15 sind die Freiheitsgrade dargestellt. Das Kraftwerk reagiert mit den schnellstmöglichen Leistungstransienten, eine künstliche Verzögerung findet nicht statt.

Die zwei in Abbildung 3.15 gezeigten P(f)-Algorithmen sind in der Steuerung des HyReK-Modells implementiert. Vor einer Simulation wird die aktive Variante ausgewählt. Zur Validation der HyReK-Variante wird aus einer Frequenzzeitreihe und einer Ladestands-Zeitreihe (SOC-Zeitreihe) eine Zeitreihe für die Soll-Primärregelleistung berechnet, welche dann mit der am HyReK gemessenen Soll-Primärregelleistung abgeglichen wird. In dem in Abbildung 3.16 gezeigten Ausschnitt ist zu erkennen, dass beide Soll-Leistungen gut übereinander liegen. Es wird auch deutlich, dass um 21:02Uhr der Ladestand unter den Zielladestand von 70% sinkt und in der Folge die niedrigste mögliche Leistung gespeist wird.



Abbildung 3.15 Darstellung der nominalen P(f) Kennlinie in (Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 2020) (links) und der im HyReK eingesetzten Kennlinie (rechts). Die grauen Flächen zeigen jeweils die Freiheitsgrade an, die blauen Kurven die nominalen Kennlinien. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 3.16 Gegenüberstellung der modellierten und gemessenen Soll-Primärregelleistung. Quelle: eigene Darstellung

Validierung Umschaltung Batterie - Elektrokessel

Übersteigt der Ladestand eine definierten Schwellwert wird die negative Primärregelleistung vom Elektrokessel aufgenommen. Bedingt eine folgende Unterfrequenz positive Regelleistung, wird zurück auf die Batterien geschaltet, wodurch deren Ladestand sich in Richtung Zielladstand bewegt. Die Batterien werden erst wieder geladen, wenn deren Ladestand einen niedrigeren Schwellwert unterschritten hat.

Die Umrichter protokollieren, ob die negative Regelenergie in die Batterien oder den Elektrokessel geleitet wird. Anhand dieses Signals wird überprüft, ob im Modell, die im HyReK eingesetzte Strategie korrekt abgebildet wurde. Dazu wird nur das entsprechende Steuerungsteilmodell mit der Netzfrequenz und dem mittleren Ladestand in Modul 61 gespeist. Am Ende der Simulation wird überprüft, in welchen Zeitschritten der Elektrokessel sowohl in der Simulation als auch in Messung genutzt wurde, in welchen Zeitschritten das Modell fälschlicherweise den Elektrokessel genutzt hat und in welchen Zeitschritten das Modell den Elektrokessel fälschlicherweise nicht genutzt hat.

Anhand der Abbildung 3.17 lässt sich gut zeigen, dass es schwierig ist mit der Simulation die Elektrokesselaktivierung aus der Messung wiederzugeben. Folgende Gründe sind hierfür ursächlich:

- 1. Die in der Simulation verwendete Netzfrequenz unterscheidet sich von der im HyReK gemessenen Netzfrequenz.
- 2. Das Zeitraster der Umrichtermessung beträgt fünf Sekunden, die Zeitraster der Frequenzmessung und der Simulation betragen je eine Sekunde.
- 3. Der mittlere Ladestand steht als sekündliche Messgröße nicht zur Verfügung, er wird aus den Ladeständen von vier der acht Batteriebänke im Modul berechnet.
- Die Zeitreihen von Netzfrequenz, Batterieladestand und Umrichtermodus wurden vor der Simulation synchronisiert. Transiente Fehler im Bereich ungefähr eines Abtastschrittes (ca. 5 Sekunden) sind zu erwarten.



Abbildung 3.17 Vergleich der Elektrokesselnutzung in Simulation und Messung. Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 3.17 zeigt aber auch, dass beispielsweise um 21Uhr und 22Uhr bei gleichlaufenden Ladeständen und Überfrequenzen außerhalb des Totbandes die Aktivierung des Elektrokessels korrekt modelliert wird.

Aufgrund der hier dargestellten Ergebnisse und weiterer hier nicht dargestellter Untersuchungen kann angenommen werden, dass die am HyReK eingesetzte Strategie im Modell korrekt nachgebildet wurde. Die transienten Abweichungen sind auf die Unkenntnis der Eingangsdaten zurückzuführen. Stationär wird die korrekte Energiesenke ausgewählt.

Validierung einzelner Leistungen

Die Genauigkeit der verschiedenen Modelle wird dargestellt, indem ausgehend von der netzseitigen Umrichterleistung die Modell- und Messgrößen der DC-seitigen Umrichterleistung, der Leistung an der Batteriebank sowie des Batterieladestands verglichen werden. Jedoch gestaltet sich die entsprechende Auswertung schwierig, da die aufgenommenen Messreihen aus den zuvor beschrieben Gründen nachträglich synchronisiert werden müssen. Schätzungsweise gelingt die Synchronisation mit einer Genauigkeit von einem Abtastschritt. Wegen der langsamen Abtastung in den Umrichtern ergibt sich zwischen den Zeitreihen verschiedener Quellen also ein zeitlicher Versatz von ungefähr fünf Sekunden. Dieser Versatz wird nun auch beim Vergleich mit den Modellgrößen wirksam, und erhöht den Modellfehler. So erschweren die Synchronisationsfehler die Modellbewertung im dynamischen PRL-Betrieb.

Deutlich besser als in den Zeitreihen der Messungen können die Abweichungen in einem Diagramm bewertet werden, in dem die Modellabweichung aufsteigend sortiert dargestellt werden. Dies ist eine Darstellung ähnlich dem geordneten Jahreslastgang. In dieser Darstellung kann sehr einfach abgelesen werden, wie häufig der Modellfehler eine bestimmte Schwelle überschreitet und wie der Modellfehler um den Mittelwert herum ausbalanciert ist. Die mittleren Modellfehler der DC-Leistungen am Umrichter und an der Batteriebank sind nahezu Null. Der Modellfehler an der Batteriebank hat jedoch einen deutlich größeren RMSE wie Abbildung 3.18 zeigt. Ursache ist hier die sprungförmige Aktivierung und Deaktivierung der Nachladeleistung verbunden mit der nicht perfekten Synchronisation. Es bilden sich sehr häufige transiente Fehler. Zusätzlich wurden an der Batteriebank zahlreiche Stromspitzen erfasst, die am Umrichter nicht auftreten. Die Ursache dieser Leistungsspitzen an den Batteriebänken wurde nicht untersucht.

Validierung SOC-Drift

Beim Vergleich des modellierten und simulierten Ladestands in Abbildung 3.18 fällt auf, dass der Modellfehler in diesen zwei Tagen noch nicht spürbar wegdriftet. Um nun zu untersuchen, wann der Ladestanddrift wirksam wird, wurde die AC-seitig an ein einem Umrichter gemessene Leistung, als Soll-Leistung in die Simulation gegeben und der danach simulierte Ladestand mit dem gemessenen verglichen. In Abbildung 3.19 ist das Ergebnis dieser längeren Simulation zu sehen. In den ersten drei Wochen ändert sich der Fehler jeweils nach großen Auslenkungen aus dem Zielladestand von 70%. Erst nach diesen drei Wochen ist ein systematisches Absinken des modellierten Ladestandes erkennbar. Die Ursache für dieses Verhalten wurde nicht untersucht, da dieser Fehler im Betrieb des Modells in Verbindung mit der modellierten HyReK-Steuerung vernachlässigt werden kann. Die Steuerung ist nicht Bestandteil dieser Simulation. Wenn sie in anderen Simulationen aktiv ist, wird sie den Ladestand in kurzer Zeit auf den Zielladestand regeln. Im Ergebnis wird die Energiespeicherung am Modell des HyReK sehr gut abgebildet.



Abbildung 3.18 Simuliert wurde der August 2020 - Ausgewertet wird der SOC Fehler. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 3.19 Modellgenauigkeit bezüglich Leistung und Ladestand nach zwei Tagen. Quelle: eigene Darstellung

Leistungsvergleich der Modelltypen

In Abschnitt 3.2.1 wurden die drei wesentlichen Modellimplementierungen vorgestellt:

- detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise
- detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell mit Batterien als Energiespeicher der Leistungsbilanz
- Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell

In diesem Abschnitt wird nun gezeigt, wie sich die Simulationsergebnisse dieser drei Modelle unterscheiden. Dabei werden zunächst die Leistungen am Netzanschlusspunkt verglichen. Es zeigt sich, dass hier die Abweichungen zwischen den ersten beiden Modellimplementierungen im Bereich null bis ein Watt liegen. Bezogen auf die Nennleistung von 18 MW sind sie vernachlässigbar. Diese geringen Abweichungen sind auf die identische Abbildung der AC-Seite der Modelle zurückzuführen.



Abbildung 3.20 Leistungsabweichung am Netzanschlusspunkt zwischen dem AC&DC Modell und dem Leistungsflussmodell - links: Zeitreihe einer Woche rechts: Histogramm der Abweichungen. Quelle: eigene Darstellung

Größer sind die Abweichungen zwischen dem Powermodel und den übrigen Modellen. Im Powermodel wird die Leistung am Netzanschlusspunkt aus der PRL-Solleistung und den Verlustleistungen der Transformatoren und Leitungen berechnet und gerade nicht durch die Berücksichtigung der Strom-Spannungsbeziehungen. Im Ergebnis führen die unterschiedlichen Modellierungsansätze im PRL-Betrieb auf transiente Leistungsabweichungen im Bereich von etwa -0,4 bis 0,4MW (siehe Abbildung 3.20). In 98,88% der Zeit



Abbildung 3.21 Paarweiser Vergleich der Ladestände der drei Modellimplementierungen. Durch die SoC Rundung auf 0,5% in den Modellen haben die Histogramme Wertelücken. Im Ergebnis gibt es einen systematischen Ladungsverlust im Leistungsflussmodell. Quelle: eigene Darstellung

sind die Abweichungen kleiner als ±10 kW. Somit kann festgestellt werden, dass das Leistungsflussmodell

seinen Zweck erfüllt, nämlich die Leistung am Anschlusspunkt stationär korrekt abzubilden und das mit einem deutlich geringeren Rechenaufwand als die beiden anderen Modelle.

Bleibt die Frage, wie sich die Modellvereinfachungen auf der DC-Seite auswirken. Hier ist es sinnvoll nicht die DC-Leistungen an den Batterien auszuwerten, sondern die Ladestände. In Abbildung 3.21 werden dazu jeweils zwei Batterieladestände miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass es nach einer Woche nur geringe Abweichungen zwischen den Ladestandzeitreihen der beiden detaillierten elektrischen Modelle gibt, insbesondere gibt es keine Drift. Das Powermodel driftet in der simulierten Woche fast 1,5%-Punkte. Da sich die Modellierungen der Energiespeicher nicht unterscheiden, muss die Kennlinienapproximation der Umrichter DC-Seite diesen Fehler einführen. Dieser Effekt muss bei der Auswahl der geeigneten Modellimplementierung für die konkrete Anwendung berücksichtigt werden.

Validierung der Regelung

In den vorangegangen Abschnitten wurde gezeigt, dass die berechneten Signale der Soll-Primärregelleistung und der Umschaltung zwischen Batterie- und Elektrokesselbetrieb die entsprechenden Prozessgrößen hinreichend genau abbilden. Weiterhin wurde gezeigt, dass die entwickelten Modelle auch die Leistungen an verschiedenen Stellen sowie der Batterieladestand hinreichend genau abbilden. In diesem Abschnitt wird nun das Gesamtmodell als Verbund aus den Teilmodellen der Steuerung, der Transformatoren, der Umrichter, der Batterien und der Elektrokessel validiert. Für die Simulation wird das Gesamtmodell mit der Frequenzzeitreihe zwischen dem 6. August 2020 0:00 Uhr und dem 25. August 2020 23:59 Uhr gespeist. Nach der Simulation werden die Signale der netzseitigen Leistung der Umrichter, des Batterieladestands sowie der Power-to-Heat-Energie mit den jeweiligen Prozessgrößen verglichen. Idealerweise sollten die messbaren Zustände von Prozess und Modell nicht divergieren. Abbildung 3.22 zeigt das Ergebnis. Das Laden und Entladen der Batterien wird korrekt wiedergegeben. Durch das Ausnutzen der Freiheitsgrade am Prozess und in der Simulation wird ein Zielladestand von 70% eingeregelt, was das Wegdriften des modellierten Ladestands verhindert. Zu Zeiten hoher Ladestände und Überfrequenz wird die Regelenergie in den Elektrokessel geleitet. Dies geschieht am HyReK und in der Simulation zu annähernd gleichen Zeiten. Die vergleichsweisen hohen Abweichungen von bis zu 200 kWh in einem 15 Minuten-Fenster sind akzeptabel, da mit dem Modell die Energieflüsse innerhalb mehrerer Tage, Wochen oder Monate beschrieben werden sollen. Im folgenden Abschnitt wird gezeigt, dass sich die Fehler in diesen Zeitbereichen ausmitteln.

Validierung der Energieflüsse

Die zentrale Aufgabe des Gesamtmodels ist die korrekte Abbildung der Energieflüsse im PRL-Betrieb über längere Zeiträume. Um die Modellgenauigkeit in diesen Szenarien zu bewerten, werden die netz- und batterieseitigen Leistungen eines Umrichters, die Leistung an einer Batteriebank sowie die Power-to-Heat Energie der drei Elektrokessel ausgewertet. Das Steuerungskonzept des HyReK sieht vor, dass die zu erbringende Primärregelleistung gleichmäßig auf die verschiedenen Hierarchieebenen verteilt wird. Dies ermöglicht grundsätzlich zu jedem Zeitpunkt, eine Berechnung der Gesamtleistung aus wenigen oder sogar nur einem Element einer Hierarchieebene.



Abbildung 3.22 Vergleich modellierter und gemessener Power-to-Heat Energien. Quelle: eigene Darstellung

Es werden jeweils die positive Gesamtleistung zu einer positiven Gesamtenergie und die negative Gesamtleistung zu einer negativen Gesamtenergie integriert. Die positive Gesamtenergie ist die positive Primärregelenergie, also die Energie, die ins Netz geflossen ist. Umgekehrt ist die negative Gesamtenergie, die negative Primärregelenergie, also die Energie, die aus dem Netz entnommen wurde. Entsprechende Vorzeichenregeln gelten an den Batterien und den Elektrokesseln, wobei bei diesen nur die negative Energie betrachtet wird. Am Netzanschlusspunkt des HyReK liegen keine Leistungsmessungen vor.

Zur Validierung der Energieflüsse des Modells, wird das Gesamtmodell mit der Netzfrequenz im Betrachtungszeitraum betrieben. Es werden die Messgrößen eines Umrichters und einer Batteriebank auf das ganze HyReK hochgerechnet. Die in die Elektrokessel geflossenen Energien werden mit den integrierten 15 Minuten Leistungsmittelwerten der drei Elektrokessel verglichen.

Abbildung 3.24 zeigt den Vergleich der über die Umrichter und Batterien aufgenommenen und abgegebenen Energien sowie die hochgerechneten Messwerte. Die von den Elektrokesseln aufgenommenen Energien wurden direkt zwischen Simulation und Messung verglichen. Es zeigt sich, dass bei einer Auswertung eines 20 Tages Zeitraums nicht nur die zeitlichen Profile der Leistungen und Ladestände konsistent wiedergegeben werden, sondern dass auch die dabei in der Simulation umgesetzten Energien valide sind.

Die gleiche Analyse wurde auch mit dem energiebilanztechnischen Basismodell durchgeführt. Dieses Modell, dass zur ökonomischen und ökologischen Variations- und Sensitivitätsanalyse eingesetzt wird, ist dem Powermodel (Leistungsflussmodell) sehr ähnlich. Im Validierungsszenario hat es eine niedrigere Genauigkeit (siehe Abbildung 3.23) als das energetisch / technische Model in Simulink. Die Energieflüsse werden jedoch qualitativ korrekt und quantitativ gut erfasst. Damit ist das Modell eine geeignete Grundlage für modellbasierte Sensitivitätsanalysen. So wurde das energiebilanztechnische Basismodell genutzt, um die wirtschaftlich optimale Batteriegröße zu bestimmen (Schlachter et al. 2020).



Abbildung 3.24 Vergleich der mit dem energetischen / technischen Model simulierten Energien mit den gemessenen Energien. Alle Angaben sind in MWh. Die Messungen stehen in Klammern. Das Modell wurde mit den sekündlichen Netzfrequenzwerten zwischen dem 06.08.2020 und dem 25.08.2020 betrieben. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 3.23 Vergleich der mit dem energiebilanztechnischen Basismodell simulierten Energien mit den gemessenen Energien. Alle Angaben sind in MWh. Die Messungen stehen in Klammern. Das Modell wurde mit den sekündlichen Netzfrequenzwerten zwischen dem 06.08.2020 und dem 25.08.2020 betrieben. Quelle: eigene Darstellung

3.2.3. Optimierung des Modells hinsichtlich Simulationsgeschwindigkeit

Alle erzeugten Modelle wurden während des Projektverlaufs kontinuierlich optimiert. In diesem Abschnitt werden einige dieser Arbeiten skizziert, indem Beispiele für verschiedene Arten von Optimierungen vorgestellt werden. Natürlich können hier aufgrund der kontinuierlichen Verbesserung nicht abschließend alle entsprechenden Arbeiten aufgezählt werden.

Vereinfachungen & Abstrahierungen: Die entwickelten Varianten des energetisch / technischen Modells des HyReKs können den zeitlichen Verlauf von Strom und Spannung für jedes einzelne Betriebsmittel berechnen. Dieser Detailgrad verursacht jedoch einen hohen Rechenaufwand und ist für die meisten Fragestellungen nicht nötig. Daher werden diese Modelle vereinfacht und auf ein abstrakteres Niveau gebracht. Beispielsweise können einzelne Batteriezellen zu Batteriebänken zusammengefasst werden, die im Modell als jeweils eine Batterie abbildbar sind. Auch können Strom und Spannung zur Leistung zusammengefasst werden. Hierdurch sinkt der Rechenaufwand. Da die genaueren Modelle trotzdem vorhanden sind, kann der Einfluss solcher Abstrahierungen quantifiziert werden, indem die Simulationsergebnisse beider Modelle miteinander und mit Messwerten aus dem Feldversuch verglichen werden. Außerdem ist es möglich abstraktere Modelle anhand der detaillierten Modelle zu parametrieren. So werden die Vechselrichter im Powermodel beispielsweise nur aus einer Kennlinie, die zu jedem Arbeitspunkt die Verlustleistung angibt, welche zuvor durch das Modell "detailliertes elektrisches Modell mit Netzanschlussmodell, parametrisiert wurde. Ein solches einfaches Modell kann um einiges schneller simuliert und somit berechnet werden, als ein kompliziertes elektrotechnisches Modell.

<u>Abspeichern von Zwischenberechnungen:</u> Oftmals gibt es beim Programmieren sogenannte Zeit-Speicher-Abwägungen (time-memory tradeoff). So können beispielsweise bei einem physikalischen Modell manche der Wechselrichter abgeschaltet werden, um Leerlaufverluste zu reduzieren. Hierdurch muss die

Abschlussbericht HyReK 2.0

am Netzanschlusspunkt geforderte Leistung anders auf die verbleibenden Wechselrichter verteilt werden. Anstatt nun in jedem Simulationsschritt die Leistungsverteilung neu zu berechnen, können stattdessen statische Faktoren bestimmt werden, die direkt aus der Leistung am Anschlusspunkt die Leistung einzelner Wechselrichter bestimmbar machen. Hierdurch entsteht ein zusätzlicher Speicheraufwand, der allerdings eine Zeitersparnis erlaubt. In diesem Beispiel entsteht die Zeitersparnis dadurch, dass Wechselrichter nur relativ selten an- oder abgeschaltet werden. Nur wenn ein solches Ereignis auftritt, muss die Leistungsverteilung neu bestimmt werden. Andernfalls kann mit Zwischenergebnissen aus vorherigen Simulationsschritten direkt weitergearbeitet werden.

<u>Parallel laufende Simulation</u>: Wenn mehrere Simulationen durchgeführt werden sollen, beispielsweise mit den Daten aus verschiedenen Jahren oder mit verschiedenen Batteriekapazitäten, dann sind diese Simulationen unabhängig voneinander, da die Ergebnisse einer der Simulationen die anderen Simulationen nicht beeinflusst. Somit ist es möglich diese Simulationen gleichzeitig laufen zu lassen. Hierdurch können moderne Mehrkern-CPUs optimal benutzt werden. Insbesondere stand dem Projekt ein Hochleistungs-Rechenserver zur Verfügung, der 40 Threads zeitgleich und parallel ausführen kann. Hierdurch kann die Simulationsgeschwindigkeit um etwa Faktor 40 erhöht werden. Beispielsweise konnten insgesamt etwa 2000 Jahre an PRL-Erbringung mit verschiedenen Parametern in weniger als einer Woche simuliert werden.

Datenreduktion: Bei einer Simulation eines Jahres in Sekunden-Schritten entsteht eine große Menge an Daten, die das Verhalten des Systems in diesem Jahr beschreiben. Für viele Fragestellungen ist eine so hohe zeitliche Auflösung aber nicht nötig. Beispielsweise werden abrechnungsrelevante Daten in der Realität und daher auch in der Simulation nur in 15-Minuten-Auflösung erhoben. Daher bietet es sich an, die Simulationsergebnisse schon während der Simulation zu aggregieren. Hierdurch wird eine anschließende Datenauswertung stark beschleunigt, da diese auf einer kleineren Datenbasis arbeiten muss.

Engpassidentifizierung: Mit einem Profiler werden tatsächliche langsame Programmteile identifiziert. Die entsprechenden Programmteile können dann gezielt optimiert werden, indem beispielsweise verschiedene äquivalente Ansätze ausprobiert und der Beste ausgewählt wird. Manchmal ist es sogar möglich die langsame Sequenz komplett zu eliminieren. So wurde beispielsweise in einer älteren Version ein Zeitstempel von einem Zahlenformat (Sekunden seit dem 01.01.1990) in ein Datumsformat umgewandelt. Anschließend wurde eine Methode aufgerufen, die anhand des Zeitstempels den Strompreis abruft, welche den Prozess deutlich beschleunigt hat. Dieser Ansatz ist natürlich besser bei der Arbeit mit Programmiersprachen anwendbar als bei speziellen Modellierungswerkzeugen, für die ein Profiler mitunter nicht zur Verfügung steht.

3.2.4. Implementierung der Betriebsstrategien aus Abschnitt 2.6

Das Teilmodell der HyReK-Steuerung bildet die grundsätzlichen Funktionalitäten ab. Ausgehend von der Netzfrequenz wird die zulässige obere und untere Soll-Leistung berechnet. Anschließend können diese Grenzen um die zu erwartenden Verluste kompensiert werden. Die korrigierten Leistungen werden dann schließlich auf die AC-seitigen Leistungs-Sollwerte für die Umrichter verteilt. In der Lastverteilung wird auch entschieden, wann die negative Primärregelleistung in den Elektrokessel eines Moduls geleitet wird.

In Abhängigkeit vom aktuellen Zustand des Systems, insbesondere von den aktuellen Ladeständen, kann das Nachladen für 15 Minuten, mit 25% der Nennleistung angefordert werden. Die Nachladeleistung wird auf die Sollleistungen der Umrichter addiert.

Letztendlich wird von der Steuerung ein Bus erzeugt, der alle Signal zur Steuerung des HyReKs enthält. Dieser Bus wird mit dem in Abbildung 3.2 dargestellten Analgenmodell des HyReK verknüpft, wobei wichtige Systemgrößen aus dem Analagenmodell in die Steuerung zurückgeführt werden.

Abbildung 3.25 zeigt, dass die Komponenten der Steuerung in verschiedenen Varianten implementiert wurden. So können schnell verschiedene Konzepte verglichen werden. Am wichtigsten waren hier die verschiedenen Ansätze zur Verteilung der Last auf die einzelnen Bänke des Systems. Die durchgeführten Simulationsstuiden zeigen, dass die Gleichverteilung der Last auf alle Bänke die geringsten Verlustleistungen erzeugt.

Die in Abschnitt 3.2.2 gezeigten Simulationsergebnisse umfassen neben dem Anlagenmodell auch das Steuerungsmodell. Die in dem Abschnitt vorgenommen Vergleiche mit entsprechenden Messungen belegen, dass das eingesetzte Basis-Steuerungsmodell valide ist.



Abbildung 3.25 Struktur der Steuerung im Modell des HyReK. Quelle: eigene Darstellung

3.3. Ökonomisches Modell (DLR)

Dieser Arbeitsschritt befasst sich mit dem Stand der Forschung bei der Bewertung von BESS, mit der Methode der ökonomischen Bewertung sowie dem Umfang und den Grenzen des Modells zur ökonomischen Bewertung des HyReKs. Zudem werden die Basisdaten der Bewertung erläutert. Die eigentliche Bewertung wird dann basierend auf folgende Beschreibungen im Kapitel 7 vorgenommen.

3.3.1. Stand der Forschung zur ökonomischen Bewertung von BESS und HyReKs

Es gibt eine Vielzahl von Studien und Veröffentlichungen, die sich mit der ökonomischen Bewertung von Lithium-Batteriespeichern auf dem PRL-Markt beschäftigt und dabei unterschiedliche Indikatoren untersucht haben. Schmidt et al. (2019a), Zakeri und Syri (2015) und Lazard (2016) untersuchten die Lebenszykluskosten pro bereitgestelltem kW auf dem PRL Markt. Unter der Annahme von 5.000 und 1.000 äquivalenten Vollzyklen (full cycle equivalents, FCE) pro Jahr wurden in Schmidt et al. (2019a) und Zakeri und Syri (2015) Kosten von 460 € und 433 € für die Bereitstellung von 1 kW PRL für ein Jahr ermittelt. Die Studie von Lazard (2016) basiert auf einer Umfrage von Industrieunternehmen. Darin wurden Kosten im Bereich von 159-233 €/kW und Jahr bei 1.752 FCE angegeben.

Unter Einbezug der Einnahmen wurde in der Literatur auch der Kapitalwert und die Amortisationszeit für singuläre Lithium-BESS ermittelt. Bühler et al. (2015) berechneten für ein 1 MWh/1 MW-System und einem PRL-Preis von 2013 (etwa 3.000 €/MW und Woche) eine Amortisationszeit von 13 Jahren auf dem PRL Markt. Fleer et al. (2016) ermittelten für ein 2 MWh/2 MW BESS und PRL Preisen von 2015 (3500 €)

einen Amortisationszeitraum von 9 Jahren sowie einen Kapitalwert von 0,77 Mio. € nach 15 Jahren. Jüngere Studien berücksichtigten die bereits fallenden PRL Preise auf etwa 2.500 €/Woche im Jahr 2016. Nach Fleer et al. (2018) lag bei PRL Preisen von 2016 und einem 1,5 MWh/1 MW-System die Amortisationszeit bereits bei 13 Jahren und der Kapitalwert nach 15 Jahren bei etwa 0,2 Mio. €.

Auch das HyReK-System wurde bereits für den PRL Markt untersucht und mit alleinstehenden Batteriespeichern hinsichtlich des Kapitalwerts und erwarteten Amortisationszeit verglichen. Melo et al. (2019) ermittelte für ein 1 MW/1 MWh-System und PRL Preisen von 2015 einen Kapitalwert von knapp 0,5 Mio. € nach 15 Jahren und eine um vier Jahre verkürzte Amortisationszeit des HyReK-Systems im Vergleich zu einem singulären Batteriespeicher. In kleinerem Maßstab haben Feron und Monti (2018) alleinstehende BESS mit hybriden BESS inklusive Wärmeerzeuger in Privatshaushalten für die Teilnahme am FCR-Markt verglichen und für hybride BESS einen Mehrwert von 30 €/kW/Jahr berechnet. In einer ähnlichen Betrachtung eines 10 kWh hybriden BESS haben Angenendt et al. (2020) festgestellt, dass ab einer PRL-Leistung von 3 kW zu erwarten ist, dass die Einnahmen die zusätzliche Kosten für die PRL-Teilnahme übersteigen. Die Haupteinflussfaktoren für die Differenzen in den Ergebnissen der genannten Studien liegen in erster Linie bei den Annahmen zur Vergütung der PRL sowie der Batteriepreise. Beide Parameter haben sich in den letzten Jahren verringert. Zudem wurden in den Studien oft unterschiedliche Vollzyklen im PRL Betrieb angenommen. Auch der gewählte Zinssatz sowie die Systemdimensionierung haben einen Einfluss auf die Kosten und sind somit für Unterschiede zwischen den Studien verantwortlich.

3.3.2. Methode

Für die ökonomische Bewertung des HyReKs wurde die life-cycle costing (LCC) Methode basierend auf der ISO 15686-5 Norm herangezogen. Die LCC-Methode wird in erster Linie für die Identifikation der Kosten über die Lebenszyklusphasen herangezogen. Betrachtete Erlöse basieren wie später beschrieben auf historischen PRL-Preisen. Im Folgenden wird zunächst ein kurzer Überblick über die Methode in der Literatur gegeben und in Zusammenhang mit der ISO-Norm gestellt. Anschließend werden die wichtigsten Bestandteile der ISO-Norm vorgestellt. Zuletzt wird ein Bezug der ISO-Norm auf die Bewertungen im HyReK-Projekt hergestellt und inwiefern diese angepasst wurde, damit die Ziele im Projekt realisiert werden konnten.

Stand der Literatur

Obwohl es viele Literaturbeiträge zum Thema LCC in verschiedenen Fachbereichen gibt, hat sich bisher kein Vorgehen durchgesetzt, das alle Anwendungsfälle bedienen kann. Kambanou (2020) haben herausgefunden, dass die Anwendung von LCC in der Industrie stark an den jeweiligen Anwendungsfall und das Ziel der Studie angepasst wird, aber auch von der Person abhängt, die die Analyse durchführt. Auch die Unternehmenskultur hat demnach einen Einfluss auf die Art und Weise, wie die LCC Methode angewendet wird. Zudem liegen die Daten oft nicht in dem notwendigen Detailgrad vor. Ilyas et al. (2021) erklärten in ihrem Review zu LCC Analysen für Abwasserbehandlungsanlagen, dass es an einer allgemeinen LCC Methode in diesem Bereich mangelt. Laut Korpi und Ala-Risku (2008) weichen viele LCC Anwendungsfälle voneinander ab, z.B. was die Betrachtung aller oder nur mancher Lebenszyklusphasen betrifft. Deshalb sollten Ergebnisse aus LCC Bewertung mit Vorsicht und unter Kenntnis der verwendeten Annahmen interpretiert werden. In Bezug auf die Bewertung von Batteriespeichern gibt es andere Begriffe und Methoden, die der LCC Methode sehr ähnlich sind (z.B. Levelized Cost of Storage, LCOS), jedoch lediglich anders benannt sind (Schmidt et al. 2019a). Die betrachtete ISO 15686-5, die sich auf Hochbau und Bauwerke fokussiert, regt mehrfach dazu an, die LCC Methode auf die Wünsche und Bedarfe des Klienten anzugleichen. So könnte sich eine Analyse aus Sicht der Errichter eines Bauwerks unterscheiden (z.B. Besitzer- vs. Nutzerperspektive). Daher sollte der Umfang und die Ziele der Untersuchung im HyReK Projekt klargestellt werden.

Die life-cycle costing Norm ISO 15686-5

In der Norm ISO 15686-5 werden verschiedene Elemente genannt, die zur Durchführung einer LCC Methode notwendig sind. In Tabelle 3.1 werden nur die wichtigsten davon vorgestellt.

Preissteigerungsrate	Anstieg oder Rückgang der Preise eines Guts	
Inflationsrate	Allgemeiner Anstieg oder Rückgang der Preise über alle Güter	
Zinssatz	Rendite einer alternativen Investition, um den Nettobarwert zukünftiger Geldflüsse zu berechnen	
Betrachtungszeit- raum	Betrachtungszeitraum der LCC Analyse	
Lebenszyklus	Besteht grundsätzlich aus Bau, Betrieb, Wartung und end-of-life	
Restwert/end-of-life	Neben den Kosten sollte auch der Restwert eines Objekts berücksichtigt wer- den.	
Steuern und Subven- tionen	Viele Vorgänge werden subventioniert oder sind durch Steuern belastet.	
Kostenänderung über Zeit	Kostenänderungen sollten berücksichtigt werden, besonders bei Langzeitin- vestitionen	
Sensitivitätsanalyse	Bei unsicheren und besonders einflussreichen Parametern können Sensitivi- tätsanalysen sinnvoll sein.	

Tabelle 3.1: Wichtige Elemente einer LCC Methode gemäß ISO 15686-5

Ein Hauptfokus von LCC ist die Erfassung von Kostendaten und ihrer Zuordnung zu einer Lebenszyklusphase, einem Kostentyp und einer Systemkomponente. Abbildung 3.26 zeigt eine grafische Illustration, wie einzelne Kostenelemente eines Systems theoretisch zugeordnet werden können (z.B. Kostentyp "Stromkosten" der Komponente "PtH Modul" in der Phase "Betrieb") und wie alle Kostenelemente die Lebenszykluskosten des Gesamtsystems ergeben. Wenn die Kosten dementsprechend erfasst werden, können die Kosten nach Lebenszyklusphase, Systemkomponente und Kostenart summiert und Kostentreiber einfach identifiziert werden.

Im Gegensatz zu vielen Betrachtungen, in denen ein starker Fokus auf den Errichtungskosten liegt, wird gemäß der LCC-Norm ein spezielles Augenmerk auf anfallende Kosten während der folgenden Betriebund Entsorgungsphase (Folgekosten) gelegt und eine Gesamtkostenbetrachtung angestrebt.



Abbildung 3.26 Systematische Erfassung von Kostendaten nach LCC. Quelle: eigene Darstellung basierend auf ISO 15686-5 und DIN 60300

Bezugnahme auf die ökonomische Bewertung in HyReK 2.0

Aus ökonomischer Sicht ist für den Erfolg oder Misserfolg eines Projektes zunächst die Perspektive des Stakeholders, der das Projekt finanziert, relevant. Ist ersichtlich, dass durch ein Projekt ein finanzieller Gewinn zu erzielen ist, können weitere Investoren gewonnen werden, was unter anderem die Verbreitung einer bestimmten Technologie beeinflusst. Entsprechend erfolgt die ökonomische Bewertung im Projekt aus Sicht der swb, die das HyReK finanziert hat und betreibt. Davon abweichend wird nur in Abschnitt 7.3.10 eine andere, d.h. volkswirtschaftliche Sichtweise eingenommen.

Das Ziel der ökonomischen Bewertung im Projekt HyReK 2.0 ist einerseits die Untersuchung der Kostenelemente und die Identifikation der Kostentreiber. Dazu dient die LCC Methode sowie die systemische Erfassung der Kostendaten. Andererseits sollen die wirtschaftliche Tragfähigkeit bzw. die Rentabilität des Systems bestimmt werden, wozu zusätzlich zu den Kosten auch die Einnahmen berücksichtigt werden. Zudem werden in Abschnitt 7.3 verschiedene Betriebsstrategien untersucht sowie Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Es wird ein Fokus auf die LCC Methode gelegt, da ein wichtiges Ziel im Projekt HyReK 2.0 die Berücksichtigung der monetären Kosten des HyReK-Systems ist. Die Whole-life costing Methode, die noch weitere, auch nicht-monetäre bzw. externe Kostenfaktoren und Erlöse einbezieht, wurde daher nicht angewendet. Erlöse wurden u.a. im Rahmen der Kapitalwertmethode in den Blick genommen.

Wie zuvor angedeutet, gibt es keine zentrale LCC Methode, die alle Anwendungsfälle bedienen kann. Abhängig von den Zielen der Analyse und den bereitstehenden Daten, muss die Methode angepasst werden. Zudem müssen gängige Vorgehensweisen anderer Studien berücksichtigt werden, um die Vergleichbarkeit zu wahren. In HyReK 2.0 wurden daher nicht alle der vorgestellten Elemente zur LCC Methode übernommen. Die Preissteigerungs- und Inflationsrate wurde nicht betrachtet, da ein Großteil der Kosten zu Beginn des Projektes anfallen und somit die Preissteigerungs- und Inflationsrate einen vernachlässigbaren Einfluss auf die HyReK-Bewertung gehabt hätten. Zudem wurden diese Elemente auch in der bestehenden Literatur ausgespart, sodass eine Betrachtung letztendlich die Vergleichbarkeit beeinflusst hätte. Alle anderen vorgestellten Elemente wurden berücksichtigt und definiert und sind in den folgenden Kapiteln bzw. in Abschnitt 7.1.1 vorgestellt.

3.3.3. Parameterdaten

Die zur Bewertung verwendeten Kostendaten wurden durch Kommunikation mit den Projektpartnern, durch Simulation des HyReK-Systems sowie teilweise durch Literaturrecherche erhoben. Im Anschluss wurden diese Parameter in einer Kalkulationstabelle verarbeitet. Die in Abschnitt 1.5.1 präsentierten Formeln zur Berechnung der KPIs wurden dazu in den Kalkulationstabellen hinterlegt, um die Werte der KPIs zu bestimmen.

Investitionskosten

Zur Bestimmung der Investitionskosten für die ökonomische Bewertung standen Primärdaten von der swb zur Verfügung (vgl. Tabelle 3.2).

Batterie und Container	5.038.974,86 €
Wechselrichter + Schalter	3.075.348,04 €
Heiztechnik	714.046,94€
Bautechnik	569.690,21€
Elektrotechnik	830.609,98€
Leittechnik	171.143,19€
Gemeinkosten	107.323,66 €
Summe	10.507.137,00€

Tabelle 3.2: Übersicht der Investitionskosten. Quelle: swb

Betriebs- und Wartungskosten

Simulation und Betriebsstrategien

Die PRL Freiheitsgrade erlauben Systemen, von der proportionalen PRL Bereitstellung geringfügig abzuweichen, um z.B. die Batterie nachzuladen und einen bestimmten SOC anzusteuern (Zeh et al. 2016). Dies ermöglicht es, die Freiheitsgrade unterschiedlich zu nutzen und verschiedene Betriebsstrategien für das HyReK zu simulieren. In Abschnitt 2.6 sind die Betriebsstrategien erläutert. Abschnitt 7.3 gibt einen Überblick über die im Projekt bewerteten Betriebsstrategien.

Die Betriebskosten der Betriebsstrategien des HyReK-Systems wurden mit Hilfe des energiebilanztechnischen Basismodells bestimmt. Anhand des Modells konnte der Betrieb des Systems in sekündlicher Auflösung für ein Jahr und basierend auf echten Frequenzdaten simuliert und Kostendaten generiert werden.

Die Ergebnisse der Simulation lieferten die Kosten für den Betrieb des Systems in Bezug auf Steuern, Abgaben und Umlagen für den Netzbezug der Batterie und des Elektrokessels, den Nachladekosten sowie den Einnahmen für erzeugte Wärme. Die fixen jährlichen Wartungskosten wurden vom Projektpartner swb bereitgestellt. Die Kosten und die zugrundeliegenden Annahmen sind in Tabelle 3.3 und Tabelle 3.4 dargestellt. Die Summe der Betriebskosten hängt von der gewählten Betriebsstrategie ab, die in den Hy-ReK-Modellen simuliert wird. Daher wird in den spezifischen Arbeitsschritten näher auf die resultierenden Gesamtbetriebskosten eingegangen.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Seit 2019 gilt auf dem PRL-Markt in Deutschland das 15-Minuten-Kriterium. Dies besagt, dass PRL-Systeme in der Lage sein müssen, die volle PRL-Leistung für 15 Minuten und nicht wie zuvor für 30 Minuten aufrecht zu erhalten. Daher wurde im Projekt das 15-Minuten Kriterium berücksichtigt. Eine Ausnahme bildet Abschnitt 7.1.1, in dem ein Vergleich des Betriebs unter beiden Kriterien simuliert wurde, um den ökonomischen Effekt der Neuregelung zu analysieren.

<u>Alterung</u>

Abhängig von der Belastung der Batteriezellen im Betrieb ist es denkbar, dass die Alterung zu starken Kapazitätsverlusten führt. Es wurde deshalb zunächst angenommen, dass die Batteriezellen nach 10 Jahren einem Kapazitätsverlust von 20% (2,8 MWh) unterliegen und damit das End-of-Life-Kriterium erreichen. Um diese Verluste auszugleichen, wurden in der ökonomischen Bewertung in Abschnitt 7.1.1 die Kosten für eine Erweiterung auf die ursprüngliche Kapazität von 14,244 MWh berücksichtigt. Da in den Batteriecontainern des HyReKs bei der Planung bereits Raum für eine entsprechende Erweiterung eingeplant war, ist diese Erweiterung mit relativ geringem Aufwand und ohne zusätzliche Investitionskosten für weitere Batteriecontainer umsetzbar.

Im Laufe des Projekts hat sich herausgestellt, dass im aktuellen Betriebsmodus keine Kapazitätserweiterung nach 10 Jahren notwendig sein wird, sondern dass die Zellen frühestens nach 15 Jahren und somit mit dem Ende der Lebensdauer von HyReK 80% der Anfangskapazität erreichen (siehe Abschnitt 1.4). Diese Annahme wurde für die Bewertungen in Abschnitt 7.3.6 übernommen.

PRL-Vergütung

Um die PRL Vergütung abzubilden, wurden für die ökonomische Bewertung die Preise von Juli 2018 bis Juni 2019 verwendet. Zu diesem Zeitpunkt war noch kein einheitliches Preisverfahren eingeführt, und es waren neben den Grenzpreisen noch die Durchschnittspreise verfügbar. Um ein durchschnittliches Bieterverhalten zu simulieren, wurden für die Berechnung die Durchschnittspreise und nicht die Grenzpreise verwendet. Die PRL-Preise sind nach dem betrachteten Zeitraum ab Mitte 2019 im Vergleich gesunken und steigen seit Mitte 2021 wieder leicht an. Aufgrund dieser volatilen Entwicklungen und um die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Untersuchungen innerhalb des Projekts sicherstellen zu können, wurde darauf verzichtet, die PRL Preise im Projektverlaufszeitraum anzupassen. Einzig im Abschnitt 7.3.7 wurde eine Sensitivitätsanalyse für die Betriebsstrategie "SOC70 uniform" durchgeführt, in der unter anderem der Einfluss der PRL-Preise auf die ökonomische Untersuchung untersucht wird.

Entsorgungskosten/End-of-life

Obwohl die Entsorgungskosten ein wichtiger Bestandteil der ökonomischen Bewertung nach der LCC Methode darstellt, werden diese in vielen Studien bzgl. der ökonomischen Bewertung von Batteriespeichern vernachlässigt (Schmidt et al. 2019a). Da ein ausgedientes System noch viele wertvolle Rohstoffe enthält, kann es für Entsorger durchaus einen ökonomischen Wert besitzen. Auf der anderen Seite ist die swb durch die Abnahme durch den Entsorger von weiteren Entsorgungskosten entbunden. Durch Gespräche mit dem Projektpartner swb wurde daher festgehalten, dass sowohl der Betreiber als auch der Entsorger von einer kostenlosen Übergabe profitieren. Es wurde dementsprechend für die ökonomische Bewertung im Projekt angenommen, dass keine Kosten oder Einnahmen für die swb als Betreiber durch die Entsorgung des HyReK entstehen. Lediglich in Abschnitt 7.3.7 wurde eine ökonomische Sensitivitätsanalyse durchgeführt, in der auch ein möglicher Restwert des HyReK-Systems beleuchtet wird.

Parameter	Wert	Referenzen/Kommentare
Kosten Zellerweiterung	350 €/kWh	Primärdaten HyReK 2.0
Wartungskosten	110.000 €/Jahr	Primärdaten HyReK 2.0
Steuern und Abgaben Batterie, alt	9,95 €/MWh	AP 1.2, relevant für AP 7.1.2
Steuern und Abgaben Batterie, neu	6,56 €/MWh	AP 1.2, relevant für AP 7.3
Steuern und Abgaben PtH	157,78 €/MWh	(Worschech et al. 2021)
Einnahmen Fernwärme	10 €/MWh	Experteninterview 'HyReK 2.0'
Lebensdauer	15 Jahre	Primärdaten HyReK 2.0
Jährliche Wartungsdauer	2 Wochen	Primärdaten HyReK 2.0
Kosten/Einnahmen Entsorgung	0€	Primärdaten HyReK 2.0
PRL-Preise	1.931 €/MW/Woche	Juli 2018 - Juni 2019

Tabelle 3.3: Betriebs- und Wartungsparameter für die ökonomische Bewertung

Tabelle 3.4: Inputparameter für die Simulation des HyReK-Betriebs mit dem energiebilanztechnischen Basismodell

Parameter	Wert	Referenzen/Kommentare	
Effizienz Batteriesystem *	84,95%	Primärdaten HyReK 2.0	
Effizienz Wärmeerzeuger	96,05%	Primärdaten HyReK 2.0	
Betrachteter Zeitraum für die Frequenz und die PRL- und Intraday-Preise	Juli 2018 – Juni 2019	Dr. Gobmaier GmbH, EPEX	
* berücksichtigt Batteriezellen, Umrichter und Transformatoren			

3.4. Ökologisches Modell (DLR)

Die Zielstellung des Arbeitsschritts ist gemäß TVB folgendermaßen definiert:

• Erstellung eines detaillierten Modells zur ökologischen Bewertung des HyReK-Systems,

• Durchführung einer Lebenszyklusanalyse nach DIN EN 14040/44 zur ökologischen Bewertung des Hy-ReK-Systems.

Daher beschreibt das Kapitel die Erstellung des Modells, welches später zur Bewertung im Kapitel 7 herangezogen wird.

3.4.1. Stand des Wissens zur ökologischen Bewertung von Lithium-Ionen-Batterien und Power-to-heat Anlagen

Peters und Weil (2018) identifizierten im Rahmen einer Review-Studie aus 113 wissenschaftlichen Publikationen zwischen 1999 und 2016 folgende fünf Studien als gute wissenschaftliche Praxis: Bauer (2010), Ellingsen et al. (2014), Majeau-Bettez et al. (2011; Notter et al.), und Zackrisson et al. (2010). Diese untersuchten verschiedene Lithium-Ionen-Batterien (LIB), welche in Elektroautos (BEV) bzw. hybriden Elektroautos eingesetzt werden. Der Reviewartikel zeigt, dass sich die unterschiedlichen Ergebnisse nicht nur auf die verschiedenen chemischen Zellzusammensetzungen, sondern auf die in den Studien getroffenen Annahmen und Datenqualität zurückführen lassen. Die Studie von Notter et al. (2010) diente mit der ganzheitlichen cradle-to-grave Betrachtung und aufgrund ihrer umfassenden Datenerfassung als wissenschaftliche Grundlage für spätere Lebenszyklusanalysen (LCAs). Deren Vorgehensweise und Ergebnisse wurden seitens Majeau-Bettez et al. (2011) genutzt, welche wiederum als Basis für die Ergebnisse der Studie nach Ellingsen et al. (2014) diente.

Der Artikel von Ellingsen et al. (2014) gilt als transparente und detaillierte Studie, welche in Zusammenarbeit mit Batterieherstellern auf Primärdaten für LIB mit der chemischen Zusammensetzung Nickel-Mangan-Cobalt (NMC) basiert. Während andere Studien, wie Dai et al. (2019), ausschließlich Batteriezellen betrachten, untersuchten Ellingsen et al. (2014) ein gesamtes Batteriemodul inklusive Batteriemanagementsystem (BMS), Verkabelung und Gehäuse. Die identifizierten umweltrelevanten Prozesse, welche sich auf die Batterieproduktion aufgrund des Einsatzmaterials und Energieverbrauchs konzentrieren, werden durch die Ergebnisse der Studie Dai et al. (2019) bestätigt: Die Studie identifizierte die Gewinnung des aktiven Kathodenmaterials (d.h. Nickel, Kobalt, Mangan) sowie des Stromkollektormaterials (insb. Aluminium) und den Energieverbrauch für die Zellenproduktion als drei der ausschlaggebenden Faktoren für Umweltwirkungen.

Zur Analyse von LCAs im Bereich der stationären BESS ist die Studie von Hiremath et al. (2015) sowie Baumann et al. (2017) hervorzuheben. Erstgenannte führt eine vergleichende LCA vier stationärer BESS mit verschiedener Batteriechemien unter Einbezug der Betriebsphase durch. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die ökologische Wettbewerbsfähigkeit für LIB unter Einbeziehung der Betriebsphase erheblich zunimmt: Gründe dafür sind, verglichen mit Pb-, Redox- und NaS-Batterien, die hohe Effizienz und der damit einhergehende geringere Strombezug. Mit einem sinkenden Anteil an Treibhausgasemissionen in der Elektrizitätsversorgung durch einen steigenden Anteil von erneuerbaren Energien (EE) reduzieren sich die positiven Effekte für LIB jedoch. Die unterschiedlichen Energiedichten, Lebenszyklen und (Zyklus-) Wirkungsgrade beeinflussen die während ihrer Lebensdauer gespeicherte und abgegebene Strommenge stark. Hiremath et al. (2015) hat damit eindeutig festgestellt, dass der Vergleich verschiedener stationärer BESS unter Einbeziehung der Betriebsphase die Schlussfolgerungen einer Studie verändern kann.

Besonders von Bedeutung für die Beurteilung der Umweltwirkungen ist die Einbeziehung der End-of-Life-Phase (EOL) in dem das Abfallmanagement inklusive des Recyclings in die LCA einbezogen wird. Hier existieren Forschungslücken (Pellow et al. 2020). Notter et al. (2010) und Zackrisson et al. (2010) haben als einzige der oben genannten Studien diese Phase berücksichtigt, wobei deren Daten ausschließlich auf Sekundärquellen (Ecoinvent-Datenbanksätze) basieren.

Sternberg und Bardow (2015) verglichen stationäre Speichertechnologien, welche Power-to-X bereitstellen. Mithilfe deren Studie wird ermittelt, inwieweit Umweltwirkungen vermieden werden, wenn eine MWh überschüssige Elektrizität in den Energiespeichersystemen verwendet wird, anstatt das gleiche Produkt in einem konventionellen Prozess herzustellen. Die Ergebnisse zeigen, dass die höchste Reduzierung der Auswirkungen der Kategorien Treibhausgaspotenzial (GWP) durch die Nutzung von überschüssiger Energie in Wärmepumpen (Power-to-Heat) und Elektroautos (Power-to-Mobility) erreicht wird. Im Bereich der Ökobilanzierung von Elektrokesseln, speziell die der Durchlauferhitzer und Widerstandsheizkessel, existiert dagegen eine geringere Zahl an wissenschaftlichen Studien (Nitkiewicz und Sekret 2014; Piroozfar et al. 2016). Nitkiewicz und Sekret (2014) verglichen verschiedene Wärmepumpen mit einem Gasboiler. Piroozfar et al. (2016) verglichen wiederum im Rahmen einer cradle-to-grave Studie fünf verschiedene Haus-Warmwassersysteme, wobei die Option "Solarheizung mit elektrischer Unterstützung" die geringsten Umweltwirkungen aufwies. Studien zu Durchlauferhitzern im Bereich großer Leistungsklassen konnten nicht ausfindig gemacht werden. Im Rahmen der Recherche zum Forschungsstand wurden wenige LCA-Studien zur Kombination von BESS und Elektrokessel gefunden, so dass das HyReK-Projekt hier direkt eine Forschungslücke adressiert.

3.4.2. Angewandte Methodik

Für die ökologische Modellierung wurde die Methodik der Ökobilanz (engl. life cycle assessment (LCA)) herangezogen. Diese sind in der DIN EN ISO 14040:2009, welche Grundsätze und Rahmenbedingungen einer LCA beschreibt als auch in der DIN EN ISO 14044:2006, welche Anforderungen an die Erstellung einer Ökobilanz detailliert darlegt, zu finden. Eine Ökobilanzierung charakterisiert sich danach mit vier iterativ zu durchlaufenden Phasen:

- 1) Die Phase der Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen,
- 2) die Sachbilanz-Phase,
- 3) die Phase der Wirkungsabschätzung und
- 4) die Phase der Auswertung.

Nach einer kurzen Beschreibung der jeweiligen Phasen erfolgt die Durchführung der LCA.

1) Ziel- und Untersuchungsrahmen

Die Ziel-Definition nach DIN EN ISO 14044:2006 sowie EC-JRC (2010) sollte sowohl den Grund für die Durchführung der Studie, als auch Aussagen über Art und Weise, wie Ergebnisse kommuniziert werden, enthalten. Deswegen sollten die beabsichtigte Anwendung sowie der Zweck für die Studienumsetzung

Abschlussbericht HyReK 2.0

genannt als auch Einschränkungen, welche aufgrund der gewählten Methodik auftreten können, dargelegt werden. Um Transparenz sowie Anforderungen an die Durchführung, das technische Niveau, die Dokumentationsart und die Vertraulichkeit gewährleisten zu können, sollten Auftraggeber und Zielgruppe der Studie genannt sowie kommuniziert werden, ob eine Veröffentlichung der Studie geplant ist. Der Untersuchungsrahmen legt fest, welche Produktsysteme zu bewerten sind und wie diese Bewertung erfolgen soll. Ziel ist es, Konsistenz von Methodik, Daten und Annahmen zu gewährleisten. Die Festlegung des Untersuchungsrahmens erfolgt anhand folgender sieben Bereiche:

1. Die Beschreibung des Produktsystems legt den Untersuchungsgegenstand fest, welcher sich in der Technosphäre befindet und sich über Elementarflüsse mit der Ökosphäre austauscht.

2. Die Definition der funktionellen Einheit (fE) ist eine relevante Entscheidung, welche den Nutzen des Produktsystems festlegt, auf welche sämtliche Berechnung und Angaben referenziert werden, um einen "gemeinsamen Nenner" zu haben.

3. Die Bestimmung der Systemgrenzen legt die Grenze zwischen dem Produktsystem und dem Rest der Technosphäre fest. Die Festlegung erfolgt anhand mehrerer Dimensionen. Einerseits anhand der Lebenszyklusphasen, welche in die Untersuchung einbezogen werden sollen, wie beispielsweise "von der Wiege bis zum Werkstor" (cradle-to-gate, Herstellungsphase) bis hin zu "von der Wiege bis zum Grab" (cradleto-grave) bewertet werden. Andererseits können mit Hilfe von Abschneideregeln (cut-off Regeln) Prozesse mit einem zu geringen Beitrag zu der Ökobilanz als vernachlässigbar eingestuft werden. Dies kann generell mit der Festlegung von Mindestanteilen an Masseninputs, Energieinputs eines Produktsystems oder auf Basis der festgelegten Umweltrelevanz erfolgen.

4. Im Allgemeinen sollten die Anforderungen an die Datenqualität der zu verwendeten Daten festgelegt werden. Dabei sollte eine Prüfung auf Relevanz (zeitliche, geographische und technische Repräsentativität), Zuverlässigkeit (Genauigkeit, Konsistenz) sowie Zugänglichkeit (Reproduzierbarkeit, Konsistenz) im Rahmen der Datenerhebung stattfinden. Können Primärdaten nicht von Auftraggeber oder Durchführenden der Studie erhoben werden, kommt es zum Einsatz von Sekundärdaten. Als Quelle dienen hier bspw. Datenbanken wie Ecoinvent3.6 (ecoinvent 2019) oder Literatur in Form von bereits durchgeführten LCA-Studien. Die Verwendung sowie der Umgang mit (fehlenden) Daten muss dokumentiert und damit möglichst transparent gestaltet werden.

5. Haben Prozesse mehrere Funktionen, liefern diese als Output also mehr als ein Produkt oder eine Dienstleistung (multi-output), gelten sie als multifunktional. Das Problem, Umweltauswirkungen eines Prozesses nicht einem Produkt zuordnen zu können, wird als Allokationsproblem bezeichnet. Im Rahmen einer LCA werden diese multifunktionalen Prozesse anhand von Maßnahmen aufgesplittet (Subdivision), ins System einbezogen (Systemerweiterung) oder anhand deren physikalischer Eigenschaften anteilig zugeordnet (Allokation).

6. Die Auswahl des Sachbilanz (LCI)-Typs und der Umweltwirkungsabschätzungsmethode (LCIA-Methodik) ist ein weiterer wichtiger Schritt. Generell kann zwischen zwei Arten der LCI-Modellierung gewählt werden, der attributional LCA (ALCA) sowie der consequential LCA (CLCA). Das CLCA untersucht, wie sich der Markt aufgrund einer Entscheidung (z. B. Einführung eines Produktsystems) verändern und welche Konsequenzen der Konsum eines Produktes für die Umwelt haben wird. Die ALCA untersucht technologiebasiert, welche Umweltwirkungen einem Produktsystem zugeschrieben werden können. Zur Berechnung und Bewertung der Umweltwirkungen muss eine geeignete LCIA-Methodik ausgewählt werden.

2) Sachbilanz

Die Sachbilanzphase (LCI) besteht aus der innerhalb der Systemgrenze stattfindenden Datenerhebung, der Sachbilanzinventarerstellung und der anschließenden Dokumentation der aufgenommenen Daten. In einer klassischen LCA wird der zeitliche Faktor nicht einbezogen – die Berechnung der Umweltbelastungen erfolgt anhand der kumulierten Elementarflüsse aller Prozesse über den Lebenszyklus des Produktsystems. Dabei muss eine korrekte Skalierung der Menge der jeweiligen Elementarflüsse auf das zu untersuchende Produktsystem stattfinden, indem der jeweilige Beitrag der Prozesse in Bezug der FE berücksichtigt werden (Baumann und Tillman 2004).

3) & 4) Wirkungsabschätzung und Auswertung

Um die Ergebnisse nachvollziehbar, übersichtlich und vergleichbar zu gestalten, werden die Ergebnisse der Sachbilanzphase (kumulierte Elementarflüsse) anhand mehrerer Schritte transformiert und deren potentielle Umweltwirkungen berechnet (vgl. Abbildung 3.27)



Abbildung 3.27 Verbindliche Bestandteile der Wirkungsabschätzungsphase. Quelle: eigene Darstellung nach DIN EN ISO 14040:2009

In der üblichen LCA-Praxis wird eine Reihe von Wirkungskategorien und -indikatoren, die auf spezifischen Charakterisierungsmodellen basieren, im Rahmen eines Sets kombiniert (sog. LCIA-Methoden, wie z. B. Eco-Indicator 99, CML 2001, ReCiPe). Die Auswahl der geeigneten Wirkungsabschätzungsmethodik erfolgt u. a. nach deren Zusammensetzung, Aktualität, Auswertungsverfahren sowie Dokumentationskonsistenz. Der Schritt der Klassifizierung erfolgt automatisch durch die jeweilige LCA-Software (Hauschild et al. 2018). Im Schritt der Charakterisierung wird die Größe der verschiedenen Umweltwirkungskategorien unter Einbezug vorab definierter Charakterisierungsfaktoren (CF) berechnet und nach dem Grad ihres Beitrags mithilfe der Wirkungsindikatoren zu einer Wirkung bewertet.

In der Auswertungsphase erfolgt die Diskussion und Zusammenfassung der Ergebnisse unter Überprüfung der Übereinstimmung mit Zielstellung und Untersuchungsrahmen. Die Durchführung einer Vollständigkeitsprüfung, Sensitivitätsanalyse (Zuverlässigkeit der Ergebnisse durch Variation der Input-Parameter) sowie Konsistenzprüfung (Übereinstimmung gewählte Parameter und Ziel und Untersuchungs-rahmen) wird empfohlen.

3.4.3. Erstellung des Modells und Durchführung der Ökobilanz

Entsprechend der zuvor geschilderten Standardvorgehensweise, werden nachfolgend die jeweiligen Aspekte kurz beschrieben, die für das Ökobilanzmodell zugrunde gelegt wurden.

3.4.3.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

Das primäre Ziel dieser Studie ist es relevante potentielle Umweltauswirkungen zu dokumentieren, sowie Hotspots, also Prozesse, Aktivitäten oder Komponenten, welche bedeutende Umweltauswirkungen verursachen, und Optimierungspotenziale zu identifizieren.

Beschreibung des Produktsystems

Eine nähere Beschreibung der HyReK-Komponenten erfolgt im Rahmen der Sachbilanzphase (Abschnitt 3.4.3.2).

Funktionelle Einheit (fE)

Um den Anforderungen an die fE, welche den Nutzen eines Produktsystems widerspiegelt, zu entsprechen, wird diese anhand des Leistungsmerkmals des HyReKs festgelegt. Je nach Systemgrenze und Betrachtungsfokus wurden drei verschiedene fEs definiert. Im Kapitel 7.1.2 werden zwei fE im Rahmen der statischen Ökobilanz festgelegt. Die statische Ökobilanz betrachtet die anfallenden Umweltwirkungen gemittelt auf ein Jahr. Innerhalb der Systemgrenze "cradle-to-gate" und der damit einergehenden Fokussierung auf die Herstellungsphase wurde 1 MWh_{Kap} als fE festgelegt. Damit werden alle Umweltwirkungen auf 1 MWh_{Kap} installierte Batteriekapazität normiert. Die zweite fE innerhalb der statischen Ökobilanz bezieht die Betriebsphase mit ein, die durch die Bereitstellung von PRL in Deutschland definiert ist. Die entsprechende fE bezieht alle Umweltwirkungen der Herstellung und des Betriebs des HyReK-Systems auf 1 MWh_{PRL} (erzeugte Primärregelleistung) Die dritte fE wurde im Kontext des Kapitels 7.3.6 und der dynamischen ökologischen Bewertung verschiedener Geschäftsmodelle definiert. Die dynamische Bewertung erlaubt eine detaillierte Auswertung der Umweltwirkungen innerhalb eines höher aufgelösten Zeitraums, das unteranderem bei dem Vergleich von Geschäftsmodellen und Betriebsstrategie relevant werden kann. Daher wurde eine wöchentliche Auflösung als Untersuchungsrahmen gewählt. Die fE für die dynamische Bilanz wurde letztendlich auf 1 MWh_{stored} festgelegt, welche die genutzte Energie für die jeweiligen Geschäftsmodelle und Betriebsstriebsstrategien darstellt.

Systemgrenzen

Die Abbildung 3.28 zeigt die berücksichtigten Lebenszyklusphasen im Rahmen dieser LCA- Studie. Es wurden zwei unterschiedlichen Systemgrenzen betrachtet. Zum einen wird die Herstellungsphase (cradle-togate) separat betrachtet die Erkenntnis über die relevantesten Herstellprozesse mit Blick auf die Umweltwirkungen gibt. Zum anderen wurde zusätzlich die Herstellungsphase inklusive der Betriebsphase betrachtet, da Betriebsphasen allgemein einen großen Einfluss auf die gesamten Umweltwirkungen haben können. Eine Betrachtung über den gesamten Lebenszyklus würde ebenfalls die End-of-Life-Phase inkludieren, die die Stilllegung sowie das Recycling- und Abfallmanagement umfasst (siehe blaue Box in Abbildung 3.28). Jedoch konnte diese aufgrund fehlender konsistenter Daten nicht umgesetzt werden.

Abschlussbericht HyReK 2.0



Abbildung 3.28. Lebenszyklus unter Angabe verschiedener Systemgrenzen inkl. eingehender und ausgehender Flüsse. Die Endof-Life Phase ist in dieser Studie nicht berücksichtigt, gehört jedoch zur cradle-to-grave Perspektive. Quelle: eigene Darstellung

Die Systemgrenze des HyReK-Systems wird an dem Anschlusspunkt der Mittelspannungsschaltanlage, welche von 6 kV auf 10 kV transformiert und den HyReK-Transformatoren nachgeschalten ist, gesetzt, sodass die Verkabelung zwischen den Transformatorsystemen das letzte berücksichtigte Element und damit die Grenze des betrachteten Elektrizitätssystems darstellt. Die Systemgrenze, welche die Wärmebereitstellung begrenzt, erfolgt vor Eintritt des erhitzten Wassers in den thermischen Speicher, welcher somit nicht mehr dem bilanzierten System angehört. Die Fernwärmeleitung sowie deren Träger zwischen Elektrokessel und thermischen Speicher am Kraftwerksblock 15 werden also noch in die LCA einbezogen.

Datenverfügbarkeit und -qualität

Neben Primärdaten, welche seitens der Projektpartner zur Verfügung gestellt wurden, werden Sekundärdaten aus verschiedenen Literaturquellen, wie Sachbilanzen anderer wissenschaftlicher Studien, verwendet. Zur Bereitstellung der Hintergrunddaten dient die Datenbank ecoinvent v3.6., welche sowohl einzelne Prozessmodule als auch ganze Datensätze beinhaltet. Als Software zur Durchführung der statischen und dynamischen LCA wird Brightway2 (Version 2.3) angewendet

Allokation

Während die fE des HyReKs die Bereitstellung einer MWh_{PRL}darstellt, entsteht beim Betrieb des Elektrokessels, welcher negative PRL zur Verfügung stellt, zusätzlich Wärme als Nebenprodukt. Unter Anwendung der "Systemerweiterung durch Substitution" wird angenommen, dass die mithilfe des Elektrokessels bereitgestellte Wärme fossil erzeugte Wärme ersetzt. Da die Wärme, welche der Elektrokessel erzeugt, in den thermischen Speicher und damit in das Fernwärmenetz eingespeist wird, muss diese nicht durch den Kohle-Kraftwerksblock 15 hergestellt werden. Die durch das Vermeiden des alternativen Prozesses entstehenden Umweltwirkungen können also dem System "gutgeschrieben" werden. Da das Kohlekraftwerk Hastedt abgeschaltet und im Jahr 2022 durch ein gasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) ersetzt wird (Schwiegershausen 2020), wird angenommen, dass die durch den Elektrokessel bereitgestellte Wärme die Wärmeproduktion eines BHKWs substituiert.

LCI-Typ und LCIA-Methodik

Bei der Ökobilanzierung des HyReKs wird die LCI-Methodik einer ALCA (Attributional LCA) ausgewählt, da der Fokus auf der Technologie des HyReKs liegt und nicht auf den Konsequenzen, welche durch die Einführung des Produktes auf den Markt hervorgerufen werden. Ein Systemfließbild, welches die in der LCI berücksichtigten Komponenten zeigt, ist in Abbildung 3.29. Die hier gewählte Umweltwirkungsabschätzungmethode basiert auf der ILCD 2018 Methodik und wurde bereits in Abschnitt 1.5.3 näher beschrieben.

3.4.3.2 Sachbilanzphase

Das Systemfließbild in Abbildung 3.29 zeigt alle berücksichtigten Komponenten des Produktsystems.



Abbildung 3.29 Systemfließbild aller berücksichtigten Komponenten des Produktsystems sowie der Datenquellen. Detaillerte Beschreibung in Besner (2021)

Herstellungsphase

Um ein Produktsystem herzustellen, werden Güter, von Rohstoffen hin zu Zwischen- und Endprodukten, zwischen Abbau-, Produktions-, Verkaufs-, Betriebs- und Entsorgungsstätten transportiert. Diese Transportwege als auch die anteiligen Umweltwirkungen, welche durch Herstellung und Betrieb der Produktionsstätten der Produkte des Systems entstehen, werden von den verwendeten Ecoinvent-Datensätzen oder Sekundärliteratur übernommen oder abgeschätzt.

Batterieenergiespeichersystem

Das Batterieenergiespeichersystem besteht aus zwei Batteriecontainern (pro HyReK-Modul), welche anhand eines 40 Fuß High Cube Standard Schiffscontainers (Ecoinvent-Datensatz "40 feet high cube shipping container) mit einem Leergewicht von 4150 kg modelliert werden. Innerhalb eines Batteriecontainers befinden sich die Batteriebänke aus Racks & Batteriemodulen, Teile des BMS, welche aus vier zugehörigen Computern bestehen, ein Niederspannungsschaltschrank, ein Klimaanlagensystem sowie eine Feuerlösch- und Meldeanlage. Jeweils sechs Batterie-Racks (Stahlkonstruktion) werden mithilfe einer DC-Kupfer-Sammelschiene parallelgeschaltet und bilden eine Batteriebank. Zur strukturierten Modellierung der Batteriemodule wird als Grundgerüst Ellingsen et al. (2014) herangezogen. Die Materialien des Batteriemoduls wurden labortechnisch bestimmt. Der Datensatz nach Ellingsen et al. (2014) wurde anschließend anhand der im Labor erhobenen Primärdaten angepasst. Die Batteriezelle wird anhand ihrer Bestandteile Kathode, Anode, Elektrolyt, Separator und Zellcontainer abgebildet. Die Anode besteht aus einem Kupferstromkollektor, welcher mit negativer Elektrodenpaste (Graphit mit geringem Anteil an Bindemittel) überzogen ist. Die Kathode besteht aus einem Aluminiumstromkollektor mit positiver Elektrodenpaste, welche aus Aktivmaterial, geringem Anteil an Ruß und dem Bindemittel Polyvinylidenfluorid aufgebaut ist. Als Lösungsmittel wird sowohl in Kathode als auch Anode N-Methyl-2-pyrrolidone (NMP) eingesetzt. Das Aktivmaterial der Kathode charakterisiert sich anhand der chemischen Zusammensetzung Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxide (NMC) mit dem Verhältnis von 5:3:2 (Krupp 2020). Die Abbildung des Aktivmaterials erfolgt anhand der detaillierten Modellierung nach (Majeau-Bettez et al. 2011).

Elektrokessel

Das HyReK-System ist mit insgesamt drei CSN[®] E-Kesseln vom Typ 97/DF5940 mit einer jeweiligen Gesamtleistung von 5,940 MW ausgestattet. Der Elektrokessel ist in Abbildung 3.30 dargestellt.



Abbildung 3.30. Aufbau des CSN-Durchlauferhitzers anhand der Bauzeichnung. Quelle: eigene Darstellung nach Straßenburg (2017)

Primärdaten, welche von der Firma Schniewindt bereitgestellt wurden, bilden nicht die vollständige Anlage ab, weshalb Annahmen getroffen werden müssen. Zur Verfügung stehen neben schriftlicher Korrespondenz eine unvollständige Materialstückliste (Schniewindt GmbH & Co. KG 2018), die Betriebsanleitung der Anlage (Schniewindt GmbH & Co. KG 2019) sowie Bauzeichnungen des Durchlauferhitzers (Straßenburg 2017) und des Heizflansches (Straßenburg 2018). Dieser besteht aus dem Heizkörper mit Modulgehäuse, Edelstahlkessel inklusive Messtechnik und Anschlusskasten, welcher Elektronik, Kabelanschlüsse, Lüfter, Kupfer- und Erdungsschienen enthält, den Rohrheizkörperleitungen mit Heizelementen sowie diversen Ventilen und Flanschen, an welchen die Verbindungsrohre angeschlossen sind. Zudem wurde Infrastruktur aus Container, Pumpen, Fernwärmeleitung und Zwischenschiebern berücksichtigt. In einem Heizkörper des Elektrokessels sind 243 Rohrheizkörperelemente (RHK) verbaut. Diese bestehen aus einem Mantel aus nichtrostenden, austenitischen Stahl und sind mit einem Heizleiterlegierungsdraht als auch

Abschlussbericht HyReK 2.0

dem Isolationsmaterial aus Magnesiumoxid (MgO) gefüllt. Als Heizleiterlegierung wird das in Rohrheizkörpern in der Elektrowärme-Industrie häufig eingesetzte Kanthal D angenommen, da es sich durch einen hohen spezifischen Widerstand und gute Oxidationsbeständigkeit bei hohen Temperaturen auszeichnet.

Verkabelungssystem

Die HyReK-Verkabelung erfolgt auf drei Spannungsebenen mithilfe von genormten Standardkabeln und beläuft sich auf ca. 20 km (Röben 2020b). Aufgrund der Verwendung von standardisierten Kabeln werden Materialzusammensetzung, Kupferzahl, Metergewichte sowie Maße der einzelnen Kabel anhand von Literaturwerten ermittelt (KABECK 2020; Helukabel 2015; Waskönig+Walter Kabel-Werk GmbH u. Co. KG 2019). Die verlegten Kabel werden nach gleicher Materialzusammensetzung gruppiert und anhand deren durchschnittlichen Materialverhältnissen abgebildet.

Transformatoren

Primärdaten über die Zusammensetzung des Transformators des Typs TES-R2 je 3150 kVA mit 7300 kg Gesamtgewicht der Herstellungsfirma Trafo Elettro stehen in Form diverser Bauzeichnungen und der technischen Dokumentation zur Verfügung. Es handelt sich bei den verbauten Systemen um dreiphasige, luftgekühlte Gießharz-Transformatoren, welche sowohl auf der Primär- als auch Sekundärseite Aluminiumwicklungen aufweisen und Spannungen von 6,3 kV auf 400 V transformieren. Als Modellierungsgrundlage dient ein 2 MVA leistungsstarker, 5300 kg schwerer, im Aufbau vergleichbarer Trockentransformator (Tichelen et al. 2011).

Wechselrichter-System

Für das HyReK-System ist ein Wechselrichtersystem (WR), aufgeteilt auf sechs WR-Container, mit 24 WR-Einheiten vom Typ AEG Power Storage Converter SC Flex 600 installiert. Die nominale Leistung einer Einheit beträgt 937,5 kW, die installierte Leistung insgesamt 22,5 MW. Es handelt sich um einen schwarzstartfähigen bidirektionalen Konverter mit IGBT-Technologie (Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode), welcher sich durch einen breiten DC-Spannungsbereich von 330 – 1.000 V auszeichnet. Primärdaten stehen von dem Hersteller AEG PS nur über ausgewählte Komponenten einer WR-Einheit mit deren Stückgewichten sowie zugehöriger Datenblätter und Bauzeichnungen zur Verfügung, deckt damit jedoch die relevanten Komponenten der WR ab. Hauptbestandteile des Converter SC Flex 600 sind WR-Satz aus IGBT Technologie, Drosseln, Lüftungseinheit, Schaltschrank, Display und Steuergerät mit Kommunikationseinheit sowie AC-Sinus Filter (Inverter-Schaltschrank) AC-Eingangsleistungs- und DC-Ausgangsleistungsschalter aus Drossel, Schützen, Lasttrennschaltern, Trenntransformatoren und Lüftungseinheit (AC/DC–Cabinet).

DC-Umschalteinheit

Die DC-Umschalteinheit, welche den Zweck hat, zwischen der PRL-Lieferung der BESS und der negativen PRL-Lieferung des Elektrokessels zu wechseln, stammt von der Firma AEG PS. Dabei ist jedem Batteriebank-WR-Paar eine Umschalteinheit zugeordnet. Das Umschalten erfolgt über DC-Schütze (mechanische Schalter) sowie einem Thyristorensatz.

Klimaanlagensystem

Zur Optimierung des Betriebsverhaltens wird das BESS auf konstant 24 °C gehalten, womit die Klimaanlage sowohl die Aufgabe der Raumkühlung als auch –heizung übernimmt (Röben 2020a). Jeder BESS-Container ist mit jeweils zwei Klimaanlagen je 22 kW Leistung ausgestattet, wobei jeweils eine nicht in Betrieb ist und als Ersatzanlage dient. Es handelt sich um ein Split-Klimaanlagensystem des Typs "Aircoolair" der Firma Lennox. Das Außengerät ist eine luftgekühlte Verflüssigereinheit des Typs "ASH – 045D", welche aus einer Wärmepumpe mit Standardausstattung besteht. Zur Modellierung der Anlage werden Daten der Studie (Rey et al. 2004) aufgrund vergleichbarer Eigenschaften herangezogen. Das Kältemittel R410A, welches aus den Herstellungsprozessen aus gleichen Anteilen von Difluormethan (CH2F2, R32) und Pentafluormethan (CHF2CF3, R125) besteht, wird basierend auf dem Datensatz von Frischknecht (1999) umgesetzt.

Brandschutz- & Feuerlöschmeldeanlage

Jedes HyReK-Modul verfügt über eine Brandschutzmeldeanlage. Das System überwacht die Container und gibt bei Auslösen des Alarms direkt Meldung an die Warte des Kraftwerksstandortes Hastedt. Die Batteriecontainer werden zusätzlich mit einer Löschanlage ausgerüstet, welche pro Container 136 kg des Löschmittels Novec1230 enthält. Eine weitere Gasflasche ist als Reserve vorhanden (swb Erzeugung AG & Co. KG 2018). Novec1230 besteht aus Perfluor (2-methyl-3-pentanon) mit der Summenformel C₆F₁₂O bzw. C₂F₅C(O)CF(CF₃)2 und gehört zur Gruppe der fluorierten Ketone (3M Company 2020). Die Modellierung des Löschmittels erfolgt vereinfacht anhand eines Prozesses mit einem Endprodukt aus vergleichbarer Summenformel: Unter Annahme der Reaktion von Hexafluorethan (C₄F₁₂) und 2-Methyl-2-butanol (C₅H₁₂O) könnten C₆F₁₂O und 3 Einheiten CH₄ entstehen. Die Länge des Rohrleitungssystems sowie Anzahl an Auslassventilen wird anhand der Containermaße abgeschätzt. Die Batteriecontainer sind durch eine Brandschutzwand aus Leichtbeton (Baustoffklasse A1, Dichte: 1000 kg/m³) mit der Feuerwiderstands-klasse F120 räumlich voneinander getrennt (Heidelberger Beton GmbH 2019).

Fundamente & Sauberkeitsschicht

Die Sauberkeitsbetonschicht, welche auf dem Gelände des HyReKs auf 1500 m² (Dicke: 12 cm) verlegt wurde, besteht aus Normalbeton mit niedriger Festigkeitsklasse (C8/10) und einer Dichte von 2300 kg/m³ (Röben 2020c). Die Berechnung der Sauberkeitsschicht und der Fundamente der Hauptkomponenten des HyReKs erfolgt bezüglich der Maße der Bauzeichnung des Moduls 3 (MMA 2018). Dabei werden sowohl Fundamentfläche als auch die Stützen, welche die Fundamentfläche tragen, ermittelt. Nach KTC (2018) erfolgte eine Bewehrung aller Fundamente unter Annahme der Betonstahlmatten des Typs Q 524 A und Einsatz von Bewehrungsstahl (best gmbh marketing services 2020). Für die Fundamente wird der Einsatz von Normalbeton (Dichte 2300 kg/m³) mit nächstgelegenem Herstellungsort (Schweiz) angenommen (Biscoping und Kampen 2017; ecoinvent 2019).

Überspannungsschutz

Als Grundlage zur Berechnung des Blitzschutzkonzepts dienen der Lageplan "Erdungs- und Blitzschutzanlage" (Blitzschutz Graff GmbH 2018b) sowie das Angebot desselbigen Unternehmens über die Erstellung einer Erdungsanlage für das gesamte HyReK-System, welches eine eindeutige Identifikation der Bestandteile der Blitzschutzanlage ermöglicht (Blitzschutz Graff GmbH 2018a).

Betriebsphase

Es wird angenommen, dass es während der Betriebsphase zu keinem Komponentenaustausch kommt. Die Lebensdauer aller Einzelbauteile überschreitet also die Betriebsdauer des HyReKs (Röben 2020b). Der Elektrizitätsbezug des HyReKs wird im Rahmen der statischen LCA mithilfe des Durchschnitts der Elektrizitätserzeugung Deutschlands des Jahres 2019 anhand der Strommarktdaten nach Dress et al. (2020.000Z) sowie der prognostizierten Elektrizitätserzeugung Deutschlands des Jahres 2035 basierend auf der Prognosen des Netzentwicklungsplanes (NEP 2035 (2021), Szenario 2035B) simuliert. Damit kann der Ausbau

Abschlussbericht HyReK 2.0

der EE auf 75% bis 2035 berücksichtigt werden (Nahmmacher et al. 2020). Da das HyReK die aus dem Netz bezogene Elektrizität zwischenspeichert und entweder als Wärmeenergie oder als Elektrizität zurück ins Netz speist, wird die Betriebsphase anhand der auftretenden Verluste und der bereitgestellten Wärme in der LCA berücksichtigt. Die Allokation des Nebenproduktes der Elektrokessel-Wärme erfolgt anhand eines negativ wertigen Datensatzes: Die Wärme des Elektrokessels vermeidet Umweltwirkungen, welche ansonsten durch ein BHKW bereitgestellt worden wären.

4. Hardware

4.1. Entwicklung Hochleistungs-DC-Schalter (swb)

Das Hyrek verfügt je Wechselrichtereinheit über eine Schalteinheit auf der Gleichstromseite des Wechselrichters. Diese Einheit schaltet den Energiefluss zwischen Batteriebank und Elektrokessel um und ermöglicht das schnelle Umschalten zwischen der Lieferung von positiver PRL aus der Batterie oder negativer PRL aus dem Elektrokessel im Millisekunden Bereich. Es ist in dieser Anordnung der Schalter sichergestellt, dass die Batterie keine Energie an den Elektrokessel liefern kann.



Abbildung 4.1 Ansteuerung E-Kessel

Der Thyristorsatz V4.1/ V4.2 ist die Ansteuerung der Batterie. V4.1 wird geschlossen, wenn Energie aus der Batterie entnommen wird und V4.2 wird geschlossen, wenn Energie in die Batterie geladen wird. Die Leistungschütze K5.1 und K5.2 sind die Ansteuerung des Elektrokessels. Bei Leistungen zwischen 200 und 400kW ist nur K5.1 geschlossen bei Leistungen größer 400kW wird K5.2 zusätzlich geschlossen. Thyristorsatz und Leistungsschutz sind gegenseitig verriegelt, sodass ein Energiefluss aus der Batterie in den E-Kessel ausgeschlossen ist. Für die stufenlose regulierung der Leistung sorgt weiterhin der Wechselrichter. Die Ansteuerung der DC Schalter erfolgt über die Frimwaresoftware des Wechselrichters. Der Sollwert für die momentante Leistung des Wechselrichters und das Signal fahre auf Batterie oder auf den Elektro Kessel kommt von der PCS7 Steuerung (EMS).

Die Wirkweise der DC Umschalteinheit wird anhand von Daten der Live-Simulation des Hyrek beispielhaft dargestellt. In Abbildung 4.2 werden die relevanten Parameter dargestellt:



Abbildung 4.2 Simulation der Wirkweise der DC-Umschalteinheit auf den SOC der Batterie mittels Aktivierung des Elektrokessels. **Rot**: Soll-Frequenz von 50,000Hz, **Schwarz**: Ist-Frequenz im Zeitabschnitt 09.07.18 - 05:00 Uhr bis 09.07.18 - 09:00 Uhr, **Grün**: simulierter Ladezustand bzw. SOC der Batterie. Er stellt das Integral der Leistungsaufund Abgabe der Batterie aus bzw. in das Netz dar. **Blau**: simulierte Leistungsaufnahme aus dem Netz durch den Elektrokessel

4.2. Entwicklung Hochleistungs-DC-Schalter (AEG PS)

Stand der Technik

Es wurde im Rahmen des HyRek-Projektes ein neues Grundkonzept für Hybridspeichersysteme entwickelt, ein entsprechendes Patent angemeldet (EP3148036A1) und in einem Produkt umgesetzt. Das Konzept und der Systemaufbau sind in Abbildung 4.3 dargestellt. Bislang wurde in der Anlage ein Hochleistungs-DC-Schalter mit Hilfe einer HybridLösung realisiert, das heißt für die Anbindung der Batterie werden Thyristoren eingesetzt und für die Umschaltung des Durchlaufhitzers werden Hochstrom-DC-Schütze eingesetzt. Die Nachteile dieser Lösung sind die begrenzte Lebensdauer der Hochstrom-DC-Schütze und die komplexe Umschaltungslogik des Thyristor-Satzes. Die Dynamik des gesamten Hybridspeichersystems ist für die Primärregelungserbringung ausreichend jedoch, auf Grund der Schaltzeiten des mechanischen Schalters, begrenzt. Um diese Nachteile zu umgehen, wurde im Rahmen des Vorhabens die innovative Lösung, der die mechanischen Schalter durch aktiven Halbleiterschalter ersetzt werden, erforscht. Die folgenden wesentlichen F&E Ergebnissen werden in nächsten Abschnitten näher beschrieben:

- 1. Vergleich und Auswahl von Halbleiterschaltern
- 2. Löschschaltung für Thyristor-basierten Halbleiterschalter
- 3. Konzeptvalidierung durch Simulation
- 4. Entwurf und Aufbau eines herunterskalierten Labormusters
- 5. Entwurf und Aufbau eines 1:1 Labormusters
- 6. Entwicklung des Prototyps und Typprüfung



Abbildung 4.3 Schaltplan des aktuellen Hybridspeichersystems (HyRek 1) mit Thyristor und mechanischem Schalter

Vergleich von Leistungselektronischer DC-Schaltern

Die Vor- und Nachteile und der Stand der Technik von leistungselektronischen Schaltern sind in Tabelle 4.1 zusammengestellt. Für die spezielle Anwendung als DC-Schalter, werden sehr geringe Durchlassverluste gefordert, um einen guten Wirkungsgrad für das Gesamtsystems zu erreichen. Eine hohe Stromund- Spannungsbelastbarkeit und ein geringerer Ansteueraufwand sind ebenfalls gefordert. Die Schaltgeschwindigkeit ist aber für diese Anwendung nebensächlich, da eine frequente Umschaltung zwischen Batterie- und Power-to-Heat Betriebe nicht nötig ist. Daher sind IGCT und die Thyristor Technologien sehr attraktiv. Durch die deutlich günstigeren Beschaffungskosten und Verfügbarkeit (nur wenige Hersteller bieten IGCT-Komponenten an) wurde die Thyristor Lösung für weitere Untersuchung ausgewählt. Ein weiterer Grund gegen eine IGCT -Lösung spricht, ist die bei dieser Technik erhöhte Ausfallrate.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Schalter	Vorteile	Nachteile
Thyris- tors	 Sehr geringe Durchlassverluste Sehr hohe Strom- und Spannungsbelast- barkeit Hohe Überlastfähigkeit und Zuverlässigkeit Einfache Reihen- und Parallelschaltung Kostengünstig 	 Eine zusätzliche Löschkreisschaltung für die Abschaltung benötigt Sehr begrenzte Schaltgeschwindigkeit und Schaltfrequenz
GTO	 Geringe Durchlassverluste Hohe Strom- und Spannungsbelastbarkeit Abschaltbare Komponente Hohe Überlastfähigkeit und Zuverlässigkeit 	 Aufwand in Ansteuerschaltung und re- lative hohe Ansteuerleistung Begrenzte Schaltgeschwindigkeit und Schaltfrequenz
IGCT	 Relativ geringe Durchlassverluste Hohe Strom- und Spannungsbelastbarkeit Abschaltbare Komponente 	 Hoher Tail-Strom während des Abschaltvorgangs Hoher Aufwand in Ansteuer- und-Schutzschaltung Unzufriedene Felderfahrung (relative hohe Ausfallrate in der Windpark Applikation) Wenige Hersteller
IGBT	 Abschaltbare Komponente Einfache Ansteuer- und-Schutzschaltung Hohe Schaltgeschwindigkeit 	 Hohe Durchlassverluste Geringere Strom- und Spannungsbe- lastbarkeit

Tabelle 4.1 Vergleich von Halbleitertechnologien

Kommutierungsverfahren für den Thyristor DC-Schalter

Man unterscheidet bei den Verfahren um den Thyristor abzuschalten zwischen der natürlichen Kommutierung und der Zwangskommutierung (Dubet 1983) (Abbildung 4.4). Eine natürliche Kommutierung liegt vor, wenn die speisende Spannung einem Wechsel- oder Drehstromnetz entstammt und die Stromwegeumschaltung selbst aufgrund ihrer Polaritätswechsel bewirkt (Ravi Teja 2021).

Je nach Ursache der Polaritätswechsel unterscheidet sich die natürliche Kommutierung in Netzkommutierung, Selbstkommutierung und Lastkommutierung (Ravi Teja 2021). Die Ersatzschaltbilder und die Strom- und- Spannungsverläufe verschiedener natürlichen Kommutierungsverfahren sind in Abbildung 4.5 wiedergegeben. Die Netzkommutierung ist nur für Wechsel- bzw.- Drehstromnetz geeignet, da eine negative Spannung auf dem Thyristor für die Kommutierung genötigt wird. Die Selbst- und Lastkommutierungsverfahren sind zwar für die DC-Spannung einsatzbar, jedoch ist hier der Laststrom nicht kontinuierlich. Da für diese Anwendung ein kontinuierlicher und dynamisch steuerbarer Leistungsfluss gefordert ist, sind die natürliche Kommutierungsverfahren nicht geeignet.

Abbildung 4.5 Natürliche Kommutierungsverfahren: (a) Netzkommutierung, (b) Selbstkommutierung und (c) Lastkommutierung ((Ravi Teja 2021), (Singh und Khanchandani 2007))

Bei den Zwangskommutierungsverfahren unterscheidet man zwischen Strom- und Spannungskommutie-





Abbildung 4.4 Kommutierungsverfahren

rungsverfahren. Die Wirkungsweise dieser beiden Prinzipien sind in Simulationen für unseren Anwendungsfall untersucht worden, in den Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 sind Simulationsergebnisse bei einer herunterskalierten Leistung (Leistung des ersten Labormusters) dargestellt. Zum besseren Verständnis sind in den Abbildungen noch die Kommutierungspfade dargestellt (gemäß (Meena und Rama 2015) und (Chukka 2016)).



Abbildung 4.6 Arbeitsprinzip und Simulationsergebnisse der Spannungskommutierung

Eine der wesentlichen Nachteile der Spannungskommutierung ist die Lastabhängigkeit, d.h. der Kommutierungsvorgang/Abschaltvorgang des Hauptthyristors hängt von dem Laststrom ab. Ein weiterer Nachteil des Spannungskommutierungsverfahrens ist, dass einer relativen großen Induktivität als Kommutierungsdrossel benötigt wird.

Im Gegensatz dazu ist die Stromkommutierung lastunabhängig und die Kommutierungsdrossel hat eine wesentlich kleinere Baugröße. Da die P2H Einheit unter allen Lastbedingungen sicher abgeschaltet werden muss, handelt es sich die Lastunabhängigkeit eine "harte" technische Anforderung. Daher ist das in Abbildung 4.6 angezeigte Spannungskommutierungsverfahren für diese Applikation nicht gut einsetzbar. Das Stromkommutierungsverfahren wird für weitere Untersuchung ausgewählt.










(3)





Abbildung 4.7 Arbeitsprinzip und Simulationsergebnisse der Stromkommutierung

Optimierter Stromkommutierungsverfahren

Eine hohe Herausforderung des in Abbildung 4.7 dargestellten Stromkommutierungsverfahrens ist die doppelte Spannungsbelastung während des Kommutierungsvorgangs. Es handelt sich hier zwar eine sehr kurze Zeit, jedoch müssen alle betroffenen Komponenten für die doppelte Isolationsspannung ausgelegt werden. Das hat zur Folge, dass die Luft und Kriechstrecken wesentlich erhöht werden müssten. Um diesen Nachteil zu umgehen, wird ein optimiertes Stromkommutierungsverfahren verwendet ((Meena und Rama 2015), (Chukka 2016), (Schröder und Marquardt 2018), (Meyer und Doncker 2006)). Wie in Abbildung 4.8 gezeigt, wird die verdoppelte Spannungsbelastung durch Einsatz einer Klemmdiode geglättet. Die Klemmdiode hat während des Kommutierungsvorgangs eine hohe Strombelastung. Da die Kommutierungsvorgang sehr kurz dauert und die Schaltfrequenz des Hauptthyristors sehe niedrig ist (einige Minisekunden), ist sie nur pulsförmig belastet. Dieser zusätzliche Aufwand kann im Vergleich zu der Ersparnis bei den Luft- und Kriechstrecken vernachlässigt werden.



Abbildung 4.8 Vergleich der Stromkommutierungsverfahren, (a) Standardverfahren, (b) Optimiertes Verfahren

Entwicklung und Aufbau eines herunterskalierten Labormusters

Um das ausgewählte Kommutierungsschaltung zu verifizieren, wurde zunächst ein Labormuster mit einer herunterskalierten Labormuster entwickelt, gebaut und getestet. Die technische Spezifikation ist in Tabelle 4.2 zu sehen. Der AC-DC Stromrichter im HyRek System wurde mit eine Laborstromversorgung mit einem Nennstrom von 64 A emuliert, und der Durchlauferhitzer mit einem luftgekühlten Lastwiderstand.





Abbildung 4.9 Vergleich der Stromkommutierungsverfahren, (a) Standardverfahren, (b) Optimiertes Verfahren

Die Simulationsschaltung (in LT-Spice) und das Foto des Labormusters sind in Abbildung 4.9 abgebildet. Die Messergebnisse der Stromkommutierungs-Schaltung ohne und mit Klemmerdiode werden in Abbildung 4.10 und Abbildung 4.11 dargestellt. Die Simulations- und- Messergebnisse haben eine sehr gute Übereinstimmung. Ohne Klemmerdiode ist die spannungsmäßige Belastung des Thyristors und der Last spannungsmäßig doppelt so hoch.



Abbildung 4.10 Messergebnisse Stromkonmmutierungsschaltung ohne Klemmerdiode



Abbildung 4.11 Messergebnisse Stromkonmmutierungsschaltung mit Klemmerdiode

Neben der Simulation und der praktischen Untersuchung, wurde auch eine analytische Betrachtung durchgeführt und durch Simulationen und Messungen validiert. Da die Validierungsergebnisse in Tabelle 4.3 zeigen eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den analytischen Kalkulationen und den Messungen zeigt, wird das analytische Kalkulationsverfahren als Grundlage der späteren Auslegung des Prototyps wiederverwendet.

Komponente	Spit	zspannung	l ² t Wert			
	Analytische Kalkulation	Messung am La- bormuster	Analytische Kalkulation	Messung am La- bormuster		
Thyristor T ₂	60 V (ideal)	60 V (transient)	15 814	13 815		
Diode D ₂	60 V (ideal)	60 V (transient)	9 844	7 956		
Diode D ₁	60 V (ideal)	60 V (transient)	15 814	14 40		

Tabelle 4.3 Technische Spezifikation des herunterskaliertem Labormusters

Entwicklung, Aufbau und Tests eines Vollstromlabormusters

Auf Basis der Kenntnisse, die aus der analytischen Betrachtung, den Simulationsstudien und des herunterskalierten Labormuster gewonnen wurden, konnte das Vollstromlabormuster entwickelt werden. Dazu wurde das Infineon Thyristor Modul TZ860N16KOF ausgewählt. Die Kernparameter und die Berechnung von Verlusten und Temperatur sind in Abbildung 4.12 zusammengestellt. Das Modul hat im Nennbetrieb eine Verlustleistung von ca. 700 W. Um die Sperrschichttemperatur unter 120°C sicherzustellen, darf die Kühlertemperatur 82°C nicht überschreiten.

Um die thermische Anforderung zu erfüllen, wurde ein entsprechendes Kühlsystem ausgelegt und entwickelt. Der Aufbau des Thyristorsatzes mit Kühlsystem ist in Abbildung 4.13 dargestellt.

Infineon TZ860N16KOF module selected

- V_{DRM} / V_{RRM} = 1600 V
- I_{TAVM} = 860 A (T_C = 85°C)
- I_{TASM} = 46 kA
- $V_{T0} = 0.8 V$, $V_{T0} = 0.145 m\Omega$



Therma	l calculation	results	at	rated
current	(750 A DC)			

v_ то	
r_T	
I_DC	
V_T	
P_loss	
R_th,JC (DC)	
Delta_T,JC	
R_th,CH	
Delta_T,CH	
Dalta-T;JH	
T_vj,max	
Reserve	
T_H,max	

Abbildung 4.12 Infineon Thyristor Modul als DC-Schalter, Kalkulation von Verlusten und thermischen Character



Abbildung 4.13 Aufbau des Thyristorsatzes

Abbildung 4.14 zeigt den Vollstromlabormuster und den Testaufbau. Statt an der Laborstromversorgung war die DC-Versorgung direkt an einem AC/DC Stromrichter vom Typ "SC Flex" angeschlossen. Mit diesem Testaufbau konnte der DC-Schalter bei Nennstrom- und- Spannung (800V / 750 A) getestet werden. Die Testergebnisse zeigen eine sehr gute Erfüllung der technischen Anforderung. Der Abschaltvorgang hat eine sehr geringe Verzögerungszeit von ca. 0,7 ms. Damit ist die Umschaltzeit um ein wesentliches schneller, als bei mechanischen DC- Schützen (bis mehre Minisekunden). Die Steuerungssignal wird mittels eines Lichtwellenleiters übertragen, damit die Kommunikation zwischen DC-Schalter und Steuereinheit EMV-unempfindlich ist.



 $\frac{\text{Test specification (lab sample ver.}}{\underline{3})}$

- Hardware identical as lab sample ver. 2, with new software
- Test voltage up to 820 VDC
- Test current up to 800 ADC

Test results identical as results from lab sample ver. 2 \rightarrow software works properly





Abbildung 4.14 Vollstromlabormuster (Version 1) des DC-Schalters und Versuchsaufbau und Testergebnisse

Entwicklung des Prototyps und Typprüfung

Auf Basis der erfolgreichen Validierung des Labormusters wurde der Prototyp der P2H-Einheit entwickelt, gebaut und getestet. Abbildung 4.15 (a) zeigt die mechanische Konstruktion des DC-Schalter-Satzes. Die beiden Thyristorschalter wurden auf dem Kühlkörper montiert und ein gemeinsamer Lüftersorgt für die nötigen Abtransport der Wärme. Abbildung 4.15 (b) zeigt den mechanischen Aufbau des P2H-Scharanks und das Foto des Prototyps.



(a)



(b)

Abbildung 4.15 (a) Mechanische Konstruktion des DC-Schalters mit zwei Thyristor Modulen, (b) mechanische Konstruktion und Prototyp des P2H Schranks

Der Labor-Testaufbau des P2H Prototyps ist in Abbildung 4.16 dargestellt. Um die beiden Durchlauferhitzer mit voller Leistung zu emulieren, wurden zwei Lastwiderstände in der entsprechenden Leistungsklasse verwendet.

Der linke Teil der Abbildung 4.17 zeigt das Messergebnis, wenn die beiden Thyristor-Schalter gleichzeitig ein- und abgeschaltet werden (je 100 kW); der rechte Teil zeigt das Ergebnis, wenn die beiden Thyristor-Schalter nacheinander ein- und abgeschaltet werden (mit unterschiedlichen Leistungen). Die beiden Fälle entsprechen den kritischen Steuer- und Kommutierungsbedingungen.



Abbildung 4.16 Labortest des P2H Schranks



Abbildung 4.17 Testergebnisse des P2H Prototyps

Für die endgültige Freigabe des Prototyps eine Typprüfung normgemäß durchgeführt, inkl. Sichtprüfung, Isolationsprüfung, Funktionsprüfung, Erwärmungsprüfung, usw. Der Screenshot des Typprüfprotokolls wird in Abbildung 4.18 gegeben.

AEG			POWER SOLUTIONS
Typprüfprotokoll Type test report			
Name des Dokuments Name of document	Convert SC P2H-9	10-910-1400-EN60146-1-1-20	10_TPP
Revision Revision	00		
AEG interne Referenz AEG internal reference	Convert-SC-P2H-El Rev 00 // 16.03.201	N60146-1-1-2010_00_TPP.xls 8	x
Baureihe Series	Convert SC P2H		
Gerätetyp Product type	G910 G910 / 1400 /	A	
Ordemummer Order-No.			
Serialnummer Serial-No.	70186522/001		
CNF-Nummer CNF-No.			
Materialnummer Material-No.	8000065259		
KKS-Kennzeichen Tag name			
Folgende Unterlagen Following documents Die Prüfungen wurder The test has been pas	wurden zur Prüfung verwer were used for the tests: erfolgreich bestanden ger sed in accordance with:	ndet: Siehe 2. Seite See page 2 mäß: Siehe 2. Seite See page 2	
Datum Prüffeld	Entwicklung	Werkssachverständiger	AEG Power Solutions Gmbl
Date Test field	Development	Authorized Expert	Emil-Siepmann-Str. 3 D-59581 Warstein-Beleck
06.09.2018	H Wegener	I. Rüth	Tel: +49 2902 763 Fax: +49 2902 763 68

Abbildung 4.18 Typprüfprotokoll der P2H-Einheit

Inbetriebnahme und Feldtests

Der Prototyp wurde im Oktober 2021 erfolgreich im Feld installiert und in Betrieb genommen. Abbildung 4.20 zeigt exemplarisch einige Messergebnisse der Leistungsumschaltung zwischen Batterie und P2H-Einheit. Mit dem innovativen Thyristor-basierenden Halbleiterschalter konnten die Projektziele bezüglich der Schaltdynamik und eine deutlich erhöhte Anzahl der Schaltspiele erfolgreich erreicht werden.



Abbildung 4.19 Installation des P2H Schranks bei swb

Alle Probleme, die während der Feldtests auftauchten (EMV-Problem und Safety Chain in Software), konnten durch Optimierung von Hard- und- Software im Rahmen von Service-Einsätzen behoben werden.

Abschlussbericht HyReK 2.0



Abbildung 4.20 Ausgewählte Testergebnisse bei verschiedenen Betriebsarten

4.3. Schnittstellen und Kommunikation (DLR)

Für die Beantwortung der im Rahmen dieses Projektes adressierten wissenschaftlichen Fragestellungen ist eine Schnittstelle zur Erfassung der Messdaten des sich im Betrieb befindlichen HyReKs unabdingbar. Die Überwachung des HyReKs findet derzeit einerseits durch die swb als Betreiber der Anlage statt, aber anderseits auch durch den Batteriehersteller, der ein umfangreiches Monitoring implementiert hat. Im Folgenden werden die für wissenschaftliche Fragestellungen zur Verfügung stehenden Datenquellen vorgestellt.

Tebis Daten

Zentrale Monitoring-Daten und abrechnungsrelevante Betriebsdaten werden in einem TeBIS-System aufgezeichnet. TeBIS ist ein Prozessdatenmanagementsystem der Firma Steinhaus Informationssysteme GmbH. Vom HyReK werden darin die in Tabelle 4.4 gelisteten Messkanäle von jedem der drei HyReK-Module dauerhaft gespeichert. Die Messkanäle werden in einem ein-sekündlichen Raster gespeichert. Aufgrund der zu erwartenden Datenmenge, wurden aber im Rahmen des Projektes die Daten nur in einem ein-stündlichen Raster exportiert und ausgewertet. Daher wurde diese Datenquelle hauptsächlich zur Validierung verwendet.

Leistungssollwert Modul x	Leistungsistwert Modul x	Wärmemenge Modul x
SOC Modul x Bank 1 - 8	SOH Modul x Bank 1 - 8	Netzfrequenz Modul x
15 MinWert P2H Modul x	Temp hi E-Kessel	Stellung RV v. E-Kessel
SW Regler Temp hi E-Kessel	F E-Kessel Modul x	max Temp online Rack Bank 1 - 8

Tabelle 4.4 Messkanäle im Prozessdatenmanagementsystem TeBIS eines Moduls

Batteriedaten

Jede der 24 Batteriebänke wird von einem Batterie Bank Management System Computer verwaltetet. Dieser protokolliert zahlreiche Parameter und Messgrößen von der Batterie-Bank-, -Rack- und -Modul-Ebene in verschiedenen Aggregationen. Darunter sind auch so fundamentale Größen wie: DCCurrentA, DCPowerkW, SOC und SOH.

Power-to-Heat Daten

Zu Abrechnungszwecken werden aus den DC-Leistungen der Umrichter auch die 15-Minuten Leistungsmittelwerte an den Elektrokesseln berechnet. Diese Messreihen sind für die drei Elektrokessel in einem 15-Minuten Zeitraster verfügbar.

Datenablage

Die Umrichter-, Batteriesystem- und Netzfrequenzmessungen liegen zunächst als CSV-Dateien vor. Die CSV-Dateien beinhalten mehrere Messgrößen in einem Zeitbereich. Die CSV-Datei des Batteriesystems enthalten zusätzlich einen Dateikopf, in dem unter anderem die eingesetzte Softwareversion steht.

Zur Verwendung eines Messkanals in einem Zeitfenster für eine Simulation oder Auswertung, müssen die passenden Dateien bestimmt und ausgelesen werden. Prinzipbedingt ist das Lesen von CSV-Dateien mit einem hohen algorithmischen Aufwand verbunden. Um diesen zu reduzieren und damit das Laden der Daten erheblich zu beschleunigen, wurden alle Messdaten in das HDF5-Format konvertiert (The HDF Group 2021). Der Einfachheit halber, wurden die Messdaten eines Messkanals und eines bestimmten Zeitraums (beispielweise eines Tages) in eine HDF5-Datei gespeichert. Über den vollständigen Dateipfad ist kodiert, um welchen Messkanal und welchen Zeitraum es sich handelt. Für das Lesen wird der vollständige Dateipfad konstruiert und die Datei geladen.

In den HDF5-Dateien liegen in Messdaten, je nach Typ, als uint32, boolean, single oder double precision floats vor und sind komprimiert. Die Daten benötigen so nur etwas 1,5% des Speicherplatzes der CSV-Daten. Die HDF5-Dateien können sehr einfach unter anderem mit Matlab und Python gelesen werden.

4.4. Messkonzept und Messtechnik (swb)

Um die Abgrenzung des Hyrek zu Gewährleisten verfügt es über einige Zähler und Messungen. Diese werden in diesem Kapitel beschrieben. Wie im Kapitel 1.1.1 Leistungsvorgabe PRL beschrieben, ist die PRL Funktion des Hyreks direkt an die Frequenz gekoppelt daher bildet die Frequenzmessung eine grundlegende Funktion.

4.4.1. Leistungsmessung

Um den Hauptengeriefluss zu Messen wurde in der Einspeisunhg der 6kV Mittelspannungsanlage eine Zähleinrichtung installiert. Diese zählt alle Energieflüsse, die das Hyrek generiert. Verluste und Eigenbedarfe werden durch 400V Eigenverbräuchs Zähler der drei Module davon abgegrenzt. Dazu wurde an jedem der 400V Hilfsversorgungsabgänge eine Zähleinrichtung installiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die anordnung der Zähler.



Abbildung 4.21 Prinzip Sektorenkopplung Strom mit Wärme

Für die Abgrenzung der Wärmemenge wurde im Fernwärmezweige pro Modul ein Wärmemengenzähler installiert. Zusammen mit der von den Wechselrichtern gemessen P2H Energie können dann die Umlagen auf die Energieformänderungen erzeugt werden.

4.4.2. Wärmezähler

Der Wärmemengenzähler ist ein universelles Rechenwerk zur Wärmemessung zusammen mit einem impulsgebenden Durchflusssensor sowie einem 2-Leiter Temperaturfühlerpaar im Vorlauf und Rücklauf. In Kombination mit dem Kamstrup Ultraschalldurchflusssensor ULTRAFLOW[®] bietet der Zähler noch erweiterte Funktionen. Dank seiner hohen Messgenauigkeit registriert der Zähler den genauen Verbrauch über die ganze Lebensdauer des Zählers. Der Zähler ist wartungsfrei, hat eine lange Lebensdauer, und garantiert somit minimale jährliche Betriebskosten.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Daten des Wärmezählers

Norm	EN 1434:2007, prEN 1434:2009 und OIML R75:2002				
EU-Richtlinien	Messinstrumentrichtlinie (MID), Niederspannungsrichtlinie, Elektromagnetische Verträglichkeit				
Wärmezählerzulassung Temperaturbereich Differenzbereich Kältezähler Temperaturbereich Differenzbereich	DK-0200-MH θ: 2°C180 ΔΘ: 3 K17 θ: 2°C50°C ΔΘ: 3 K40	004-020 °С 0 К С К	Die angegebenen Mindesttemperaturen sind nur auf die Typenzulassung bezogen. Der Zähler enthält keine Aufsperrung für niedrige Temperatur und mißt bis zu 0,01°C und 0,01 K.		
Genauigkeit	$E_{c} \pm (0,5 + \Delta\Theta_{min}/\Delta\Theta) \%$				
Temperaturfühler	-Typ 602-A -Typ 602-B und 602-D -Typ 602-C		Pt100 – EN 60 751, Zweileiteranschluss Pt500 – EN 60 751, Vierleiteranschluss Pt500 – EN 60 751, Zweileiteranschluss		
Kompatible Durchflusszählertypen	-ULTRAFLOW -Elektronisci -Mechanisci -Mechanisci	/® he Zähler mit he Zähler mit he Zähler mit	aktivem 24 V impulsausgang elektronischer Abtasteinheit Reed-Schalter		
Durchflusszählergrößen	[kWh] qp 0,6 m ³ /h15 m ³ /h [MWh] qp 0,6 m ³ /h1500 m ³ /h [G]] qp 0,6 m ³ /h3000 m ³ /h				
EN 1434 Bezeichnung	Umweltklass	se A und C			
MID Bezeichnung	Mechanisch	e Umwelt: Kla	asse M1		
	Elektromagn	netische Umw	velt: Klasse E1 und E2		
	− Nichtkondensierende Umwelt, geschlossener Raum (Innenmontage) 5…55 °C				

Abbildung 4.22 Wärmezähler

4.4.3. Frequenzmessung

Das Frequenzmessgerät bestimmt die Frequenz der Versorgungsspannung, indem die Zeit zwischen den Nulldurchgängen der Sinus-Schwingung der Versorgungsspannung gemessen wird. Die Zeitmessung wird in regelmäßigen Abständen mit einer Referenzzeitquelle kalibriert, wodurch eine hohe Genauigkeit erreicht wird. Die Übertragung der Messwerte zum EMS erfolgt über Modbus / TCP. Die technischen Daten der Frequenzmessung sind folgender Tabelle zu entnehmen:

Messgerät:	
Gehäuse (BTH)	120 * 105 * 45 mm
(mit Hutschienenhalter bei -fh)	120 * 105 * 57 mm
Gewicht	ca. 350 g
Temperaturbereich Betrieb	-25 °C bis +85 °C
Temperaturbereich Lagerung	-40 °C bis +85 °C
Schutzart Gehäuse	IP30
GPS-Empfänger (nur Version -fgps):	
Gehäuse (BTH)	61 * 61 * 19,5 mm
Gewicht	160 g
Verbindungskabel Länge	5 m
Temperaturbereich Betrieb -fgps	-30 °C bis +80 °C
Temperaturbereich Lagerung	-40 °C bis +90 °C
Schutzart GPS-Gehäuse	IPX7 (wasserdicht)
Hutschienen-Netzteil (nur Version -fh):	
Gehäuse (BTH)	54 * 90 * 63 mm
Stromversorgung	6 V AC
Stromaufnahme	< 450 mA
Leistungsaufnahme	< 4,5 VA
Netzteil	230 V AC
Frequenzmessung	
Messbereich	45 Hz bis 65 Hz
Auflösung	0,1 mHz
Genauigkeit Messperiode 1 s	+/- 1 mHz
Genauigkeit Messperiode <250 ms	+/- 5 mHz

Abbildung 4.23 Datenblatt des Frequenzmessgerätes eines Hyrek-Moduls

4.5. Messkonzept und Messtechnik (DLR)

Für die Bearbeitung der wissenschaftlichen Fragestellungen innerhalb des Projektes wurden die Zustände und somit die Messwerte der Wechselrichter als relevant identifiziert.

Einige Gründe warum der Wechselrichterzustand relevant ist, sind, dass an den Wechselrichtern die Sollwert-Vorgabe stattfindet, während die Batterien passiv arbeiten und nur überwacht werden. Die Wechselrichter sind die Schnittstelle zum Wechselspannungsnetz. Die Wechselrichter kontrollieren den DC-Schalter.

Für das Auslesen des Wechselrichter-Zustands wurde gemeinsam mit dem Konsortium ein Konzept entwickelt. Über das Protokoll Modbus/TCP stellt der Wechselrichter eine große Menge an Informationen bereit, die den aktuellen Zustand beschreiben. Historische Daten werden nicht vorgehalten. Da das Ziel eine langfristige Datenerfassung und Speicherung ist, wurde ein zusätzlicher PC angeschafft und im HyReK installiert. Auf diesem Rechner läuft eine eigens vom DLR entwickelte Software, die per Modbus/TCP mehrere Geräte auslesen kann und die ausgelesenen Werte lokal abspeichert. Das Projektkonsortium hat sich darauf verständigt, dass die acht Wechselrichter eines HyReK-Moduls alle fünf Sekunden ausgelesen und die Daten aufgezeichnet werden.

Aufgezeichnet werden: Aktuelle Uhrzeit, Modus (Leerlauf, Laden, Entladen, Elektrokesselbetrieb), Status (z.B. Netzfehler), Parameter auf DC- und AC-Seite (Strom, Spannung, Leistung), besondere Wechselstromparameter (Cos(Phi), Netzfrequenz, Schein-/Blind-/Wirkleistung), Summe der bisher geladenen/entladenen Energie, aktueller Leistungssollwert und Sollwert der Schalterstellung.

Die aufgezeichneten Daten liegen in einem CSV-Format vor. Pro Tag wird eine Datei angelegt. Die aufgezeichneten Daten werden per USB-Stick transferiert, da aus Sicherheitsgründen kein Fernzugriff auf das Kraftwerknetzwerk zulässig ist. Im DLR werden die CSV-Dateien in das HDF5 konvertiert.

4.6. Umsetzung Betriebsstrategien und Messkonzept (swb)

4.6.1. Energiemanagementsystem

Das Energie-Management-System (EMS) bildet die zentrale Steuereinheit des Hyreks. Die Steuerung ist in das Kraftwerkleitsystem eingebunden, von der PCS7 Oberfläche lassen sich alle Prozesse des Hyreks steuern, bedienen und überwachen. In Abschnitt 1.1 werden die einzelnen Bilder und Prozesse des Hyreks Leitsystems erklärt. Das Herzstück des EMS bildet die S7-410 Steuerung, diese befindet sich im Steuerschrank des Master Wechselrichter Container der einzelnen Module. Die S7 Steuerung bildet das Bindeglied zwischen Wechselrichtersteuerung, Batterie Managment System, E-Kessel, Frequenzmessung sowie dezentralen Klemmen. Im EMS werden Messdaten, Statis, Warnungen und Alarme aus den einzelnen Komponenten verarbeitet. Die Batterieverwaltung des Leitstystems bildet die Hauptsteuerzentrale hier werden die frequenzabhängigen Leistungsvorgaben berechnet und an die 24 Untersysteme verteilt. Ebenfalls kann hier der PRL Modus verlassen und zu einer termingesteuerten Fahrweise des Hyreks gewechselt werden.

4.6.2. Schnittstellen des EMS

Die Kommunikation zwischen Steuerung, Wechselrichter und Batterie erfolgt per Modbus/TCP. Die Daten des E-Kessel werden via Profinet aus den dezentralen Klemmen des ET-200 Systemens verabreitet. Die Schnittstelle zum Vermarkter wurde in der Mittelspannungs S7 im Block14 angeschlossen in der auch alle Signale der 6kV Mittelspannungsanlagen 1BA und 1BB und des Netztransformator 1BT01 aufgenommen werden. Das Hyrek ist über den Terminal Bus an das Heizwerk Block 15 angebunden.



Abbildung 4.24 Bus Anbindung eines HyReK Moduls

4.6.3. Automatische Erbringung der Primärregelleistung

An jedem Hyrek Modul ist ein hochgenaues Netzfrequenzmessgerät verbaut, welches mit einer Genauigkeit ±1,0 mHz die aktuell vorliegende Netzfrequenz misst. Die sekündlich gemessenen Messwerte werden in der im Modul verbauten zentralen PCS7- 410 Steuereinheit des Energiemanagementsystems zur Verfügung gestellt. Diese berechnet nach Abschnitt 1.1.1 die Sollleistung der einzelnen Wechselrichter.

4.6.4. Kommunikation mit virtuellem Kraftwerk von Uniper

Das EMS des Hyreks übernimmt die Kommunikation mit dem Kraftwerkspool von Uniper. Folgende Daten werden zwischen dem virtuellen Kraftwerk von Uniper und dem EMS Hyrek getauscht:

Vom Hyrek zur Leitwarte von Uniper:

- Ladezustand
- Aktuell verfügbare Leistung
- Aktuelle Leistung
- Frequenz

Abschlussbericht HyReK 2.0

- Sammelstörmeldung (Bitmaske, ein Bit ändert sich bei entsprechendem Fehler)

Von der Leitwarte Uniper zum Hyrek:

- Aktivierung Primärregelleistung mit Vorgabe der vermarkteten Leistung

Von der Uniper Energy-Leitwarte werden ausgewählte Datenpunkte an TenneT gemäß der mit TenneT abgestimmten Datenpunktliste für PRL übermittelt.

4.7. Umsetzung Betriebsstrategien und Messkonzept (AEG PS)

In der folgenden Abbildung ist schematisch die Umsetzung des in Abschnitt 4.2 beschriebenen Aufbaus gezeigt. Die von der Steuerung anzusteuernden Komponenten sind in der Abbildung mit roten Pfeilen markiert. Gemessen wird die DC-Spannung an den DC-Klemmen des Wechselrichters, der Eingangsstrom des Wechselrichters und der Batteriestrom. Der Strom, der durch die Laststufen fließt, der zur Überwachung des Schaltzustandes der Thyristoren V1 und V2 dient, wird nicht direkt gemessen, sondern indirekt über Differenzbildung des Batterie- mit dem Wechselrichterstrom, ermittelt.



Abbildung 4.25: Schematischer Aufbau der Realisierung einer Anlage im Hyrek

Wie in Abschnitt 4.2 beschrieben wird der Löschthyristor nur für wenige Millisekunden angesteuert. Daher werden die Bauteile des Löschkreises ebenfalls nur eine sehr kurze Zeit beansprucht. Aus diesem Grund wird die Baugruppe auf denen die beiden Löschkreise angeordnet sind nicht zusätzlich forciert gekühlt. Die Thyristoren V1 und V2 die den Laststrom dauerhaft führen müssen befinden sich auf einem Kühlkörper, der mit einem Lüfter gekühlt werden kann. Die Ansteuerung der Komponenten in den einzelnen Betriebszuständen aus Abschnitt 2.2 lauten wie folgt.

Mode 0 - Laden bzw. Entladen in die Batterie.

- + V1: nicht angesteuert
- + V2: nicht angesteuert
- + V4: angesteuert (wird dauerhaft angesteuert)

Mode 1 - Entladen der Batterie.

- + V1: nicht angesteuert
- + V2: nicht angesteuert
- + V4: angesteuert (wird dauerhaft angesteuert)

Mode 2 - Laden der Batterie.

+ V1Fire:	nicht angesteuert
+ V2Fire:	nicht angesteuert
+ V4:	angesteuert (wird dauerhaft angesteuert)

Mode 3 - Laden in den Widerstand Stufe 1.

+ V1Fire:	angesteuert (wird nicht	dauerhaft	angesteuert,	nur kurzer	Impuls)
-----------	---------------	------------	-----------	--------------	------------	---------

- + V2Fire: nicht angesteuert
- + V4: nicht angesteuert
- + Lüfter: angesteuert

Mode 4 - Laden in Widerstand Stufe 1 und 2:

- + V1: angesteuert (wird nicht dauerhaft angesteuert, nur kurzer Impuls)
- + V2: angesteuert (wird nicht dauerhaft angesteuert, nur kurzer Impuls)
- + V4: nicht angesteuert
- + Lüfter: angesteuert

Beim Umschalten zwischen den Betriebszuständen, in denen die Thyristoren der Laststufe ausgeschaltet werden müssen, wird immer ein kurzer Schaltimpuls an die Löschthyristoren V11 und V12 gesendet. Dieser Vorgang ist besonders kritisch, denn wenn das Verlöschen nicht gelingt, besteht die Gefahr, dass einer der Schaltthyristoren V1 oder V2 noch aktiv sind, und dieser die Batterie dauerhaft entlad. In diesem Fall ist ein Ausschalten der Batteriethyristoren V4 nicht mehr ohne weiters möglich. Daher wird falls dieser Zustand einritt, die Anlage ausgeschaltet werden, und die Batterie durch die überlagerte Steuerung über ein Schütz mechanisch getrennt werden.

Abschlussbericht HyReK 2.0

4.8. Beschleunigte Alterungstests Batteriezellen; Validierung und Erweiterung des Batteriealterungsmodells (DLR)

Beschleunigte Alterungstests Batteriezellen

Zur Untersuchung des Alterungsverhaltens der HyReK-Batteriezellen wird eine Batterietestreihe durchgeführt. Eine Beschleunigung der Batteriealterung ist über eine Intensiverung der betrachteten Stressfaktoren (Stromstärke, mittlerer SOC, DOD und Temperatur) möglich. Dabei muss allerdings sichergestellt werden, dass die in der Batterie wirkenden Alterungsmechanismen nur beschleunigt und nicht verändert werden (Gewald et al. 2020). Bei den betrachteten Batteriezellen handelt es sich um 64Ah NMC Zellen mit einem Spannungsbereich von 3,0 bis 4,2 V. Diese wurden in vier Vötsch Klimakammern auf 23°C temperiert und mittels eines Maccor 4000 Batterietesters zyklisiert und charakterisiert. Im Folgenden werden die durchgeführten Batteriealterungstests für die kalendarische und die zyklische Alterung beschrieben.

In den *kalendarischen Alterungstests* wurden insgesamt 12 Batteriezellen bei drei SOC (50%, 70% und 90% SOC) und zwei Temperaturen (23°C und 40°C) gelagert und alle 60 Tage charakterisiert. Die Charakterisierung umfasst eine Kapazitätsmessung mit 1C, einen Pulstest zur Bestimmung des Innenwiederstandes bei drei SOC und eine langsame Entladung mit 1/10C zur Bestimmung der Incremental Capacity Analysis (Krupp et al. 2022).

In der zyklischen Alterung sollen die tatsächlich im Primärregelleistungsbetrieb wirkenden Alterungsmechanismen erfasst werden. Dafür wird der Stressfaktorraum der Batterietests über die Auswertung eines simulierten Primärregelleistungsprofils auf Basis von Frequenzdaten aus dem Jahre 2019 ermittelt. Je höher die Frequenzabweichung von 50 Hz ist, desto mehr Primärregelleistung wird erbracht, bis bei einer Abweichung von 0,2 Hz die maximale präqualifizierte Leistung bereitgestellt wird. Der Durchschnitt der Netzfrequenzschwankungen liegt in 2019 bei 17,0 mHz. Dies führt bei der Verschaltung des 14 MWh Hy-ReK-Batteriespeichers und einer präqualifizierten Leistung von 18 MW zu einem Strom von etwa 8,3A pro Zelle (bestimmt bei Nominalspannung der Zelle). Um eine Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Batteriekapazitäten herzustellen, wird die C-Rate verwendet. Die C-Rate ist der auf die Nominalkapazität bezogenen Strom - 64 A entsprechen bei den betrachteten 64 Ah Zellen einer Stromrate von 1C. Die durchschnittliche Zell-Stromrate liegt damit bei etwas über 0,1C. Bei Volllast wird eine maximale Stromrate von ca. 1,5C abgerufen. Der DOD der Batterie wird durch die Dauer und Leistung der Belastungspulse bestimmt. Die meisten Belastungspulse im PRL-Betrieb dauern deutlich weniger als eine Minute an. Etwa 50% der abgerufenen Leistungen liegen bei unter 10% der präqualifizierten Leistung. Hieraus ergeben sich sehr kleine DOD im Bereich von 0,2% für die HyReK-Dimensionierung. Der PRL-Betrieb wird daher durch eine Abfolge von Zyklen mit kleinem DOD bestimmt. Der mittlere SOC des Batteriespeichers ist nach oben und unten durch das 15-Minutenkriterium begrenzt. Je größer die Gesamtkapazität des Speichers, desto weiter kann der SOC-Bereich ausgenutzt werden. Im HyReK-System kann die Leistungsaufnahme über das Power-to-Heat-Modul erfolgen. Somit kann der mittlere Ladezustand des Batteriespeichers theoretisch bis auf 90% SOC angehoben werden. Aus diesem Grund wird sich in der Batterietestreihe speziell auf hohe mittlere Ladezustände zwischen 50% und 90% SOC konzentriert. Zusammenfassend zeichnet sich der PRL-Betrieb durch kleine Stromraten, kleine DOD und im Falle des HyReK-Konzeptes hohe mittlere SOC aus. Die darauf basierende Begrenzung des Stressfaktorraumes ist in Abbildung 51 dargestellt. Weiterhin sind die 14 durchgeführten Einzelzelltests eingezeichnet. Insbesondere wurde die Alterung bei verschiedenen DOD und mittleren SOC bei einer Stromrate von 0,5C erfasst. Diese wurde als Kompromiss zwischen niedrigen Stromraten im PRL-Betrieb und beschleunigter Alterung gewählt. Die Messungen bei verschiedenen Stromraten, einem mittleren SOC von 70% und einem DOD von 10% wurden zur Untersuchung der Auswirkung der Sromrate auf die Alterung bei niedrigen DOD vorgesehen. Die Messung bei 2C, 50% SOC und

100% DOD deckt die maximale Belastung der Batterien im Falle von vollständiger Ladung und Entladung des Speichers bei maximaler Leistung ab. Die Zellen werden im Test mit den dargestellten Stressfaktoren zyklisiert und alle 100 Zyklen charakterisiert.



Abbildung 4.26: Begrenzung des Stressfaktorraumes (Linie) der zyklischen Batterietests und Stressfaktoreinstellungen der durchgeführten Messungen (Marker).

Analyse der Batteriealterung, Modellparametrierung und Post-Mortem Analyse

Zur Analyse der Batteriealterung wurde der Kapazitätsverlust in der kalendarischen und zyklischen Alterung ausgewertet und über der Zeit bzw. der Anzahl an EFC aufgetragen. Anhand der Messdaten erfolgt die Parametrierung der in Abschnitt 1.4 eingeführten Alterungsmodelle.

Abbildung 4.27 zeigt die Messergebnisse der *kalendarischen Alterung* mit je zwei Zellen, die bei festem SOC und fester Temperatur gealtert wurden und den RMSE des daran parametrierten Modells. Eine besondere Herausforderung in der kalendarischen Alterung stellte die Analyse des Einflusses der Charakterisierungsmessung auf den gemessenen Kapazitätsverlust dar. Die Zellen zeigten einen Kapazitätsgewinn in den ersten Charakterisierungsmessungen, der auf einen Abfall des Innenwiederstandes aufgrund von Oberflächenvergrößerung der Aktivmaterialien zurückgeführt werden konnte. Nach Erreichen des Minimums des Kapazitätsverlustes steigt der dieser näherungsweise linear an. Der Einfluss der Charaterisierung wurde in der Veröffentlichung von Krupp et al. (Krupp et al. 2022) diskutiert und die gewonnen Daten um diesen korrigiert.



Abbildung 4.27: Kapazitätsverlust der kalendarischen Alterung bei verschiedenen SOC und Temperaturen. Die Marker sind die Messdaten der je zwei pro Stressfaktoreinstellung getesteten Zellen, die Linie ist das Ergebnis der Kapazitätsverlustmodellierung (Krupp et al. 2022).

Der kalendarische Kapazitätsverlust zeigt eine abflachende Zeitabhängigkeit und einen deutlichen Anstieg des Kapazitätsverlustes mit der Temperatur. Zu höheren SOC flacht der Kapazitätsverlust ab, was beispielsweise an der Übereinstimmung des Kapazitätsverlustes bei 90% und 70% SOC und 40°C zu erkennen ist. Die Modellparameter des im Abschnitt 1.4 vorgestellten kalendarischen Alterungsmodells sind in der zugehörigen Veröffentlichung zusammengefasst (Krupp et al. 2022).

Im *zyklischen Alterungsmodell* werden zwei Alterungsmechanismen beschrieben. Um eine hohe Extrapolationsfäigkeit des Modelles zu gewährleisten, sollten die Modellgleichungen nur mit Messdaten parametriert werden, in denen der beschriebene Alterungsmechanismus tatsächlich auftritt. Hierzu werden vor Parametrierung des Modelles die zugehörigen Alteurngsmodi (Loss of Lithium Inventory (LLI) und Loss of Active Material (LAM)) der einzelnen zyklischen Alterungsmessungen bestimmt. Ursprünglich war im Projekt eine Post-Mortem-Analyse der zyklisierten Zellen vorgesehen. Diese wurde nach Absprache mit dem Projektträger durch eine nicht-destruktive Incremental Capacity Analysis ersetzt, da die Zellen unter PRL-Bedingungen nur langsam alterten und die Projektzeit durch eine längere Zyklisierung dieser und parallele Auswertung der ICA besser genutzt werden konnte. In der ICA wird die Änderung der Ladung mit der Änderung der Spannung über der Batteriespannung aufgetragen. Eine beispielhafte IC-Kurve einer NMC-Zelle ist in Abbildung 4.28 dargestellt.



Abbildung 4.28: Incremental Capacity (IC) aufgetragen über der Batteriespannung. Die Änderung der markierten Peakflächen gibt Aufschluss über wirkende Alterungsmodi in der Batterie (Krupp et al. (submitted 2022)).

Die Änderung der Peak-Flächen der IC-Peaks mit der Alterung der Batterie gibt Aufschluss über wirkende Alterungsmodi in der Zelle, welche wiederum mit den modellierten Alterungsmechanismen verknüpft werden können. Kurzgefasst werden alle Messungen, die ausschließlich einen Abfall des dritten IC-Peaks aufweisen dem Alterungmodus LLI zugeordnet und damit zur Parametrierung des Basisalterungsmechanismus Rissbildung und Reformierung der SEI verwendet. Eine genaue Beschreibung der Auswertungsmethode erfolgt in der zum zyklischen Alterungmodell zugehörigen Veröffentlichung (Krupp et al. (submitted 2022)).

In Abbildung 4.29 sind Ergebnisse des Kapazitätsverlustes der zyklischen Alterungmessungen jeweils für den Aterungsmechanismus SEI-Bildung und Rissbilung im Aktivmaterial dargestellt. Abbildung 4.29a zeigt die Messungen bei verschiedenen Entladetiefen, die bis 60% DOD dem Alterungsmechanismus Rissbildung und Reformierung der SEI zugeordnet wurden. In Abbildung 4.29b sind alle Messungen dargestellt, die zusätzlich den Alterungmodus LAM aufweisen und daher zur Parametrierung des Alterungsmechanismus Rissbildung Rissbildung im Anoden-Aktivmaterial verwendet werden.



Abbildung 4.29: Gemessener und modellierter Kapazitätsverlust bei (a): verschiedenen DOD bis 60% DOD, einer Stromrate von 0,5C und 50% mittlerem SOC. (b): 80% und 90% DOD, 0,5C und 50% mittlerem SOC und 100% DOD, 2C (Krupp et al. (submitted 2022)).

Der Modellanteil zur Beschreibung des Grundalterungsmechanismus Rissbildung und Reformierung der SEI kann den Kapazitätsverlust der Messungen bei niedrigen DOD (Abb. Abbildung 4.29a) mit einer kleinen absoluten Abweichung von unter 0,5% Kapazitätsverlust beschreiben. Einzige Ausnahme stellt die 60% DOD Messung dar. Diese zeigt ein unerwartetes Alterunsverhalten, da sie keinen höheren Kapazitätsverlust aufweist als die 50% DOD Messung. Der Modellteil zur Beschreibung der Rissbildung im Aktivmaterial kann den exponentiellen Kapazitätsverlust der Batterien bei hohen DOD, insbesondere kombiniert mit hohen Stromraten, abbilden. Dieser ist in Abbildung Abbildung 4.29b bei der 100% DOD und 2C Messung erknnbar. Die sich ergebenden Modellparameter des zyklischen Alterungsmodelles sind in der zugehörigen Veröffentlichung dargestestellt (Krupp et al. (submitted 2022)).

Validierung des Alterungsmodells

Das Alterungsmodell wird an einer Zelle, welche mit einem an den Primärregelleistungsbetrieb angepassten Leistungsprofil gealtert wurde validiert. Das Leistungsprofil wurde auf Basis von einer Woche Frequenzdaten ab dem 10. Oktober 2019 berechnet. Hierzu wurden alle Primärregelleistungs-Regeln und -Freiheitsgrade berücksichtigt. Die maximale präqualifizierte Leistung beträgt unter der im HyReK vorliegenden Verschaltung und 18MW präqualifizierter Systemleitung maximal 300W pro Zelle. Der Start- und Ziel-SOC im Profil beträgt 50% SOC. Der Primärregelleistungsbetrieb zeichnet sich durch kleine Stromraten und niedrige DOD aus. Der mittlere SOC der frischen Batteriezelle (etwa 61Ah) variiert im Validierungsprofil zwischen 20% und 65% SOC. Der SOC der Batterie im Validierungsprofil wird aus den zugehörigen Messdaten über Coulomb-Counting ermittelt. Anschließend werden aus dem SOC-Profil die enthaltenen Belastungszyklen ausgewertet. Hierzu wird der Rainflow-Algorithmus (Matlab-Funktion Rainflow) genutzt. Dieser stammt aus der Bruchmechanik und ist in der Lage, kleinere abgeschlossene Belastungszyklen in einem dynamischen Belastungsprofil zu identifizieren. Der Output der Funktion sind der Start- und Endzeitpunkt, der DOD und der mittlere SOC der identifizierten Zyklen. Die mittlere Stromrate und Temperatur der Batterie wird über den Mittelwert der Messdaten zwischen dem identifizierten Start- und Endzeitpunkt der Zyklen berechnet. Die kalendarische und zyklische Alterung durch die Abfolge der Belastungszyklen wird über das parametrierte Batteriealterungsmodell berechnet. Das Modellergebnis und der gemessene Kapazitätsverlust der dynamisch gealterten Zelle sind in Abbildung 4.30 dargestellt.



Abbildung 4.30: Validierung des Batteriealteurngsmodells. Gemessener Kapazitätsverlust der dynamisch gealterten Batteriezelle und Modellergebnisse aufgeteilt in kalendarische Alterung, Kapazitätsverlust durch Loss of Lithium Inventory (LLI) bei Zyklisierung und Kapazitätsverlust durch Loss of Active Material (LAM) bei Zyklisierung (Krupp et al. (submitted 2022)).

Der Kapazitätsverlust wird im PRL-Betrieb stark durch die kalendarische Alterung beeinflusst. Im betrachteten Zeitabschnitt macht die kalendarische Alterung etwa ¾ de Kapazitätsverlustes aus. Dieser Anteil veringert sich allerdings mit fortlaufendem Systembetrieb. In der zyklischen Alterung dominiert der Kapazitätsverlust durch den Alterungsmodus LLI, was auf den Alterungsmechanismus Rissbildung und Reformierung der SEI zurückzuführen ist. Der Kapazitätsverlust durch LAM, modelliert durch Rissbildung im Anodenmaterial, macht einen vernachlässigbar kleinen Anteil am Kapazitätsverlust aus. Dies hat zur Folge, dass die zugehörige rote Fläche in Abbildung 4.30 nicht zu erkennen ist. Der modellierte Gesamt-Kapazitätsverlust kann den gemessenen PRL-Kapazitätsverlust mit einer mittleren absoluten Abweichung von etwa 0,2% beschreiben. Der Modellfehler bleibt über den betrachteten Zeitraum nahezu konstant, was auf einen Offset der Messergebnisse hinweist, welcher durch den Einfluss des Anoden-Overhangs in der Batterie zu erklären sein könnte (Lewerenz et al. 2018). Unabhängig von diesem Offset kann das Alterungmodell die Entwicklung des Kapazitätsverlustes unter PRL-Bedingungen gut beschreiben. Es ist damit zum Vergleich des Kapazitätsverlustes unter verschiedenen Betriebsbedingungen geeignet. Dieser wurde in Abschnitt 1.4 durchgeführt.

5. Feldtest

5.1. Inbetriebnahme des automatisierten HyReK-Konzepts (DLR)

5.1.1. Inbetriebnahme der Messtechnik für wissenschaftliche Zwecke

Die im HyReK eingesetzten Umrichter vom Typ PSC SC Flex 600 des Herstellers AEG PS verfügen über eine Modbus - Schnittstelle, über die Betriebsparameter eingestellt und abgefragt werden können. Entsprechend dem HyReK Konzept sind die acht Umrichter eines Moduls in einem Modbus-TCP Netzwerk miteinander verbunden. Zur Abfrage der Betriebsparameter eines Umrichters eines Moduls, wurde ein Industrie PC im Modul installiert und auch mit dem Modbus-TCP Netzwerk verbunden. Es wurde eine Software in Python entwickelt, die in einem definierbaren zeitlichen Abstand die bereitgestellten Messwerte der Umrichter abfragt und protokolliert. Durch die Festlegung der Abtastzeit auf fünf Sekunden, lastet die beschriebene Aufgabe selbst einfache PC-Hardware nicht aus.

5.1.2. Abgleich mit Messergebnissen aus der Produktivumgebung

Die aufgezeichneten Umrichterbetriebsdaten wurden mit anderen Daten aus der HyReK-Produktivumgebung validiert. Zum einen wurden hier die Daten aus dem Batteriemanagementsystem und zum anderen auch die Netzfrequenz genutzt. Zusätzlich fand ein grober Abgleich mit den 15-Minuten Leistungsmittelwerten aus den Fernwärmedaten satt.

Die einzeln präqualifizierten HyReK-Module messen jeweils die Netzfrequenz, und übertragen diese in die Leitwarte, wo sie im Datenhaltungssystem Tebis archiviert wird. Da über länger Zeiträume hier größere Datenmengen anfallen, wurde auf einen Export aus dem Tebis verzichtet. Stattdessen wurden Frequenzdaten von mehreren Jahren eingekauft (Datenquelle: (Gobmaier GmbH 2022)). Da die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz an jedem Ort annähernd gleich ist, erwarten wir durch die externen Frequenzdaten keine zusätzlichen Probleme. Tatsächlich sind in den gekauften Netzfrequenzzeitreihen keine Lücken oder Fehlstellen aufgefallen. Diese externe Netzfrequenz dient in den Auswertungen wann immer möglich als Zeitreferenz. Andere Messsysteme werden, nachträglich auf diese Zeitreihe synchronisiert.



Abbildung 5.1 Vergleich der 15 Minuten Leistungsmittelwerte von Modul 61 aus den Fernwärmedaten mit den aus der DCseitigen Umrichterleistung berechneten Werten. Datenquelle: swb, Darstellung: DLR Die von den Umrichtern übermittelten DC-Leistungen zeigten nach der Synchronisation keine systematischen Abweichungen von den Leistungszeitreihen der Batterriesection Controller (siehe auch Abbildung 5.2). In zukünftigen Messungen sollte die Abtastrate bei der Abfrage der Umrichter auf eine Sekunde gestellt werden, um so die nachträgliche Synchronisation der Messquellen zu präzisieren.

Aus den aufgezeichneten DC-seitigen Leistungen an den Umrichtern und dem aufgezeichneten Umrichtermodus (Stellung des DC-Schalters: Batterie oder Power-To-Heat), kann die in die Elektrokessel geleitete Energie berechnet werden. Zur zusätzlichen Validierung des Messsystems wird diese mit dem 15-Minuten Leistungsmittelwert aus den Fernwärmedaten verglichen. Abbildung 5.1 zeigt die entsprechenden Zeitreihen. Anhand der Abbildung kann abgeschätzt werden, dass die Abweichungen zwischen den Zeitreihen gering sind. Auf eine weitere Auswertung wird verzichtet.

Der im HyReK installierte Industrie PC protokolliert 34 Messgrößen in einem fünf Sekunden Messraster (vgl. Abschnitt 4.3). Beim Vergleich mit Messgrößen aus der HyReK-Produktivumgebung wurden keine Inkonsistenzen aufgedeckt.



Abbildung 5.2 Links: Zeitreihen der Wechselrichterleistung auf der DC-Seite und der Leistung der angeschlossenen Batteriebank. Rechts: Relative Abweichungshäufigkeiten zwischen beiden Signalen in den ersten sieben Tagen des Augusts 2020. Die Auswerteintervalle des Histogramms sind 10 kW breit. Im Histogramm sind Abweichungen zwischen 100 kW und 100 kW dargestellt. Datenquelle: swb, Darstellung: DLR

5.1.3. Auswertung der Betriebsdaten und gegebenenfalls Anpassung der über das Leitsystem änderbarer Betriebsparameter des Speichers

Die Steuerung des HyReK kann in ihrer Struktur und Parametrierung von der swb zur Laufzeit modifiziert werden. Aus Sicherheitsgründen wird externen Partnern kein Zugriff auf das Prozessleitsystem gewährt, folglich können sie die Steuerung nicht verändern. Innerhalb des Projektes wurden in den Konsortialtreffen konkrete Aspekte der Programmierung durch die swb vorgestellt, im Gremium diskutiert und Verbesserungen erarbeitet. Beispielsweise wurde diskutiert, wie die Anzahl der Umschaltungen zwischen dem Batterie- und Power-to-Heat-Betrieb reduziert werden können (vgl. Abschnitt 2.3).

5.2. Erprobung Betriebsstrategien (DLR)

5.2.1. Anbindung des Messkonzepts an das Gesamt-Modell

Aufgrund nachvollziehbarer Sicherheitsvorbehalte der swb wurde keine Onlineverbindung zwischen dem HyReK-Produktivsystem und den HyReK-Modellen eingerichtet. Tatsächlich wurden die im Betrieb des HyReKs aufgezeichneten Daten (vgl. Abschnitt 4.3und 4.5) genutzt, um das energetisch / technische Modell (Abschnitt 3.2) zu betreiben. Aus dem Modell können Komponentenmodelle herausgelöst und isoliert simuliert werden. Dabei können die Eingangssignale des zu simulierenden Komponentenmodells aus Messungen stammen. Im Rahmen des Projektes HyReK 2.0 wurden nahezu alle Messinformationen als Eingangsdaten für die Simulation von Komponentenmodellen genutzt.

Alle Messdaten lagen als XLSX oder CSV Dateien vor. Das maschinelle Lesen und interpretieren dieser Formate ist sehr rechen- und damit auch zeitintensiv. Vor diesem Hintergrund wurden die Messungen in das HDF5-Format konvertiert. In der Regel wurde pro Tag und pro Messkanal eine HDF5-Datei in einer systematischen Verzeichnisstruktur angelegt. Auf diese deutlich kleineren Binärdateien wurde dann über entsprechende Matlab oder Python-Funktionen zugegriffen. Mit den gewünschten Messkanälen und Zeitintervall gibt die Matlab-Funktion die gemessenen Zeitreihen zurück, die dann ausgewertet werden können oder als Eingangsdaten für die Modellsimulationen genutzt werden.

Die Simulationen mit den angebundenen Messdaten wurden insbesondere zur Identifikation und Validierung von Komponentenmodellen genutzt. Im Folgenden werden beispielhaft drei Anwendungen der Kopplung von Messdaten und Teilmodellen vorgestellt.

Identifikation des Power-to-Heat Umschalt-Algorithmus

Der Algorithmus zur Umschaltung zwischen Batterie- und Power-to-Heat Betrieb wählt in Abhängigkeit vom Ladestand der Batterien und der Netzfrequenz, ob die negative Primärregelleistung zum Laden der Batterien oder zur Erzeugung von Fernwärme genutzt wird. Die Umschaltung wird in Bezug auf entsprechende Schwellwerte getroffen. Zur Identifikation dieser Schwellwerte wurde das Modell dieser Steuerungsfunktion mit der gemessenen Frequenz und dem gemessenen Batterieladestand betrieben. Iterativ wurden dann diese Schwellwerte variiert, bis die modellierte Auswahl, dem an Umrichtern gemessene Ziel entsprach.

Identifikation des Hersteller-SOC

Der im Batteriemodell berechnete SOC wird aus dem Ladestrom berechnet. Der SOC am Batteriesystem wird über ein anderes, herstellerspezifisches Verfahren berechnet. Um nun den gemessenen Hersteller-SOC als Eingangsgröße für Simulationen von Komponentenmodellen zu verwenden, ist eine Umrechnung erforderlich. Diese Umrechnung erfolgt im Modell über eine Kennlinie. Über die Kennline können andere Komponentenmodelle (z.B. das HyReK-Steuerungsmodell) den modellierten oder den gemessenen Hersteller-steller-SOC als Eingangsgröße verwenden. Die Umrechnung wird auch bei der Initialisierung der Batteriespeicherladstände zu Beginn der Simulation benötigt.

Gesteuerter Modellbetrieb

Die gemessene netzseitige Umrichterleistung kann als Sollleistung für eine Bank aufgefasst werden. So ist ein gesteuerter Betrieb ohne eigene Sollleistungsberechnung möglich. Auch die umgekehrte Situation ist

Abschlussbericht HyReK 2.0

möglich - ein Betrieb des HyReK-Steuerungsmodells ohne Berechnung der elektrischen Größen und des SOC. Diese Szenarien werden insbesondere genutzt, um Teilmodelle zu identifizieren und zu validieren.

5.2.2. Datenanalyse und Abbildung der KPI im laufenden Demonstrationsbetrieb

Eine Online-Darstellung der in Abschnitt 1.5.5 definierten technischen KPIs im laufenden Demonstrationsbetrieb war wegen der fehlenden Onlineverbindung zwischen dem HyReK und der IT-Infrastruktur des DLR nicht möglich. Durch die nachgelagerte Offline-Berechnung der KPIs ergaben sich im Vergleich zu einer Online-Berechnung keine Nachteile. Die vereinbarten KPIs hängen von der Konfiguration des HyReKs sowie der eingesetzten Betriebsstrategie ab. Zudem sind die technischen und ökonomischen KPIs erst nach einen längeren Auswertezeitraum gültig. In Tabelle 5.1 sind die aus den Messungen am HyReK ermittelten technischen KPIs aufgeführt. Zum Zeitpunkt der Auswertung stand kein Jahresdatensatz der erforderlichen Messkanäle bei konstanter Parametrierung der Betriebsstrategie und zur Verfügung. Daher wurden in den vorhandenen Messungen möglichst lange, repräsentative und zusammenhängende Intervalle gesucht und zur Auswertung herangezogen. Zu jedem Wert ist in Tabelle 5.1 angegeben, aus welchem Zeitraum er bestimmt wurde.

Name	Berech- nung	Messung	Erklärung
Speicherwirkungsgrad	$\frac{E_{ab}}{E_{zu}}$	0,877	Zwischen dem 28. August 2020 und dem 14. September gab es am HyReK keinen Power-to-Heat Betrieb. Von Modul 1 wurden in diesem Zeitraum 118,23 MWh aufgenommen und 103,63 MWh abgegeben. Unter der An- nahme, dass der Ladestand zu beiden Zeitpunkten identisch war, ergibt sich ein Speicherwirkungsgrad von 87,65%.
Batteriesystemeigen- verbrauch pro MWh in MWh/MWh-Batterie- kapazität	E _{Eigen} E _{Battkapa}	2	Im ersten Halbjahr 2020 wurden am HyReK Eigenverbräuche in Höhe von 14,251 MWh erfasst. Für ein Jahr ist also mit einem Eigenbedarf von 28,5 MWh zu rechnen. Bezogen auf die Speicherkapazität von 14,244 MWh ergibt sich ein jährlicher Batteriesystemeigenverbrauch von 2 MWh pro MWh-Batteriekapazität.
Zellkapazitätsver- lustrate % _{son} /Jahr		1-2	Ausgehend von einem SOH von 100% _{SOH} am 9.Januar 2019 gab das Batte- riemanagementsystem am 28. September 2020 einen SOH von 98% _{SOH} an. Anzumerken ist, dass der reguläre PRL Betrieb erst am 27. November 2019 aufgenommen wurde.
Minimalspeicher- standrate	$\frac{T_{SOC < 50\%}}{T_{Betrieb}}$	<0,01	Auswertung der gemessenen SOCs an drei Batteriebänken zwischen dem 1. Dezember 2019 und dem 30. Dezember 2019.
Jährliche bezogene Nachladeenergie in MWh pro MW Nenn- leistung	$\frac{E_{Lade}}{P_{PQ}}$	24	Zwischen dem zwischen dem 8. März und dem 8. April 2020 wurde die Differenz zwischen der zu erwartenden PRL und der AC-seitigen Umrichterleistung berechnet. Die AC-seitige Umrichterleistung wird über das in Abbildung 3.10 enthaltene Verlustmodell aus der aufgezeichneten Leistung einer Batteriebank berechnet. Ist der Ladestand kleiner als 80% wird angenommen, dass die Elektrokessel inaktiv sind. Die Differenzleistung entspricht dann der Nachladeleistung, aus der die Nachladeenergie berechnet wird. Angegeben wird die auf 24 Bänke und 365 Tage hochsaklierte Energie E_{Lade} bezogen auf die Nennleistung von 18 MW.
Jährliche Umschalt- ungen		5000	Zwischen dem 28. Juli 2020 und dem 14. Oktober zeigten die Messdaten der Umrichter im Mittel 532 Aktivierungen des Elektrokessel.

Tabelle 5.1 Aus den Messungen am HyReK berechnete KPIs

			Hochgerechnet auf 365 Tage entspricht das etwa 2500 PtH – Phasen, also 5000 Umschaltungen.
Jährliche Nachlade- energie in MWh	E _{Lade}	432	Entspricht der mit 18 MW multiplizierten "Jährliche bezogene Nachlade- energie in MWh pro MW Nennleistung"

5.2.3. Technische Bewertung der Betriebsstrategien

Die technische Bewertung der unterschiedlichen Betriebsstrategien erfolgt simulativ auf Basis des in Abschnitt 3.2.1 eingeführten Modells: "2) Powermodel (Leistungsflussmodell) ohne Netzanschlussmodell" für einen Zeitraum vom 1. Januar 2020 0:00:00 Uhr bis zum 31. Dezember 2020 23:59:59 Uhr mit der aufgezeichneten Netzfrequenz dieses Zeitraums.

In Tabelle 5.2 werden die in Simulationen der verschiedenen Betriebsstrategien ermittelten KPIs mit den aus den Messungen ermittelte KPIs (Tabelle 5.1) gegenübergestellt. Die Parametrierung am HyReK entspricht der Betriebsstrategie "SOC70 uniform" (U70), also der Lastgleichverteilung auf alle 24 Bänke bei einem Ziel-SOC von 70%. Der direkte Vergleich zeigt, dass sich die einzelnen KPIs aus Simulation und Messung decken.

Ergänzend wurden sieben weitere Strategien mit den gleichen Frequenzdaten simuliert. Es wird deutlich, dass, erwartungsgemäß bei niedrigen Ziel-SOCs mehr Energie nachgeladen werden muss und bei hohen Ziel-SOCs mehr Energie in die Elektrokessel geleitet werden muss. Insofern, ist der Ziel-Ladestand von 70% ein guter Kompromiss.

Anhand des Speicherwirkungsgrades wird der Vorteil der Minloss-Strategie deutlich. Wie in Abschnitt 2.6 beschrieben, werden in dieser Strategie nur die zur Erbringung nötigen Bänke aktiviert. Es wird angenommen, dass die inaktiven Bänke keine Leerlaufverluste erzeugen und bei Bedarf innerhalb einer Sekunde aktiviert werden können. Derzeit ist dieses Konzept technisch nicht realisierbar. Die Strategie stellt damit eine Potenzialstudie dar. Die erzielbare Steigerung des Speicherwirkungsgrades um ca. 6 Prozentpunkte macht deutlich, dass Bemühungen hinsichtlich kürzerer Einschaltzeiten der Umrichter lohnenswert sind.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Tabelle 5.2 Gegenüberstellung der aus den Messungen identifizierten technische KPIs und Energien mit denen aus den Simulationen verschiedener Steuerungsstrategien. Das U kennzeichnet die Strategien bei denen die Last auf alle Bänke gleichverteilt wird ("uniform"), das M die Strategien, bei denen die Last auf die optimale Anzahl von Bänken gleich verteilt wird ("minloss"). Die Zahl zeigt den Ziel-SOC an.

Name	Berech- nung	Messung	U60	U70	U80	U90	M60	M70	M80	M90
Speicherwirkungs- grad	$\frac{E_{ab}}{E_{zu}}$	0,877	0.871	0.874	0.873		0.932	0.931	0.935	
Zellkapazitätsver- lustrate % _{son} /Jahr		1-2								
Minimalspeicher- standrate	$\frac{T_{SOC < 50\%}}{T_{Betrieb}}$	<0,01	0,01	<0,01	<0,01	<0,01	0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Jährliche bezo- gene Nachlade- energie in MWh pro MW Nennleis- tung	$\frac{E_{Lade}}{P_{PQ}}$	24	57,7	27,6	16,7	13,3	51,5	24,8	14,6	11,2
Jährliche Um- schaltungen		5000	3458	4758	9212	201572	3962	5490	9960	213976
Jährliche bezo- gene Energie des Elektrokessels in MWh pro MW Nennleistung	$\frac{E_{PtH}}{P_{PQ}}$		13,1	18,3	34,2	354,2	14,9	20,8	37,7	376,1
Gesamte aus Netz aufgenommene Energie in MWh			8365	8281	8374	12762	7981	7933	8017	12745
Davon nachlade- energie in MWh	E _{Lade}	432	1038	497	301	239	927	447	263	202
ins Netz abgege- ben Energie in MWh			6941	6767	6576	5184	6988	6845	6631	5181
Power-to-Heat En- ergie in MWh	E_{PtH}		235	329	615	6375	268	374	679	6771
Umrichterverluste in MWh			919	917	915	931	449	439	433	515
Trafoverluste in MWh			205	204	204	208	211	210	210	215
Batterieverluste in MWh			64	64	64	63	65	65	64	63



Abbildung 5.3 Vergleich der mit den verschiedenen Betriebsstrategien aufgenommen Energien. Ausgewiesen ist der Anteil, der durch "Nachladen über Markt" eingekauft werden musste. Abbildung 5.4 Vergleich der mit den verschiedenen Betriebsstrategien abgegeben Energien, aufgeschlüsselt nach Ziel. Mit der "minloss"-Strategie werden die Verluste in den Umrichtern mehr als halbiert.

6. Entwicklungsperspektiven

6.1. Planungswerkzeug und Planungsleitfaden (DLR)

6.1.1. Erstellung von Dimensionierungshilfen für den Batteriespeicher eines Hybridspeichersystems

Die Entwicklung der nachfolgend vorgestellten Dimensionierungshilfen fokussieren sich auf die Dimensionierung der Batteriespeicherkapazität zur Erbringung von 1 MW Primärregeleistung in Abhängigkeit von Kosten- und Wirkungsgrad-Parameter. Es wurden zwei verschiedene Modelle entwickelt. Das erste Modell (*Variante 1*) fokussiert sich auf die Dimensionierung der Speicherkapazität in Abhängigkeit von verschiedenen Betriebsstrategien für das Hybridkonzept bestehend aus einem Elektrokessel und einem Batteriespeicher, wohingegen das zweite Modell (*Variante 2*) die Speicherdimensionierung für unterschiedlichen Hybridtechnologien in Ergänzung zum Batteriespeicher analysiert.

Die getroffenen Angaben bezüglich der Parametrisierung des Batteriespeichers beruhen auf der im Projekt verwendeten Lithium-Ionen-Technologie. Von daher können die im Rahmen des Projekts durchgeführten Untersuchungen zur Batteriealterung später in die Modelle integriert werden. Für die Einbindung bzw. die Untersuchung anderer Speichertechnologien, wie beispielsweise Schwungräder, müssten in den Modellen die jeweils zugrunde liegenden Parameter zur Beschreibung des Speichers angepasst werden.

Variante 1

Die zuerst entwickelte Dimensionierungshilfe untersucht die Dimensionierung des Batteriespeischers für das Hybridkonzept bestehend aus einem Elektrokessel und einem Batteriespeicher. Hierbei wurde das System auf 1 MW Primärregelleistung reduziert, sodass die Batterieleistung sowie die Leistung des Elektrokessels 1 MW beträgt. Basierend auf diesen Annahmen wurde der Betrieb des HyReKs mit dem in Abschnitt 0 vorgestelltem Modell für verschiedene Betriebsstrategien simuliert. Die Simulationen umfassten jeweils ein Jahr in sekündlicher Auflösung. Die anschließende Auswertung der verschiedenen Varianten erfolgte anhand der Kapitalwertmethode.

Für die Ermittlung der kostenoptimalen Batteriekapazität sowie des kostenoptimalen Ziel-SOC, welcher für die Batterie einzustellen ist, wurde eine Vielzahl von Simulation mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten und Ziel-SOCs durchgeführt. Hierbei wurde die Batteriekapazität in Inkrementen von 20 kWh und der Ziel-SOC in Inkrement von 3% variiert. Basierend auf diesen Untersuchungshorizont wurden drei verschiedene Betriebskonzepte miteinander verglichen. Die sind zum einem die Erbringung von Primärregelleistung nur mit einem Batteriespeicher und zum andern die Erbringung mit dem beschriebenen Hybridkraftwerk, wobei für letzteres neben der aktuellen Betriebsstrategie auch die zusätzliche Betriebsstrategie *HyReK-Sell* untersucht wurde. *HyReK-Sell* beinhaltet, dass der in der Batterie gespeicherter Strom bei hohen Ladezuständen auch verkauft werden kann (vgl. Abschnitt 2.6).

Abbildung 6.1 verdeutlicht diese drei Betriebskonzepte.



Abbildung 6.1 Betriebskonzepte im Rahmen der Dimensionierungshilfe – Variante 1, Quelle: (Schlachter et al. 2020)

Ergebnisse

Eine ausführliche Beschreibung der zugrunde gelegten Methodik in Verbindung mit den Ergebnissen findet sich in (Schlachter et al. 2020). Wesentliche Ergebnisse sind:

- Durch die Ergänzung des Batteriespeischers mit einem Elektrokessel können 300 kWh Batteriekapazität je MW Primärregeleistung eingespart werden
- Für alle drei Betriebskonzepte gilt, dass eine von der optimale Batteriekapazität abweichend größere Kapazität zu einer geringfügigen Senkung des NPV führt, aufgrund der höheren Investitionskosten. Im Vergleich dazu führt eine von der optimale Batteriekapazität abweichend kleineren Batteriekapazität zu einer starken Reduzierung des NPV infolge der vermehrten Transaktionen mit dem Strommarkt.
- Der Vergleich aller drei Betriebskonzepte, ergibt sich der größte NPV und somit der wirtschaftlich größte Mehrwert für die Strategie *HyReK-Sell*. Dies ist damit zu begründen, dass zum einen Zusatzerlöse durch den Stromverkauf erzielt werden und zum anderen der Elektrokessel weniger eingesetzt werden muss, wodurch weniger Umlagen und Abgaben für den Betrieb des Elektrokessels gezahlt werden müssen.

Anwendung des Modells zu Analyse des Einflusses von Saisonalität auf das HyReK-System

Um den Einfluss von saisonalen Schwankungen auf die Erbringung von Primärregelleistung zu untersuchen, wurde das beschriebene Modell ebenfalls für verschiedene Eingangsdaten angewendet. Anstelle des Zeitraums von einem Jahr, wie es in (Schlachter et al. 2020) der Fall ist, wurde für diese Analyse der Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12.2019 in Blöcke von 30 Tagen unterteilt. Anschließend wurden verschieden Batteriekapazitäten und Ziel-SOCs analysiert.

Die folgende Abbildung 6.2 zeigt für jeden 30-Tage-Block (72 Datenpunkte) den Parametersatz aus Batteriekapazität und Ziel-SOC, mit dem besten Ergebnis. Das oberste Teilbild zeigt den Soll-SOC, dann folgt die Batteriekapazität und das unterste Bild zeigt den absoluten Energiegehalt beim Ziel-SOC, also das Produkt der beiden vorherigen Werte. Dieser Wert erlaubt einen besseren Vergleich des alleinstehenden Speichers mit dem HyReK, da hier die zusätzliche Energiereserve für das 15-Minuten-Kriterium des alleinstehenden Speichers nicht auftaucht. In den anderen beiden Bildern werden die Ergebnisse durch diese zusätzliche Reserve nicht vergleichbar.


Abbildung 6.2 Auswertung der HyReK-Dimensionierung (Batteriekapazität und Ziel-SOC) in Abhängigkeit von saisonalen Einflüssen basierend auf dem Modell aus Variante 1. Jeder der Datenpunkte zeigt das Ergebnis der Auswertung für ein Zeitdauer von 30 Tagen (30-Tage Block) im Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12.2019 (72 Datenpunkte). Quelle: eigene Darstellung

Die Ergebnisse sind über die Zeit relativ konstant. Insbesondere sind keine klaren saisonalen Effekte zu erkennen. Auch die Netzzeitabweichung Anfang 2018 fällt in dieser Abbildung nicht auf. Eher scheint es eine zufällige Streuung der Ergebnisse zu geben.

Abschließend wird nun der Nettobarwert pro Monat für die jeweils beste Konfiguration (siehe Abbildung 6.3) betrachtet. Hierfür werden die Ergebnisse eine 30-Tage-Blocks auf die Lebenszeit des Systems von 15



Abbildung 6.3 Darstellung der Nettobarwerts in Abhängigkeit von saisonalen Einflüssen basierend auf dem Modell aus Variante 1. Jeder der Datenpunkte zeigt das Ergebnis der Auswertung für ein Zeitdauer von 30 Tagen (30-Tage Block) im Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12. Quelle: eigene Darstellung

Jahren hochgerechnet. Hierbei wird der PRL-Erlös als konstant angenommen. Insbesondere wurden nicht historische PRL-Erlöse betrachtet, da diese das Ergebnis dominieren würden und andere Effekte untergehen würden. Da der PRL-Preis getrennt betrachtet wird, soll der Fokus hier auf die Betriebskosten gelegt werden und die verschiedenen Anlagenarten verglichen werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6.3 dargestellt.

Hier wird nun die Netzzeitabweichung Anfang 2018 deutlich im Ergebnis sichtbar. Anfang 2018 sinkt der NPV der Anlagen, da aufgrund der andauernden niedrigen Netzfrequenz mehr Energie eingespeist werden muss. Daher ist die Batterie öfters leer und es entstehen zusätzliche Betriebskosten durch das häufigere Nachladen. Anschließend folgt eine Phase in der mehr Energie aufgenommen werden muss. Für den alleinstehenden Batteriespeicher und das HyReK-System mit Energieverbrauch bei hohem Ladestand bedeutet dies zusätzliche Einnahmen durch den verstärkten Verkauf von Energie. Für das normale HyReK-System bedeutet dies hingegen einen vermehrten Einsatz des Elektrokessels, der bekanntlich durch die Steuern auf die aufgenommene Energie hohe Betriebskosten verursacht. Dies ist hier so stark, dass der Nettobarwert der Anlage sogar negativ wird.

Insgesamt fallen, bis auf die Ausnahme Anfang 2018, die Ergebnisse relativ stabil aus, sodass keine saisonalen Effekte ausgemacht werden können. Die verbleibenden Schwankungen sind relativ gering und wahrscheinlich stochastischer Natur.

Variante 2

Die Idee des zweiten Ansatzes ist es, unabhängig von der ergänzenden Technologie zum Batteriespeicher und nur anhand der Kostenparameter eben dieser Technologie eine Aussage über die minimal erforderliche Größe des Batteriespeichers und letztendlich über die Wirtschaftlichkeit des Hybridsystems zu treffen. Folglich wurde hier ein technologie-unabhängiges Entscheidungskriterium entwickelt. Dieser Ansatz beruht im Vergleich zum ersten Ansatz (*Variante 1*) nicht auf einer detaillierten Simulation des Betriebs des Hybridsystems, sondern auf einem linearen Optimierungsansatzes mit "perfekter Voraussicht".

Das Entscheidungskriterium basiert auf lediglich zwei Kostenparametern, den Investitionskosten und den variablen Kosten. Durch die Kombination dieser Parameter kann eine bestimmte Technologie abgebildet werden. Für die Analyse wurde die große Vielfalt der Sektorkopplungstechnologien und der industriellen Anwendungen im Energiesektor in zwei Kategorien eingeteilt. Die Technologien, die Strom in ein anderes Produkt umwandeln (z. B. Power-to-Heat) oder Strom für einen Produktionsprozess nutzen (z. B. Pumpen), werden als "Power-to-X-Technologien" (PtX) definiert, während diejenigen, die ein anderes Produkt nutzen, um Strom zu erzeugen (z. B. eine Windturbine), die "X-to-Power-Technologien" (XtP) bilden. Diese beiden Gruppen so genannter "X-Technologien" können Primärregelleistung (PRL) liefern, indem sie die Menge der Energiezufuhr (PtX) oder -abgabe (XtP) variieren. Weiter wurde zwischen zwei verschiedenen Betriebsstrategien für die X-Technologie unterschieden, nämlich dem Hochfahren einer Anlage aus dem Stillstand und dem Drosseln einer Anlage im Betrieb, was bedeutet, dass die X-Technologie entweder mit 0% oder 100% Leistung betrieben wird. Daraus ergeben sich vier verschiedene Konzepte für die Bereitstellung von positiver oder negativer PRL mit der jeweiligen X-Technologie. Der ergänzende Batteriespeicher kann sowohl für positive als auch für negative PRL eingesetzt werden. Eine Übersicht der vier Konzepte ist in Abbildung 6.4 zu finden.



Abbildung 6.4 Betriebskonzepte im Rahmen der Dimensionierungshilfe – Variante 2. Quelle: eigene Darstellung

Verglichen werden diese vier Anwendungskonzepte entweder mit dem Bau eines Batteriespeichers zur Erbringung von Primärregeleistung (für die Betriebsstrategie: Hochfahren einer Anlage) oder dem Betrieb der Sektorenkopplungsanlage ohne die Erbringung von Primärregeleistung (für die Betriebsstrategie: Drosseln der Anlage aus dem Betrieb). Die Bewertung der verschiedenen Betriebskonzepte bzw. der Vergleich mit dem jeweiligen Referenzsystem erfolgte wie in Variante 1 über die Kapitalwertmethode.

Ergebnisse

Eine ausführliche Beschreibung der zugrunde gelegten Methodik in Verbindung mit den Ergebnissen findet sich in (Meschede et al. 2021) (aktuell im Review). Wesentliche Ergebnisse sind:

- Um 1 MW Primärregelleistung mit einem Hybridsystem bereitzustellen, ist eine Batteriekapazität von ca. 100 kWh erforderlich. Dabei macht es einen vernachlässigbaren Unterschied, ob die X-Technologie für positive oder negative PRL eingesetzt wird, oder ob der Batteriespeicher als autarkes System arbeitet. Unterschiede in der Kapazität machen sich nur bemerkbar, wenn die zusätzliche Reservekapazität für das 15-Minuten-Kriterium betrachtet wird, denn diese beträgt 250 kWh für ein Hybridsystem und 500 kWh für einen einzelnen Batteriespeicher, sodass eine Batteriekapazität von 350 kWh bzw. 600 kWh erforderlich ist.
- Basierend auf den getroffenen Annahmen bezüglich der jährlichen Erlöse am Primärregelleistungsmarkt (60 k€/MW_{PQ}) und den Investitionskosten für ein Batteriespeichersystem (700 €/kWh), bringt die Ergänzung einer bestehenden X-Technologie mit einem Batteriespeicher zur Bereitstellung von

Primärregelleistung durch die Betriebsstrategie Drosseln einer Anlage immer einen wirtschaftlichen Vorteil.

- Im Gegensatz dazu hängen die wirtschaftlichen Vorteile des Baus eines Hybridsystems von den Investitions- und variablen Kosten der verwendeten X-Technologie ab.

6.1.2. Erstellung eines Planungswerkzeugs für Hybridspeichersysteme

In diesem Arbeitsschritt wird ein Tool in MS Excel entwickelt, mit dem sich Hybridanalagen für die Teilnahme am PRL-Markt konfigurieren und bewerten lassen. Zudem können auch verschiedene Betriebsstrategien (ausschließlich PRL oder weitere Anwendungen) mit abgebildet werden. Für die Analyse müssen in dem Tool für jede der zu analysierenden Technologien technische, ökonomische und ökologische Parameter hinterlegt werden. Die Bewertung der verschiedenen Hybridkombination erfolgt anhand des Kapitalwerts als ökonomischer Vergleichsindikator und den zu erwartenden CO₂-Emissionen als ökologischer Vergleichsindikator. Ein technischer Vergleichsindikator wird nicht gesondert erhoben, da die technischen Parameter bereits zu einem Großteil in die ökonomischen und ökologischen Indikatoren mit einfließen.

Überprüft wurde die Funktion des Tools anhand von verschiedenen Fallbeispielen. Darin betrachtet wurde die Kombination aus einem Batteriespeicher und

- - einem Elektrokessel (ausschließlich PRL-Betrieb),
- - einem Elektrolyseur (8760 Betriebsstunden pro Jahr zur H2-Erzeugung und PRL-Betrieb) und
- - einem Erdgas-BHKW (3500 Betriebsstunden pro Jahr zur Strom- und Wärmeerzeugung und PRL-Betrieb).

Dabei hat sich gezeigt, dass die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Elektrokessel, sowie die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Erdgas-BHKW ökonomisch vorteilhafter sind als der alleinstehende Batteriespeicher. Als ökonomisch nachteilig hat sich die Anlagenkombination aus Batteriespeicher und Elektrolyseur herausgestellt. Diese Ergebnisse decken sich mit den anderen Analysen, die im Rahmen des Projektes durchgeführt wurden. Das Tool beinhaltet eine detaillierte Ausgabe der Ergebnisse, sodass die genaue Zusammensetzung der ausschlaggebenden Kosten-/ Einnahmen-Positionen je Hybridkonzept aufgezeigt wird.

Neben den bereits beschriebenen Technologien bzw. Anlagenkombinationen können weitere Anlagenkombinationen mit Hilfe des Tools bewertet werden. Dafür ist es notwendig die entsprechenden Parameter einer neuen Energieanlagen in die Datenbank einzutragen. Im Anschluss kann die neue Energieanlagen zur Konfiguration einer Anlagenkombination innerhalb der Anwendungsmaske verwendet werden.

6.2. Bewertung von neuen Perspektiven für das HyReK Konzept (DLR)

In Anbetracht der aktuellen Diskussionen im Rahmen der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde ergänzend ein Hybridkonzept bestehend aus einem Batteriespeicher und einem Elektrolyseur analysiert. Hierzu wurde ein Modell entwickelt, mit dem verschiedene Betriebsstrategien für den Elektrolyseur modelliert und anhand des Kapitalwerts verglichen wurden. Andere Konzepte / Perspektivenwurden anhand einer ausführlichen Literaturreche diskutiert.

6.2.1. Hybridkonzept: Elektrolyseur und Batterie

Das Hybridkonzept bestehend aus einem Elektrolyseur und einer Batterie erzeugt im Vergleich zum Hybridkonzept aus Elektrokessel und Batterie Wasserstoff, welcher verkauft wird. Die Weiterverwendung des erzeugten Sauerstoffs sowie der entstehenden Abwärme wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Ebenfalls wird die Art der Abnahme des Wasserstoffs, beispielsweise in Form eines Netzes oder über Tanks, nicht berücksichtigt. Bei der Untersuchung wird die Protonen-Exchange-Membrane Elektrolyse betrachtet. Diese zeichnet sich durch eine kurze Kaltstartzeit und einen großen Lastbereich aus. Der Wirkungsgrad wird mit 0,20 Nm³(H₂)/kWh_{el} angenommen.

Neben den technischen Parametern werden für die Analyse auch die ökonomischen Parameter benötigt. Die Kostenbelastung für die Nutzung des Elektrolyseurs ist im Vergleich zu einem Elektrokessel vorteilhafter, da Elektrolyseure für die ersten 20 Jahren von den Netznutzungsentgelten und der Stromsteuer befreit sind. Daraus resultiert eine Kostenbelastung auf den Strombezug von 8,95 €ct/kWh. Zudem wird eine weitere Kostenentlastung im Rahmen des nationalen Wasserstoffstrategie durch den Wegfall der EEG-Umlage für Elektrolyseure diskutiert. Es wurde angenommen, dass der Wasserstoff zu 5 €/kg bzw. 3 €/kg abgesetzt werden kann.

Für dieses Hybridkonzept wurden zwei verschiedene Betriebsstrategien für den Elektrolyseur betrachtet. Zum einem der alleinige Betrieb bzw. das Anfahren des Elektrolyseurs zur Erbringung von Primärregeleistung analog zum Elektrokessel. Zum anderen wird der Elektrolyseur im Dauerbetrieb zur kontinuierlichen Wasserstofferzeugung betrieben und die Bereitstellung von Primärregelleistung erfolgt durch die Überlastfähigkeit des Elektrolyseurs. In beiden Fällen wird mit dem Elektrolyseur durch eine Erhöhung des Strombezugs negative Primärregelleistung erbracht. Im Rahmen dieser Analyse wurde neben dem Hybridkonzept bestehend aus Elektrolyseur und Batterie auch das bestehende Konzept aus Elektrokessel und Batterie modelliert, um einen direkten Vergleich auf gleicher Datenbasis ziehen zu können. Für den Vergleich wurde eine präqualifizierte PRL-Leistung von 18 MW angenommen. Die Batterie wurde mit ihrer bestehenden Größe von 18 MW zu 14,244 MWh integriert. Für die Betriebsweise des Hybridkonzepts ohne kontinuierlichen Betrieb wurden für den Elektrolyseur und den Elektrolyseurs wurde eine Überlastfähigkeit des Elektrolyseurs von 50% vorausgesetzt, weshalb der Elektrolyseur auf die doppelte Nennleistung des HyReK, also 36 MW ausgelegt wurde, damit bei 50% Überlast ebenfalls die benötigten 18 MW zu Verfügung stehen.

Die Analyse erfolgte auf Basis eines linearen Optimierungsansatzes, welches die Energieflüsse anhand der geringsten Kosten optimiert. Aus den resultierenden Ergebnissen und den Investitionssummen wurde mithilfe der Kapitalwertmethode der Nettobarwert errechnet. Das Modell basierte auf einer stündlichen Auflösung.

Die Analyse zeigt, dass unter den aktuellen Investitionskosten und Strompreise (einschl. Steuern und Umlagen) die Elektrolyse-Anlage sowohl im Anfahr- als auch im Dauerbetrieb keine Alternative zum Elektrokessel darstellt. Erst durch eine deutliche Reduzierung der Strombezugskosten, beispielsweise durch die Reduzierung der EEG-Umlage, kann für das Hybridkonzept mit einem Elektrolyseur im Dauerbetrieb und der Fähigkeit zur Überlast ein positiver Nettobarwert erzielt werden.

6.2.2. Potenzialstudie zum Transfer der Idee auf Wärmepumpenanlagen mit Batteriespeicher

Wärmepumpen werden für die Erbringung von Primärregelleistung eher als Teil einer Quartierslösung in Kombination mit Batteriespeichern betrachtet. Beispiele hierfür sind im Abschnitt6.2.5zu finden. Im Vergleich zu der im HyReK-Konzept verbautem Elektrokessel haben klassische Luft-Wärmepumpen eine längere Aktivierungszeit, welche im einmütigen Bereich liegen kann. (Romero Rodríguez et al. 2019) Aufgrund dessen eignen sich Wärmpumpen nicht für die Vermarktung von PRL.

Sofern die Aktivierungszeit der Wärmepumpe jedoch eine PRL-Vermarktung zulässt, wäre die Erbringung von PRL mit einer alleinstehenden Wärmepumpe ohne Batteriespeicher nur über eine dauerhafte Verschiebung des Arbeitspunktes realisierbar, sodass die Anlagenleistung bei Bedarf erhöht oder gesenkt werden kann. (ifeu, adelphi, Ecofys, PwC, dena, AEE 2017) Dieses wäre jedoch auch der Fall für eine alleinstehenden Elektrokessel.

In einem hybriden Betrieb mit einem Batteriespeicher, in dem die Batterie zur Arbeitspunktverschiebung und zur Kompensation der Trägheit der Wärmepumpe eingesetzt wird, wäre eine Vermarktung trotz minütiger Aktivierungszeit denkbar.

6.2.3. Potenzialstudie zum Transfer auf Kühlhäuser

Kühlhäuser werden in der Regel mit elektrisch betriebenen Kälteaggregat betrieben, um unbeeinflusst von der Außentemperatur eine entsprechende Kühlung der Ware zu gewährleisten. Von daher kann das Kühlhaus als ein thermischer Speicher betrachtet werden, wobei die Speicherkapazität von der Größe des Kühlhauses sowie der darin enthaltenen Ware abhängig ist. Durch eine zeitweise Erhöhung der Kühlleistung des Kältegrades wird das Kühlhaus weiter heruntergekühlt, was einem *Befüllen* des Speichers entsprechen würde. Dagegen führt eine zeitweise Absenkung der Kühlleistung zu einer *Entleerung* des Speichers. Bei dieser beschriebenen Flexibilisierung der Kühlleistung müssen jedoch unbedingt die maximal und minimal erforderlichen Temperaturen des Kühlhauses betrachtet werden. Diese sind u.a. abhängig von der Art des Kühlgutes und so liegt beispielsweise die geforderte Maximaltemperatur für tiefgefrorene Lebensmittel bei -18 °C (§ 2 Abs. 4 der Verordnung über tiefgefrorene Lebensmittel (TLMV)). Weiter müssen bei einer Flexibilisierung der Kühlleistung u.a., die Auswirkungen auf das im Kühlhaus arbeitenden Personal betrachtet werden. Die Kombination eines solchen Kühlaggregates mit einem Batteriespeicher zu einem Hybridkonzept kann dabei die Flexibilität weiter erhöhen.

In einer Pilotstudie der *Aalto University* in Finnland aus dem Jahr 2017 wurde das Potenzial eines 1000 kW Kühlaggregates zur Bereitstellung von Primärregelleistung durch die Anlage untersucht. Hierbei wurde kein Batteriespeicher für eine zusätzliche Flexibilisierung verwendet. Für den Realversuch wurde die Anlage mit einem Flexibilisierungspotenzial der Nennleistung um 20% für eine Dauer von 120 Tage getestet. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz der Anlage zur Frequenzstabilisierung, welche in 75% der Zeit benötigt wurde, rund 12.5% der Kosten eingespart werden konnten. (Oksanen 2017)

6.2.4. Potenzialstudie zum Transfer der Idee auf stark prozesswärmebasierende Anwendungen und Industrien

Kläranlage

Eine Kläranlage besteht aus mehreren unterschiedlichen Aggregaten, welche für unterschiedliche Regelleistungsarten in Betracht gezogen werden können. Die meisten Aggregate können ihre Leistung nicht automatisch frequenzabhängig bereitstellen, da sie bedarfsgerecht gesteuert werden müssen und eignen sich von daher nicht für PRL. Lediglich die Belüftungsaggregate und das BHKW könnten für Primärregelleistung eigesetzt werden, wobei sich ein Einsatz für SRL und MRL besser eignen würde. (Schäfer 2019) In zwei Kläranlagen der *Stadtentwässerung Dresden* und *hansewasser Bremen* wurden BHKWs in Pilotprojekten für PRL verwendet. Dabei wurde für negative PRL mehr Strom aus dem Netz bezogen und durch die Speicherung von Faulgasen die Stromproduktion der BHKWs verringert. Bei positiver PRL wurde die Produktion der BHKWs erhöht bei gleichbleibendem Verbrauch, sodass der Überschussstrom ins Stromnetz eingespeist wurde. Genauere Ergebnisse zu dem Pilotprojekt wurden bislang noch nicht veröffentlicht. (TOP ENERGY NEWS 2017; Janda 2016)

Papierherstellung

Auch in der Papierherstellung werden für die verschiedenen Prozesse unterschiedliche Aggregate eingesetzt. Aufgrund der hohen elektrischen Leistung und der Regelbarkeit einzelne Aggregate besteht ein theoretisches Potenzial für die Regelleistungsbereitstellung. Jedoch ist durch die Prozessstruktur, wie beispielweise eine kontinuierlich erforderliche Wärmeversorgung sowie der hohen Auslastung der Anlagen, das realisierbare Potenzial stark eingeschränkt. (Godin 2020) Im Bereich der Dampferzeugung besteht jedoch die Möglichkeit durch eine Elektrifizierung des Prozesses bzw. einen bivalenten Betrieb Primärregelleistung bereitzustellen. Die Verbindung mit einem thermischen Speicher erhöht zudem die Flexibilität. (vgl. Abschnitt 7.3.9 zur Elektrifizierung der Prozesswärme)

6.2.5. Potenzialstudie zum Transfer der Idee intelligente Wohnquartiere

In einem Wohnquartier stehen grundsätzlich verschiedene Technologien für einen flexiblen Anlagenbetrieb zur Verfügung. Dies sind Aggregate zur Strombereitstellung, zur Wärme- sowie Kältebereitstellung als auch verschiedene Speichertechnologien. Tabelle 6.1 gibt eine Übersicht über die möglichen Technologien in einem Wohnquartier und deren Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung.

Technologie	Positive Regelleistung	Negative Regelleistung
ВНКШ	Anlage hochfahren	Anlage drosseln
Wärmepumpe	Anlage drosseln	Anlage hochfahren
Elektrokessel	Anlage drosseln	Anlage hochfahren
Elektr. Kälteaggregat	Anlage drosseln	Anlage hochfahren
PV-Anlage		Anlage drosseln

Tabelle 6.1: Übersicht über mögliche Technologien in einem Wohnquartier

Elektrofahrzeug	Fahrzeugbatterie entladen (erfor- dert Rückspeisefähigkeit)	Fahrzeugbatterie laden		
Batteriespeicher	Speicher entladen	Speicher laden		
Thermischer Speicher	Indirekt durch die Flexibilisierung der Wärme- und Kältebereitstellung			

Die Kombination bzw. Verschaltung dieser Anlagen ermöglicht die Erbringung von Regelleistung. Aufgrund der bereits beschriebenen längeren Aktivierungszeiten für beispielsweise Wärmepumpen und BHKWs ist teilweise die Vermarktung von SRL und MRL einfacher realisierbar. In den letzten Jahren wurden zahlreiche Konzepte entwickelt, um die Erbringung von Regelleistung durch Wohnquartiere bzw. durch die darin verwendeten Technologien zu ermöglichen. Bisher wurde die Erbringung von Regelleistung in einem überwiegenden Teil der Projekte nur theoretisch betrachtet. Durch die Flexibilisierung des Marktdesign wird jedoch auch eine physische Erbringung von Regelleistung durch Wohnquartiere zukünftig (wirtschaftlich) umsetzbar. Die dominierenden Technologien sind dabei Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektrokessel gekoppelt mit thermischen Speichern sowie BHKWs. (Dell-Almak et al. 2018; Stadt Hamburg - Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft 2022; Thomas Nacht 2020; THM Technische Hochschule Mittelhessen 2022; Energie-Atlas bayern 2022)

7. Multikriterielle Bewertung

Dieses Kapitel befasst sich mit der multikriteriellen Bewertung des HyReK-Systems. Das Kapitel ist dabei in drei Themenblöcke gegliedert:

Der Abschnitt 7.1 befasst sich in erster Linie mit dem Status-Quo des HyReKs in Bremen. Es erfolgt eine ökonomische und ökologische sowie eine Akzeptanz- und Resilienzbewertung des HyReK-Systems.

Der Abschnitt 7.2 befasst sich mit der Identifizierung und Bewertung alternativer Systeme zur Erbringung vergleichbarer Systemdienstleistungen. Es wurde hierfür eine Umfrage zu zukünftigen PRL-Technologien durchgeführt. Anschließend wurde das HyReK mit drei anderen Technologien in einer multikriteriellen Bewertung verglichen.

Der Abschnitt 7.3 gibt einerseits Blick auf die ökonomischen und ökologischen Effekte möglicher Mehrfachanwendungen und verschiedener Betriebsstrategien für das HyReK-System. Hierbei werden sensitive Parameter in der Bewertung und potentielle Effekte auf nationaler Ebene analysiert. Anderseits werden verschiedene Entwicklungen im Bereich der Primärregelleistung, des Wäremarkts sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen und der zukünftigen Entwicklung der Momentanreserve aufgzeigt. Zuletzt werden die wichtigsten Erkenntnisse aus dem Projekt sowie Einschätzungen aus dem Projektteam in Bezug auf das HyReK-Konzept in einer Roadmap zusammengefasst und Handlungsempfehlungen für verschiedene Entscheidungsträger formuliert.

7.1. Bewertung Gesamtsystem zur Erbringung von Systemdienstleistungen im Kontext der Energiewende (DLR)

7.1.1. Bewertung der ökonomischen Indikatoren

Im folgenden Abschnitt erfolgt die ökonomische Bewertung des HyReKs in Bezug auf die in Abschnitt 1.5.1 definierten ökonomischen KPIs (Kapitalwert, Amortisationszeit, IRR, Lebensyzkluskosten). Der Stand der Forschung sowie das zugrunde liegende Modell wurde in Abschnitt 3.3 beschrieben. Es wurde ein Vergleich zwischen dem aktuell gültigen 15-min-Kriterium und dem veralteten 30-min-Kriterium angestellt, um den ökonomischen Effekt der Neuregelung zu analysieren. Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden in (Draheim et al. 2020) veröffentlicht.

Grundlage und Annahmen zu den Betriebsdaten

Nachfolgend werden die Betriebsstrategie und die damit verbundenen ermittelten Betriebsdaten und Annahmen zur Batteriealterung beschrieben. Die Anfangsinvestitionen sowie weitere Datensätze sind in der Modellbeschreibung in Abschnitt 3.3 hinterlegt.

Es wird zunächst die Strategie SOC 90 uniform fokussiert. Die Betriebsstrategie SOC 90 uniform zielt darauf ab, die Nachladekosten, die z.B. durch energetische Verluste entstehen, zu minimieren. Dies kann erreicht werden, indem man durch die PRL Freiheitsgrade möglichst viel Strom aus dem Netz aufnimmt. Die Betriebsstrategie nutzt dabei diese Freiheitsgrade (Nachladen, Totbandnutzung sowie Übererfüllung) so aus, dass ein Ziel SOC von 90% angestrebt wird. Da das System ab 90 % SOC in den PtH-Modus wechselt, zielt diese Betriebsstrategie gleichzeitig auf die maximale Energieaufnahme durch die PRL Freiheitsgrade. Tabelle 7.1 zeigt die Ergebnisse der HyReK-Simulationen basierend auf dem Frequenzverlauf der 12 Monate Juli 2018 – Juni 2019. Diese sind zusätzlich zu den Erläuterungen in Abschnitt 3.3 in die Berechnungen eingegangen.

Tabelle 7.1: Übersicht der simulierten Betriebskosten für SOC 90 uniform des HyReK-Systems für das 15- und 30 min Kriterium. Quelle: eigene Simulationen mit dem energiebilanztechnischen Basismodell

	15-min Kriterium	30-min Kriterium
Einnahmen durch PtH-Wärme	11.126€	12.919€
Steuern und Abgaben PtH Betrieb	182.759€	212.216€
Steuern und Abgaben Batterie	60.801€	60.243€
Nachladekosten	94.438€	107.085 €

Im Juli 2019 wurden auf dem deutschen PRL-Markt einige Änderungen der Marktbedingungen vorgenommen. Unter anderem mussten Batterien die präqualifizierte Leistung nur noch 15 Minuten und nicht mehr wie zuvor 30 Minuten vorhalten (Regelleistung Online GbR 2019). Die Hintergründe und Bedeutung dieser Änderung für Batteriespeicher auf dem PRL Markt werden (Zeh et al. 2016) detailliert erläutert. Um den Effekt dieser Änderungen auf das HyReK-System abzubilden, wurde die Betriebsstrategie unter beiden Marktbedingungen simuliert und ökonomisch bewertet.

Es wird zudem angenommen, dass nach 10 Jahren eine Erweiterung der Batteriezellen aufgrund der Alterung notwendig ist, um die Anfangskapazität von 14,244 MWh wiederherzustellen (s. Abschnitt 3.3). In den nachfolgenden Analysen werden diesbezüglich andere Annahmen getroffen (s. Abschnitt 7.3.5 und 7.3.7).

Ergebnisse

Tabelle 7.1 zeigt die errechneten ökonomischen KPIs Kapitalwert, Amortisationszeit, IRR und Lebenszykluskosten für das HyReK-System mit einer Lebensdauer von 15 Jahren. Abbildung 7.1 illustriert den zeitlichen Verlauf des Kapitalwerts über die Lebensdauer von 15 Jahren, die in (Draheim et al. 2020) veröffentlicht wurden. Es ist zu erkennen, dass das HyReK unter dem 15-Minuten Kriterium geringfügig ökonomischer betrieben werden kann als unter dem 30-Minuten Kriterium, wobei die Unterschiede sehr gering sind.

In beiden betrachteten Fällen werden nach 15 Jahren Kapitalwerte von mehr als 1 Mio. € erzielt und der Amortisationszeitraum liegt bei 13 Jahren. Der IRR beträgt nach dem 15-min Kriterium 8,3 % bzw. 7,7 % nach dem 30-min Kriterium. Die jährlichen Lebenszykluskosten für die Bereitstellung von PRL unterscheiden sich kaum und liegen bei 57.066 €/MW bzw. 58.560 €/MW.

Der Unterschied zwischen den dargestellten Analysen in Bezug auf das 15 bzw. 30-Minuten-Kriterium lässt sich durch die geringere benötigte Batteriereserve und somit einen größeren Betriebsbereich in Bezug auf das 15-min Kriterium erklären. So wird seltener die untere SOC Grenze unterschritten, weshalb weniger Strom nachgeladen werden muss. Dies führt wiederum zu geringeren Nachladekosten. Der größere Betriebsbereich führt zudem dazu, dass der Elektrokessel seltener betrieben wird. Daher fallen über 15 Jahre geringere Steuern und Abgaben im Wert von 0,3 Mio. € für den Betrieb des Elektrokessels an.

-	15 min Kriterium	30-min Kriterium
Kapitalwert nach 15 Jahren	1,6 Mio. €	1,2 Mio. €
Amortisationszeitraum	13 Jahre	13 Jahre
IRR	8,3 %	7,7 %
Lebenszykluskosten	57.066 €/MW, Jahr	58.560 €/MW, Jahr

Tabelle 7.2: Ökonomische Bewertung des HyReK in Bezug auf die in 1.4.1 definierten KPIs. Quelle: eigene Berechnungen



Abbildung 7.1 Kapitalwertanalyse des HyReK über 15 Jahre. Es ist zudem eine Amortisationszeit für beide Kriterien nach 13 Jahren zu erkennen. Quelle: (Draheim et al. 2020)

Abbildung 7.2 zeigt eine Aufstellung der Kosten und Einnahmen über 15 Jahre Betriebszeit. Es ist zu erkennen, dass die Einnahmen durch die Erzeugung und den Verkauf von Wärme im Vergleich zu den PRL-Einnahmen kaum ins Gewicht fallen. Andererseits machen die Steuern und Abgaben für den Betrieb des Elektrokessels mit etwa 36% und etwa 2 Mio. € den größten Kostenanteil aus. Nachladekosten und Wartungskosten (ca. 1 Mio. €) sowie die Kosten für die Batterieerweiterung und Steuern und Abgaben für die Batterie (ca. 0,6 Mio. €) haben jeweils einen mittelgroßen Einfluss auf die Gesamtkosten.



Abbildung 7.2 Aufstellung der Kosten und Einnahmen nach 15 Jahren Betrieb. Quelle: eigene Darstellung

Diskussion der Ergebnisse

Die ökonomische Analyse hat gezeigt, dass die zu erwarteten Einnahmen durch den Verkauf der Wärme vernachlässigbar sind, während die Steuern und Abgaben für den Betrieb des Elektrokessels den größten Kostenanteil ausmachen. Mit jeder erzeugten MWh Wärme entstehen einerseits Einnahmen von 10 €/MWh_{Wärme}, jedoch auch Ausgaben von etwa 157 €/ MWh_{Wärme}. Durch Anpassung der gewählten Betriebsstrategie kann die Wärmeerzeugung verringert und so Kosten gespart werden.

Die ermittelten Lebenszykluskosten für die Bereitstellung von PRL liegen teilweise deutlich unter den ermittelten Kosten anderer Studien. Für HyReK wurden 58 €/kW im Jahr ermittelt, während in Schmidt et al. (2019a), Zakeri und Syri (2015) und Lazard (2016) für BESS 159-460 €/kW pro Jahr berechnet wurden. Diesem Unterschied können verschieden Faktoren zugrunde liegen. Erstens ist durch die Installation des Elektrokessels weniger Batteriekapazität notwendig, was einen positiven Effekt auf die Anfangsinvestitionen hat. Dieser Effekt wurde auch von Melo et al. (2019) festgestellt. Zweitens wurden in den o.g. Studien höhere spezifische Batteriekosten angenommen. Diese sinken laut IRENA (2017) von 2016 bis 2030 um etwa 54 bis 61 %, was in den gelieferten Kostendaten des Projektpartners swb bereits zu erkennen ist. Zudem wirken sich die Skaleneffekte des großen Batteriespeichers im HyReK System aus, während in anderen Studien oft kleinere Batteriespeicher betrachtet werden. Außerdem basieren die existierenden Studien auf mindestens 1.000 jährlichen Vollzyklen im PRL Betrieb und damit einer schnelleren zyklischen Alterung als in der vorliegenden Analyse. Die Projektergebnisse haben gezeigt, dass für das HyReK bei einem Energiedurchsatz von 8 GWh und der Batteriekapazität von 14,244 MWh weniger Vollzyklen von etwa 562 pro Jahr zu erwarten sind.

Die ermittelten Amortisationszeiten von 13 Jahren sind vergleichbar mit ähnlichen Studien aus der bestehenden Literatur. Bühler et al. (2015) ermittelte hierfür ebenfalls 13 Jahre. ermittelte hierfür ebenfalls 13 Jahre. Zwar wurde in der Studie von Bühler et al. (2015) höhere Batteriepreise angenommen, jedoch wurden zugleich höhere PRL-Preise (3.000 €/MW und Woche) erwartet, so dass sich dies im Durchschnitt ausgeglichen hat. Fleer et al. (2016) berechnete 9 Jahre bis zur Amortisation, nutzte dabei jedoch sehr hohe PRL Preise (3.500 €/MW) aus dem Jahr 2015. Melo et al. (2019) errechnete eine Amortisationszeit von 15 Jahren für die Dimensionierung des HyReK-Systems verwendete dabei zwar etwas höhere PRL Preise von 2016 (2.500 €/MW), aber auch deutlich höhere Batteriekosten von etwa 600 €/kWh im Vergleich zu etwa 400 €/kWh in der vorliegenden Berechnung.

Weiterführenden Untersuchungen von verschiedenen Betriebsstrategien, Batteriekapazitäten sowie Sensitivitätsanalysen in Bezug auf Batteriekosten, Steuern und Abgaben sowie PRL Preise werden zudem in Abschnitt 7.3 betrachtet.

7.1.2. Bewertung der ökologischen Indikatoren

Dieser Abschnitt widmet sich den Ergebnissen der statischen Ökobilanz des HyReKs, die auf dem in im Abschnitt 3.4 beschriebenen Modell basieren. Die statische Ökobilanz bewertet die Umweltwirkungen als Durchschnitt über einen festgelegten Zeitraum. Die Umweltwirkungen werden für die in Abschnitt 1.5.3 definierten 18 Wirkungskategorien in Bezug auf die festgelegten funktionellen Einheiten für die unterschiedliche Komponenten und Lebenszyklusphasen dargestellt. Sofern andere Daten und Annahmen getroffen wurden, werden diese an entsprechender Stelle erwähnt und transparent diskutiert. Die zugrundeliegende Betriebstrategien sind in Abschnitt 3.4.3.2 beschrieben.

7.1.2.1 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse der statischen Ökobilanz

Die folgenden Ergebnisse werden mit Blick auf die relevanten Einzelkomponenten des HyReK-Systems und deren potenziellen Umweltwirkungen beschrieben. Dabei wird die hierarchische Struktur des HyReK-Systems als Grundlage zur Gliederung der Ergebnisse genommen, beginnend von der Gesamtsystemebene bis hin zur Batteriezelle. Die absoluten Werte sind in Besner (2021) einzusehen.

Umweltwirkungen der Hauptkomponenten des HyReK-Systems

Abbildung 7.3 zeigt den relativen Anteil, welche die HyReK-Komponenten an den 18 Wirkungskategorien haben. Es wird ersichtlich, dass überwiegend das Batterienergiespeichersystem (BESS) für die Umweltwirkungen verantwortlich ist. Die Höhe des Beitrags zu den Umweltwirkungskategorien "climate change, total" (76,5%), "ionising radiation" (89,2%) und "fossile resources" (80,9%) wird besonders durch das BESS beeinflusst.



Abbildung 7.3. Relative Umweltwirkungen des HyReK-Systems inklusive aller relevanten Komponenten basierend auf der ILCD 2018 Midpoint Indikatoren Methode. Legende: PtH: power-to-heat. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Abbildung 7.4 zeigt zudem die absoluten Anteile der Komponenten für die Umweltwirkungskategorie "climate change, total" bezogen auf die funktionelle Einheit von einem MWh_{Kap}. Es wird auch hier nochmals deutlicher, dass das BESS den größten Anteil der Umweltwirkungen im Bereich "climate change, total" besitzt und andere Komponenten einen relativ und absolut geringen Anteil dazu beitragen.

Zunächst wird auf die relevanten Wirkungskategorien der Bestandteile ohne Berücksichtigung des BESS eingegangen. Das BESS wird nach Analyse der Hauptkomponenten nochmals explizit betrachtet.



Abbildung 7.4. Die absoluten Umweltwirkungen in der ILCD 2018 Kategorie Klimawandel für die HyReK-Hauptbestandteile bezogen auf die funktionelle Einheit MWhKap. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Klimawandel (engl. "Climate change, total"): Die Umweltwirkungen mit Blick auf Treibhausgase lassen sich im Wesentlichen auf die energieintensiv herzustellenden Komponenten zurückführen, da der jeweilige Rohstoffabbau und die anschließende Verarbeitung häufig an Standorten mit einer fossil-basierten Elektrizitäts- und Wärmeversorgung stattfinden. Zudem befinden sich die meisten Metalle nur in einer geringen Konzentration im Mineral und benötigen verschieden umfangreiche Bearbeitungsschritte zur Aufkonzentrierung. Besonders der Abbau und die Produktion essentiell benötigter Metalle wie Eisen, Kupfer und Aluminium führt zu hohen Umweltwirkungen. Dies betrifft neben dem anschließend separat analysierten BESS weitere Komponenten. Die Produktion und Verarbeitung des Kupfers (u. a. Minenbetrieb, Elektroextraktion (galvanische Abscheidung des Kupfers vom Erz mit Lösungsmittelextraktion)) trägt zur Erhöhung der Kategorie "climate change, total" bei, wodurch besonders das Verkabelungssystem und die Kupferschienen in den WR, den Transformatoren, den BESS-Bänken und der Umschalteinheit betroffen sind. Auch die Aluminium- und Ferritproduktion (Drossel-/Trafokern, -Windungen) schlagen sich in dieser Umweltwirkungskategorie nieder. Die Herstellung der jeweiligen Container tragen ebenfalls zur Erhöhung der Umweltkategorie bei aufgrund der vor Korrosion schützenden Zinkbeschichtung (15%), der Metallverarbeitung (41%) sowie des Stahleinsatzes (39%). Bei Betrachtung der PtH-Anlage tragen insbesondere die Fernwärmerohre (verchromter Stahl, Steinwolldämmung) und die Flansche (verchromter Stahl) mit 38% bzw. 13% Anteil zum Klimawandel des PtH-Moduls bei.

<u>Nichtkarzinogene und karzinogene Toxizität</u> (engl. non carcinogenic toxicity, carcinogenic toxicity) ist insbesondere durch den Kupfereinsatz beeinflusst (UBA 2020). Für das HyReK-System ist daher das Verkabelungssystem mit 29 Tonnen Kupfer verlegt auf knapp 20 km Länge der Haupteinflussfaktor mit 42,1% für diese Umweltwirkung. Des Weiteren trägt der Anschlusskasten der PtH Anlage, die Batteriebänke, die DC-Umschalteinheit und der WR verbauten Kupfersammelschienen sowie Kupferanteile in diversen Schaltern und Schützen zur Umweltwirkung bei. Die karzinogene Toxizität ist überwiegend durch den Einsatz Aluminium, Ferrit und Stahl in der WR- und Transformatorherstellung (Trafo- bzw. Drosselwindungen) bestimmt. So fallen bei der Gewinnung von Aluminiumoxid unter anderem Abfallprodukte toxische Bauxitrückstände (Rotschlamm) an (Ozden et al. 2019). Auch die im magnetischen Kernen eingesetzten Ferrite mit einem Mangan-Massenanteil von 30 % (ecoinvent 2019) haben einen größeren Einfluss auf die karzinogene Toxizität. Besonders bei der Produktion des Ferromangans durch Verhüttung (d.h. die Verarbeitung in einem Mix aus Hoch- bzw. Elektrolichtbogenöfen) entstehen als Nebenprodukt Schlacke, Filterstaub und -schlamm sowie verbrauchte Feuerfestmaterialien, die sich besonders auch auf die Ökotoxizität auswirken (Classen et al. 1994-2019). Ebenfalls trägt der austenitische (Edel-) Stahl in Flansch-, Rohrheizkörpern und Anschlusskasten der PtH-Anlage zur karzinogenen Toxizität bei, die durch die Produktion von Ferrochrom sowie Stahl und die dabei entstehenden Schlacke und Stäube begünstigt wird.

<u>Fossile Ressourcen sowie Mineralien und Metallressourcen</u> (engl. "fossile resources", "mineral and metal resources"): Analog zur Kategorie Klimawandel betreffen diese Kategorien besonders energieintensive Prozesse aufgrund des Einsatzes fossiler Energieträger. In der Kategorie Minerale und Metallressourcen haben die Containergehäuse mit 47,8% den höchsten Anteil. Dies liegt an der im Datensatz angenommene Zinkbeschichtung der Verriegelungsstangen und Containerfläche. Neben Zink spielt der Abbau von Kupfer eine große Rolle für diese Umweltwirkungen.

<u>Aquatische (Süßwasser) und terrestrische Eutrophierung</u> (engl. "freshwater and terrestrial eutrophication"): Neben den Elektrodenmaterialen im BESS hat auch das Verkabelungssystem einen größeren Anteil an der aquatischen (Süßwasser) und terrestrischen Eutrophierung mit 32,6% beziehungsweise 17,1%. Dies ist auch wiederum auf die Verwendung von Kupfer zurückzuführen.

<u>Wasserverbrauch</u> (engl. "dissipated water"): Mit Blick auf die Umweltwirkungen in der Kategorie Wasserverbrauch ist auch hier der Großteil auf das BESS und auf die Herstellungsprozesse für das Lithium sowie der Batteriezelle zurückzuführen. So wurde in dieser Studie ein Wasserverbrauch für die Zellherstellung von 380 kg/kg Zelle angenommen, was auf der Studie von Ellingsen et al. (2014) bzw. Majeau-Bettez et al. (2011) basiert. Die in HyReK-System verwendeten Batteriezellen haben ein Gewicht von ca. 1,16 kg, so dass für diese Batteriezellen ca. 440 kg Wasser/Batteriezelle für die Herstellung angenommen wurden.

Umweltwirkungen des BESS

Die Auswertung des BESS, welches wie oben beschrieben sehr hohe Umweltwirkungen z.B. bezogen auf die Wirkungskategorie Klimawandel mit 257.829 kg CO_2 eq/MWh_{Kap} hat, ist auch hier wieder in zwei Schritten vorgenommen worden. Als erstes werden die Komponenten des BESS ohne die Batteriemodule beschrieben. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse der Batteriemodule genauer beleuchtet, da diese im Durchschnitt ca. 90% aller Umweltwirkungen des BESS ausmachenDie Herstellung der Batteriemodule erzeugen 245.461 kg CO_2 eq/MWh_{Kap} und haben damit einen ca. 48-mal höheren Beitrag als die zweitrelevanteste Komponente "BESS-Racks".

Die Abbildung 7.5 stellt die Umweltwirkungen der Kategorie "climate change, total" für die einzelne BESS-Komponenten ohne Module dar. Die Umweltwirkungen des Racks in der Kategorie "climate change, total" sind im Wesentlichen mit über 90% auf deren Stahlkonstruktion der Gehäuse, in welchem die Batteriemodule installiert sind, zurückzuführen. Die Brandschutzwand hat aufgrund der Zementherstellung den zweit- bzw. drittgrößten Anteil am BESS mit Blick auf die Wirkungskategorie "climate change, total", jeweils ohne und mit Berücksichtigung der Batteriemodule. Das Klimasystem hat mit 2.480 kg CO_2 eq/MWh-_{Kap} einen vergleichbaren Einfluss auf die "climate change, total" Kategorie wie die Brandschutzwände mit 2.872 kg CO_2 eq/MWh_{Kap}. Diese Wirkungen des Klimasystems sind auf die Anlagentechnik bestehend aus Aluminium zurückzuführen. Die Feuerlöschmeldeanlage, die BMS-Computer und die BESS-Bank haben eine untergeordnete Relevanz mit Blick auf die Kategorie "climate change, total".



Abbildung 7.5: Umweltwirkungen (Klimawandel) der BESS-Bestandteile bezogen auf 1 MWh_{Kap} ohne Module in der cradle-to-gate Perspektive. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Umweltwirkungen des Batteriemoduls

Betrachtet man das Batteriemodul näher (s. Abbildung 7.6), wird die Dominanz der Batteriezelle bei relativer Verteilung der Umweltwirkungen deutlich. Neben der Batteriezelle haben das Modulgehäuse (im Folgenden "Packaging" genannt) wie auch das Batteriemanagementsystem (BMS) Einfluss auf die Umweltwirkungen. Das BMS mit dem darin enthaltenen Niederspannungsschaltschrank trägt zu den Kategorien Mineralien und Metallressourcen, karzinogenen Effekte, Süßwassertoxizität, Eutrophierung bei: Ausschlaggebend sind die elektronischen, passiven, nicht spezifizierten Komponenten, welche diverse Datensätze von Steckverbindern, Kondensatoren, Induktivitäten und Widerständen enthalten. Das Packaging weist indessen hohe Werte bei den karzinogenen Effekten auf. Dies liegt vor allem an dem Aluminiumgehäuse des Batteriemoduls, am Kupfergehalt in den Kupferableitern, den Zellanschlüssen und Modulkontakten sowie an der Platine und dem Kabelbaum. Die durch Transport und die Fabrikgebäude verursachten Umweltwirkungen sind mit einer gemeinsamen, durchschnittlichen Umweltwirkung von 0,7% gering.



Abbildung 7.6: Umweltwirkungen der Komponenten des Batteriemoduls. Quelle: basierend auf (Besner 2021)

Umweltwirkungen der Batteriezelle

Abbildung 7.7 zeigt die Ergebnisse der Umweltwirkungen der Batteriezellbestandteile für die jeweilige Wirkungskategorie. Anode, Kathode und der Elektrizitätsbedarf zur Herstellung der Batteriezellen leisten durchschnittlich die größten Beiträge zu den jeweiligen Umweltkategorien. Die Kathode fällt besonders bei der aquatischen (Süßwasser) und terrestrischen Versauerung und den respiratorischen Effekten (inorganisch) ins Gewicht, weswegen eine nähere Auswertung der Kathode im nächsten Unterkapitel (vgl. Abbildung 7.8) erfolgt.

Der Strommix des Herstellungslandes Südkorea der Batteriezelle im Jahr 2018 bestand aus ca. 42 % Braunkohle, 27 % Gas und 22,5 % Nuklearenergie (Hannah Ritchie und Max Roser 2020). Die Nuklearenergie verursacht den Hauptteil der Umweltwirkungen der Kategorie "Ionisierende Strahlung". Der Grund dafür ist der Aufbereitungsprozess des Uranabraums, welcher wiederum beim Abbau anfällt. Der Uranabraum enthält giftige Schlämme (tailings) die in oberirdischen Tailingbecken gelagert werden (Biegert et al. 2019). Der hohe Anteil an Braunkohle im Energiemix wirkt vornehmlich auf die Wirkungskategorien Klimawandel und Ozonschichtabbau.



Abbildung 7.7: Relative Umweltwirkungen der Komponente der Batteriezelle. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Die Umweltwirkungen der Anodenherstellung lassen sich auf das Graphit sowie dem negativen Stromkollektor aus Kupfer zurückführen, die sich größtenteils in den Kategorien nichtkarzinogene Effekte, und "aquatischen (Süßwasser) Ökotoxizität" niederschlagen. Wirkungen auf die Kategorien "Meereswassereutrophierung" lassen sich gleichermaßen auf den Einsatz von Kupfer (ca. 85% an Anoden-Gesamtanteil) und N-methyl-2-pyrrolidone (ca. 8%) zurückführen. Die Herstellung von N-methyl-2-pyrrolidon kann Emissionen von Kohlendioxid und dem Precursor Butan-1,4-diol verursachen. Dies führt zu einer negativen Beeinflussung der Wasserqualitätsparameter (z.B. biologischer und chemischer Sauerstoffbedarf) und trägt damit zu den Umweltwirkungen der Kategorie aquatische Ökotoxizität bei (ecoinvent 2019).

Das Elektrolyt, welches aus 0,88 Anteilen Lithiumhexafluorphosphat und 0,12 Anteilen Ethylenkarbonat hergestellt wird, hat im Vergleich zu anderen Komponenten der Batteriezelle nur geringe Umweltwirkungen von <5% mit Außnahme der Kategorie "Minerals and Metals" in welcher die Herstellung von Lithiumhexafluorphosphat entsprechend Umweltwirkungen beinhaltet. Die Herstellung des Separators aus Polypropylen zeigt kaum relevante Umweltwirkungen, wobei die Anteile überwiegend unter ein Prozent an den Umweltwirkungen liegen.

Umweltwirkungen der Kathode mit positivem Aktivmaterial

Abbildung 7.8 stellt die Ergebnisse der Analyse aller Bestandteile der Kathode anhand der jeweiligen Gewichtsverhältnisse dar. Besonders stark wirken Kobalt- und Nickelsulfat sowie Lithiumhydroxid und Nmethyl-2-pyrrolidon auf die Umwelt. Trotz der chemischen Zusammensetzung von 5:3:2 von Nickel-Mangan-Cobalt-Anteilen, zeigt der Einsatz des Kobaltsulfats im Durchschnitt die höchsten Umweltwirkungen.



Kobalt ist ein ferromagnetisches Übergangsmetall und gehört der Gruppe der seltenen Elemente mit bekannten Reserven in Höhe von 25 Mio. Tonnen an, welche überwiegend in der demokratischen Republik Kongo, Sambia und Australien vorliegen (ISE 2019). Der Abbau von Kobalt erfolgt in Minen, überwiegend als Nebenprodukt beim Abbau von Nickel und Kupfer. Insbesondere das notwendige Sprengen der Erze zum Ausbruch und Lösen von Fels verursacht diverse Emissionen, sowohl in Wasser als auch Luft, in Form von (Fein-) Staub (Farjana et al. 2019). Aufgrund der energieintensiven Produktion von Kobalt sind größtenteils die Kategorien Klimawandel, ionisierende Strahlung und fossile Ressourcen betroffen. Umweltwirkungen in der Kategorie Ökotoxizität werden durch Stickoxid-Emissionen (Sulfurdioxid, Stickstoffoxid) verursacht, welche sich im produktionsbedingt entstehenden Abwasser befinden (ecoinvent 2019; Farjana et al. 2019). Nickelsulfat ist ebenfalls sehr energieintensiv in der Herstellung (Farjana et al. 2019) und erhöht die Wirkungskategorien Ökotoxizität, Versauerung und respiratorische Effekte. Bei der Nickelextraktion entstehen Emissionen in Luft (Feinstaub) und Wasser in Form von sulfidhaltigem Erz (v.a. Schwefeldioxid), wobei das Schwefeloxid ebenfalls bei Emissionen in Boden und Wasser Versauerungseffekte hat (ecoinvent 2019). Mangan wird häufig in der Stahlproduktion als Legierungsbestandteil verwendet (z. B. in Form von Ferromangan). Die größten Manganförderstaaten sind Südafrika, Australien, Gabun, China und Brasilien (USGS 2019). Bei Abbau des Metalls haben besonders der Elektrizitäts- und der Kohle- bzw. Koksbedarf bei Verhüttung ökologische Auswirkungen (Westfall et al. 2016). Das Lithiumhydroxid hat vergleichsweise geringe Umweltwirkungen, welches sich in Anteile kleiner acht Prozent niederschlägt und im Vergleich zu den anderen Materialien einen relativ geringen Massenanteil hat. Die anteilsmäßig höchsten Umweltwirkungen können in der karzinogenen Toxizität identifiziert werden. Die Dekarbonisierung von Abwasser bei Herstellung des Zwischenproduktes Lithiumkarbonat kann toxische und kanzerogene Emissionen verursachen. Wirkungen in der Kategorie Landnutzung lassen sich sowohl auf den

Abbildung 7.8: Relative Umweltwirkungen der Bestandteile der Kathode. Quelle: basierend auf Besner (2021)

flächenverbrauchenden Lithium- als auch Kalkabbau zur Herstellung des Zwischenproduktes Lithiumcarbonat zurückführen (ecoinvent 2019). Beim Abbau der NMC-Metalle kommt es neben gesundheitlichen Risiken für die Bevölkerung auch zu Menschenrechtsverletzungen aufgrund Ausbeutung der Arbeitenden und fehlender Sicherheitsstandards (Müller und Reckordt 2017; Banza Lubaba Nkulu et al. 2018).

Einbezug der Betriebsphase

Die Betriebsphase wird anhand der während des Betriebs bereitgestellten PRL und Wärmemenge sowie der anfallenden Verluste abgebildet. Die Ergebnisse der jeweiligen Szenarien hängen direkt von den Umweltwirkungen ab, welche den genannten Prozessen zugeordnet sind. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7.9 dargestellt. Des Weiteren wurde in einem weiteren Szenario "Kapazitätserweiterung" die notwendige Erweiterung der installierten Kapazität im zehnten Betriebsjahr berücksichtigt. Die Erhöhung der installierten Kapazität von ursprünglich 2,374 MWh auf 2,9 MWh pro BESS-Container (entspricht 80 BESS Module) wirkt sich sowohl auf die Herstellungsphase mit einer Zunahme von ca. 15% als auch auf die Betriebsphase mit knapp 8% höhere Umweltwirkungen im Vergleich zum SOC70 uniform Szenario in der Kategorie Klimawandel aus.



Abbildung 7.9: Umweltwirkungen ("climate change, total") nach Herstellungs- und Betriebsphase der jeweiligen Szenarien bezogen auf die funktionelle Einheit einer bereitgestellten MWh_{PRL} in der Betriebsstrategie SOC70. Quelle: (Besner 2021)

7.1.2.2 Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse identifiziert ergebnisrelevante Entscheidungen und Annahmen. Sie untersucht die Zuverlässigkeit der Ergebnisse hinsichtlich Qualität und überprüft, inwieweit Schlussfolgerungen durch im Rahmen der Studie auftretende Unsicherheiten beeinflusst werden (Baumann und Tillman 2004). Die Umsetzung der Sensitivitätsanalyse erfolgt, indem systematisch die Modell-Input-Parameter verändert werden. Aufgrund der Komplexität des Produktsystems können systematisch nicht alle Parameter einer Analyse unterzogen werden.

Deshalb wird eine globale Sensitivitätsanalyse mithilfe von Brightway2 umgesetzt. Hierfür wird eine Monte Carlo Simulation mit 1.000 Iterationen durchgeführt (Heijungs 2020). Im Folgenden werden die Prozesse berücksichtigt, welche auf Basis der Sensitivitätsanalyse ein Veränderungspotenzial aufweisen – entweder durch die Modifikation des Betriebsverhaltens des HyReKs, durch Maßnahmen bei zukünftig umzusetzenden Anlagen oder aufgrund potentieller technischer Entwicklungen. Folgende Szenarien werden in der Herstellungsphase identifiziert:

Reduktion des positiven Aktivmaterials

Die gemessenen Zellbestandteile weichen etwas von den vom Hersteller genannten Mengen ab, was unter anderem mit der Ermittlung der Massenanteile durch verschiedene Annahmen (u.a. Stöchiometrie)

zurückzuführen ist. Um den Einfluss dieser Annahmen auf die Gesamtergebnisse zu zeigen, wurde das positive Aktivmaterial der Kathode jeweils um 10% und 20% reduziert, da dieser Zellbestandteil den hauptsächlichen Beitrag in den Gesamtumweltwirkungen darstellt. Abbildung 7.10 zeigt die relative Veränderung der jeweiligen Umweltwirkungskategorien bei der Reduktion des positiven Aktivmaterials um 10% und 20%. Es ist zu erkennen, dass der Wasserverbrauch (dissipated Water) und die karzinogenen Effekte (carcinogenic effects) die größte Verminderung ausweisen, was auf den geringeren NMC Anteil und hier vor allem der Kobaltherstellung zurückzuführen ist.





Reduktion des Energiebedarfs für die Zellproduktion der Batteriemodule

Die in 2017 erhobenen Industriedaten eines chinesischen LIB-Herstellers, der zu den zehn weltweit führenden LIB-Automobilzulieferern gehört, deuten auf einen geringeren Energiebedarf für die Zellproduktion hin: Im Gegensatz zu Ellingsen et al. (2014), welche von einem Stromverbrauch im Bestfall von 586 MJ/kWh (100 MJ/kg Wärmebedarf) ausgehen und der vorliegenden Studie als Basis angenommen wurde, nehmen Dai et al. (2019) einen Energieverbrauch von insgesamt 170 MJ/kWh an (30 MJ/kWh Elektrizität, 140 MJ/kWh Wärme). In Anbetracht der seit 2014 kontinuierlichen F&E im Bereich der LIB, ist nachfolgend ein Vergleich der Umweltwirkungen beider Literaturquellen unter Annahme einer südkoreanischen und chinesischen Produktionsstätte aufgeführt.

Aus Abbildung 7.11 wird ersichtlich, dass sich die Umweltwirkungen der Kategorie "climate change, total"des Batteriemoduls unter Reduzierung des Energiebedarfs bei Annahme der Verhältnisse in chinesischer bzw. südkoreanischer Produktion um zu 50% reduzieren lassen.



Abbildung 7.11: Vergleich der Umweltwirkungen (climate change, total) der Batteriemodule anhand des Energiebedarfs bei BESS-Zellproduktion von zwei Literaturquellen und den geografischen Regionen Südkorea (KR) und China Jiangsu Province (CN-JS) bezogen auf eine MWh Batteriekapazität. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Reduzierung der Verkabelung um bis zu 40% für zukünftige modulare Containerdesigns

Andere Bauversionen des HyReK-Systems können dazu führen, dass bis zu 40% der Verkabelung einspart werden. Aus diesem Grunde wurde dieses Szenario ebenfalls mitberücksichtigt, in welchem der Kabelsystemumfang um 20% und 40% reduziert wurde. In Abbildung 7.12 sind vier Umweltwirkungskategorien, die in diesem Szenario die höchsten Reduktionen aufzeigten, dargestellt. Es ist zu erkennen, dass, auch wenn im Vergleich zum gesamten HyReK das Kabelsystem nur einen geringeren Anteil ausmacht, in den Kategorien "climate change total" (-2%), "freshwater ecotoxicity" (-9%), "freshwater eutrophication" (-11%) und "non-carcinogenic effects" (-17%) die größten Änderungen bezogen auf eine MWh_{Kap} eingespart werden können.



Abbildung 7.12: Vergleich der relevantesten Umweltwirkungskategorien bei Reduktion des Verkabelungssystem um 20% und 40%. Quelle: basierend auf Besner (2021)

Vermiedene Umweltwirkungen alternativer Wärmeenergieträger durch die PtH-Anlage

Sofern angenommen wird, dass die Wärmeproduktion der PtH-Anlage nicht die Nutzung eines BHKWs ersetzt, sondern die Wärmebereitstellung alternativer Wärmeenergieträger vermeidet, verändert dies die Umweltbelastung des Gesamtsystems. Abbildung 7.13 zeigt die unterschiedlich hohen Auswirkungen bei Anwendung des SOC70 uniform Szenarios unter Berücksichtigung der Substitution von Braun-, Steinkohlekraftwerken, Öl-betriebenen KWK- sowie Biogas-Anlagen für die Wirkungskategorie "Klimawandel", die mittels der ecoinvent-Datensätze berechnet worden sind. Je nachdem welcher Wärmeenergieträger ersetzt wird, äußert sich dies in unterschiedliche hohen Einsparpotenzialen. Es wird ersichtlich, dass die Technologieauswahl, deren Treibhausgasemissionen vermieden wird, einen deutlichen Effekt auf die Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems haben kann. Der Ersatz von Steinkohle oder Braunkohle bereitgestellter Wärme bietet die größten Substitutionspotenziale je bereitgestellter MWh_{PRL} mit ca. 14,8 kg CO₂ eq. Der Ersatz von KWK-Anlagen (Öl befeuert) und BHKW (Gas) bieten dagegen ca. 8,4 bzw. 7,1 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} nur noch ca. die Hälfte des Substitutionspotenzials, wogegen der Biogas-Mix vergleichsweise geringe Treibhausgasemissionen beinhaltet und die Wärmeherstellung durch das HyReK dadurch nur 3,6 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} ersetzen kann.





Die Allokation und Gutschrift des Nebenproduktes "Wärme" zeigt, dass die Auswahl des zu ersetzenden Wärmeenergieträgers einen größeren Einfluss auf die Ergebnisse haben kann als beispielsweise die BESS-Erweiterung um 80 Module pro Container (ca. 9,5% Reduktion GWP).

Die Umweltwirkungen in der Kategorie "climate change, total" die zur Herstellung des PtH Moduls verursacht werden, belaufen sich auf 98.960 kgCO₂ eq, welche über die Betriebszeit von 15 Jahren von verschiedenen substituierten Energieträgern kompensiert werden können. Auch unter Annahme des vermiedenen Energieträgers mit den geringsten Umweltwirkungen (Biogas-Mix), können Einsparungen in Höhe von 550.469 kg CO₂ eq. über die Laufzeit von 15 Jahren erreicht werden, unter Abzug der Umweltwirkungen, welche durch die Herstellung des PtH-Moduls entstehen. Die Hybridisierung des HyReK-Konzepts hat somit nicht nur positive Effekte aufgrund der Kapazitätsreduktion unter gleichbleibender Leistungsbereitstellung, sondern kann durch Wärmeerzeugung ökologische Vorteile verschaffen aufgrund der Einsparung unterschiedlicher Energieträger.

Variierung der Zusammensetzung des Strommixes für die Betriebsphasenverluste

Der Strombezug und die Zusammensetzung der Energie-Mixe ist eine der Haupteinflussgrößen in der Ökobilanzierung. Deswegen wurde in dieser Studie für den angenommenen jahresdurchschnittlichen Strom-Mix zur Berechnung der Verluste in der Betriebsphase ebenfalls eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Im statischen Basismodell wird der Strombezug anhand eines Durchschnittwertes des Strommixes von 2019 und 2035 nach Netzentwicklungsplan (NEP) dargestellt (Nahmmacher et al. 2020). Für die Berücksichtigung der sukzessiv fortschreitenden Entwicklung entsprechend des NEPs, können verschiedene Entwicklungsstufen der Anteile von erneuerbaren Energieerzeugern bei der Berechnung berücksichtigt werden. Neben dem Durchschnitts-Energie-Mix aus dem Jahr 2019 und 2035 können die 15 Betriebsjahre in 5-Jahresabschnitte unterteilt und den jeweiligen Intervallen anteilig der Strommix von 2019 und 2035 zugeordnet werden. Beispielsweise würde sich der Energie-Mix im Betriebsjahr 5 aus zwei Dritteln des Strommixes 2019 und aus einem Drittel des Strommixes 2035 zusammensetzen. Für jedes Intervall werden dann die Umweltwirkungen der Betriebsverluste als Durchschnitt dargestellt. In Abbildung 7.14 sind die verschiedenen Strom-Mixe und die Umweltwirkungen climate change, total und ionising radiation dargestellt, welche hauptsächlich durch die Zusammensetzung des Strom-Mixes beeinflusst werden. Neben der zu erwartenden Reduktion der Umweltwirkung bei Betrachtung des Strommixes von 2035 kommt es bei dem Einbezug mehrerer 5 Jahresintervalle zu marginal höheren Umweltwirkungen als unter Annahme des Durchschnitts. Dies ist auf die Berechnungsweise zurückzuführen, da die geringeren Umweltwirkungen des Strommixes des Jahres 2035 in der Durchschnittsberechnung zu 50 % wirken.



Abbildung 7.14: Vergleich der Umweltwirkungen der Betriebsverluste und der Einfluss verschiedener Strommixe auf die Umweltwirkungen climate change, total und ionising radiation. Quelle: basierend auf Besner 2021

Die Kategorie "ionising radiation" nimmt zwischen Strommix 2019 und 2035 aufgrund des bis zum Jahr 2022 festgelegten Ausstiegs aus der Nuklearenergie um 76% ab. Wegen der im Datensatz angenommenen Strom-Importe aus Nachbarländern wie Frankreich sinken Umweltwirkungen in der genannten Kategorie jedoch nicht auf null. Auch in der Kategorie "climate change, total" können bis 2035 knapp 55% geringere Treibhausgasemissionen aufgrund der Betriebsverluste erwartet werden.

7.1.2.3 Diskussion der Ergebnisse und Fazit

Generell zeichnet sich diese Ökobilanzstudie durch einen sehr hohen Anteil an verwendeter Primärdaten aus, die zusammen mit den HyReK-Projektpartnern erhoben werden konnten (siehe Abschnitt 3.4). Dennoch mussten einige der Hauptkomponenten durch Sekundärliteratur und/oder Annahmen vervollständigt werden, was jedoch im Vergleich zu anderen Studien zu einem weit unterdurchschnittlichen Teil erforderlich war. Dies lag zumeist an den zugrundeliegenden Betriebsgeheimnissen, wie im Falle der

Zusammensetzung der Heizleiterlegierungen, welche in den Rohrheizkörpern der PtH-Anlage verbaut sind. Auch der Transformatorenhersteller hat auf Anfrage keine umweltrelevanten Daten bzgl. seiner Transformatoren herausgeben können. Primärdaten über diverse Bestandteile wie dem Steuerschrank, welcher die Verbindung zum Prozessleitsystem darstellt, konnten nicht vollständig erhoben werden. Auch die Materialzusammensetzung der WR und DC-Umschalteinheit konnten nicht vollständig rekonstruiert werden, die jedoch aufgrund geringer Massenanteile mit verhältnismäßig geringer Umweltwirkung, wie z. B. Plastik- oder Metallteile darstellen und gem. dem Projektpartner AEG PS somit vernachlässigbar sind. Weitere fehlende Primärdaten konnten überwiegend anhand Abschätzungen (z. B. Transportstrecken) abgedeckt werden oder mithilfe der ecoinvent-Datenbank bzw. Literaturwerten aus vergleichbaren Studien (z.B. Klimaanlagensystem) abgebildet werden.

Wie die Sensitivitätsanalyse des Strom-Mixes gezeigt hat, könnte eine genauere Modellierung des HyReK-Strombezuges während des Betriebes die Ergebnisse repräsentativer darstellen, wenn man die bremischen und niedersächsischen Erzeugungsstrukturen berücksichtigen würde. Innerhalb dieser Arbeit waren diese Daten nicht verfügbar. Da jedoch verschiedene Szenarien im Rahmen der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt wurden und durch die Ausarbeitung des NEP nur für Deutschland detaillierte potenzielle Entwicklungspfade über zukünftige Elektrizitätsversorgung existieren, wurde auf Basis der Datenverfügbarkeit für die Einbeziehung des deutschen Elektrizitätsmixes gearbeitet. Des Weiteren wurde in den zugrundeliegende Betriebssimulationen ein Marktverhalten vorausgesetzt, in welchem das HyReK-System bzw. der Betreiber immer den Zuschlag erhält (Schlachter 2020). Diese idealisierte Simulation entspricht nicht der Realität, da sich das Verhältnis von präqualifizierter PRL (6,85 GW, (Deutsche ÜNB 2020b)) zu ausgeschriebener PRL (573 MW in 2020 (Deutsche ÜNB 2020d)) auf ca. 10:1 beläuft und wahrscheinlich nicht jede Angebotsabgabe erfolgreich verläuft. Dennoch gibt diese Untersuchung einen ersten tieferen Einblick in die Betriebsweise des Systems. Zukünftige Studien könnten hier ebenfalls ansetzen und das Marktverhalten "marktkonform" abbilden, was wiederum mittels Ökobilanzierung bewertet werden kann.

Des Weiteren wurden zwei weitere Annahmen zu den Systemgrenzen getroffen, die ebenfalls hier genannt werden müssen. Die erste Annahme betrifft die Wartungsarbeiten bzw. technischen Ersatzteilerfordernisse, die während des Betriebs anfallen, zu denen jedoch erst Erfahrungen gesammelt werden (müssen). Daher wurde die Phase der Wartung inkl. der Ausstattung mit Ersatzteilen nicht oder nur limitiert im Rahmen der LCA berücksichtigt. Kleinteile wie beispielsweise einzelne Drucksensoren der Klimaanlage, die bereits ausgetauscht werden mussten, wurden hier aufgrund der angewandten Abschneideregeln nicht berücksichtigt. Zukünftig dürfte es erwartbar sein, dass weitere intensivere Wartungen auftreten können. Die zweite Annahme betrifft die unberücksichtigte End-of-life Phase in der Ökobilanz. Bisher sind keine marktreifen Entsorgungskonzepte und -prozesse bekannt, weswegen in dieser Studie darauf verzichtet wurde die Standarddatensätze von ecoinvent Datenbank zu nehmen. Notter et al. 2010 hatten dies in ihrer Studie zu verschiedenen Batteriechemien dargestellt und den Anteil der Umweltwirkungen abgeschätzt. Letztendlich besteht hier zunehmend dringender Forschungsbedarf, da noch kein einheitliche Entsorgungssysteme (Sammlung, Sortierung, Auftrennen und Separation) definiert sind, weswegen auch verschiedene Ansätze in der Literatur diskutiert werden. Hier dürfte im Laufe des Jahres 2021/22 von der Europäischen Kommission weitere Empfehlungen für die einzelnen Länder zu erwarten sein, die in zukünftigen Studien implementiert werden könnten. Auch die zurzeit herrschende Diskussion bezüglich der Verwendung von 2nd Life Batterien in stationären Speichern bleibt abzuwarten, da damit einhergehend noch die Anforderungen definiert, und insbesondere die Daten, für die Wiederverwendung von genutzten Batterien bestimmt werden müssen. Nicht zu vernachlässigen ist ebenfalls die erwartbare geringere Effizienz von 2nd Life genutzter Batterien, die sich wiederum negativ in der Betriebsphase auswirken kann. Jedoch besteht hier auch noch weiterer Bedarf um solide Empfehlungen aussprechen zu können.

Einordnung der Ergebnisse in den Stand der Literatur

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der vorliegenden Studie mit den Ergebnissen der in Abschnitt 3.4.1 aufgezeigten Literatur diskutiert. Hierbei liegt der Fokus auf die Wirkungskategorie "climate change, total", da diese am häufigsten in weiteren LCA-Studien untersucht wurde und damit die Ergebnisse dieser Studie eingeordnet werden können. Dabei wird zunächst auf die Herstellungsphase und anschließend auf die Betriebsphase eingegangen.

Die Umweltwirkungen der Herstellungsphase des HyReK-Systems belaufen sich auf 336.826 kg CO₂ eq/MWh_{kap} was ca. 337 kg CO₂ eq/kWh_{Kap} entspricht. Mit der Literatur ist dieses Ergebnis nur bedingt vergleichbar, da in dieser Studie zusätzlich das "Balance of plant" (BOP), sprich aller notwendigen weiteren elektrischen Komponenten, berücksichtigt worden ist und in anderen Studien nicht eingeflossen ist. Im Vergleich dazu haben Baumann et al. (2017), basierend auf den Batteriezelldatensatz von Ellingsen et al. (2014) und Majeau-Bettez et al. (2011), 108 bzw. 116 kg CO₂ eq/kWh für das Batteriesystem ermittelt. Die Ergebnisse weichen um den Faktor drei ab, da für die Ökobilanzstudie für das HyReK spezifische Daten für die Nutzung stationärer Speicher erhoben worden sind und zudem alle weiteren relevanten Komponenten berücksichtigt wurden, die für einen PRL-Betrieb notwendig sind. Zu diesen zählen im vorliegenden Fall unter anderem die Transformatoren, WR, Brandschutz- und Klimaanlagensysteme sowie Fundamente etc. Es lässt sich somit die Relevanz der BOPs und der spezifischen Anwendung festhalten, die in weiteren Studien entsprechend berücksichtigt werden müssen. Das BESS mit seinen Batteriebänken ist dabei der Hauptverursacher der Wirkungen. Sofern die Ergebnisse des BESS bzw. der Batteriezellen mit der vorliegenden Literatur verglichen werden, kann man Unterschiede feststellen, die jedoch mit Vorsicht zu interpretieren sind, da in den anderen Ökobilanzstudien meist mit differenten Systemgrenzen ausgegangen und die Herangehensweisen unterschiedlich gewählt wurde.

Eine weitere Einordnung der Ergebnisse wurde anhand von Literatur der Batteriemodule vorgenommen. Ellingsen et al. (2014) identifizieren die Produktion der Batteriezellen, die positive Elektrodenpaste mit Aktivmaterial und den negativen Stromkollektor aus Kupfer als größten Beitrag zum GWP, welcher je nach Szenario 56% bis 87% der gesamten Umweltwirkungen der mobilen LIB-Module einnimmt. Diese Aussagen werden in dieser Arbeit bestätigt: Die Batteriezelle mit ca. 200 kg CO₂ eq /kWh sowie das Batteriemodul mit ca. 240 kg CO₂ eq/kWh sind mit den Ergebnissen von 172 bis 487 kg CO₂ eq/kWh nach Ellingsen et al. (2014), 200–250 kg CO₂ eq /kWh (Majeau-Bettez et al. 2011) sowie 166–266 kg CO₂ eq /kWh (Zackrisson et al. 2010) vergleichbar. Die große Bandbreite der Schätzungen von Umweltwirkungen bei der Herstellung von LIB-Zellen führt zu erheblichen Unsicherheiten bei den LCAs von LIB (Pellow et al. 2020). Insbesondere der angenommene Energiebedarf der Zellproduktion variiert zwischen 3,1 bis 1.060 MJ/kWh (Notter et al. 2010; Zackrisson et al. 2010; Majeau-Bettez et al. 2011). Die Sensitivitätsanalyse in diese Arbeit konnte die Primärdaten nach Dai et al. (2019) berücksichtigten und den Einfluss dieses Parameters bestimmen (s. Abbildung 7.11). Die Ergebnisse zeigen die Sensitivität dieses Prozesses: Die Reduktion des Strom- und Wärmebedarfs um 77% verursacht eine Verminderung der durch den Energiebedarf verursachten Umweltwirkungen (Strommix Jiangsu, China) um 95% (climate change, total) sowie um 85% (climate change, total) bei Einbezug der restlichen BESS-Komponenten.

Mit Blick auf die Betriebsphase wurden in dieser Studie verschiedene Betriebsstrategien mittels einer statischen Ökobilanz betrachtet. Die Umweltwirkungen befinden sich in einem Bereich von ca. 35 kg CO_2 eq /MWh_{PRL} ("SOC70 minloss") bis zu 79 kg CO_2 eq /MWh_{PRL} (Wirkungsgradmodell) unter Einbezug der

Betriebsphase und der bereitgestellten PRL. Während im Wirkungsgradmodell Szenario die Herstellungsphase nur 33% der Umweltwirkungen einnimmt, verursacht die Herstellungsphase im "SOC70 minloss" Szenario den überwiegenden Anteil von 72% (climate change, total). Die LCA-Studien, die netzgekoppelte stationäre LIB-Speicher untersuchen, befinden sich in einer ähnlichen Größenordnung (Pellow et al. 2020): So verursacht nach Baumann et al. (2017) die Betriebsphase 60-95% der Umweltwirkungen, welche sich v. a. aus der Zusammensetzung des Elektrizitätsmixes und der Roundtrip-Effizienz des BESS ergibt. Darüber hinaus wurde die Betriebsphase von BESS in der gegenwärtigen Literatur nur mittels Roundtrip-Effizienzverlusten (Baumann et al. 2017) bzw. mehrere Szenarien (Hiremath et al. 2015) berücksichtigt. In dieser Analayse wurden jedoch die Leerlaufverluste sowie Wandlungsverluste in Abhängigkeit vom Marktverhalten berücksichtigt, sodass die vorliegenden Ergebnisse auf einem realitätsnäheren Betrieb basieren.

Die Sensitivitätsanalysen der Herstellungsphase (Reduktion Verkabelung, positives Aktivmaterial bzw. Lithiumgehalt und Energiebedarf bei Zellproduktion) sowie der Betriebsphase (Veränderung des Betriebsverhalten, Erweiterung der Kapazität, Substitutionspotenziale durch Ersetzen von Wärmeenergieträgern, und Veränderung der Strom-Mixes) zeigen, dass die jeweiligen Wirkungskategorien auf eine Variation von Inputparametern unterschiedlich sensitiv reagieren. Die Stellschrauben der sensitiven Parameter sind somit auch für zukünftige Modellierungen und BESS-Weiterentwicklungen relevant. Das Allokationsverfahren, welches das Nebenprodukt Wärme dem System Umweltwirkungen gutschreibt, ist ebenfalls eine sehr sensitive Annahme, wie die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse gezeigt haben. Diese potenziellen Einsparungen sind stark standortabhängig, so dass fallweise untersucht werden müsste, welche Substitutionspotenziale vorliegen, da dieses vorwiegend durch den Strom-Mix zur Einspeisung/Wärmeerzeugung und die substituierte Wärmeenergieträger bestimmt wird.

7.1.2.4 Konsequenzen aus Hotspot- und Sensitivitätsanalyse

Da es sich bei dem Konzept "HyReK" um eine Pilotanlage handelt, werden fortführend aus ökologischer Perspektive Optimierungsansätze des bestehenden und Empfehlungen zukünftiger HyReKs auf Grundlage der Ergebnisse diskutiert. Bezüglich der länderspezifischen Auflösung der ecoinvent-Datensätze, sind die Ergebnisse der Ökobilanz des HyReKs nicht an den Standort Bremen-Hastedt gebunden, sondern können in ganz Deutschland Anwendung finden.

Herstellungsphase

Die Standortwahl eines zukünftigen HyReKs sollte möglichst auf Basis vorhandener Infrastruktur gewählt werden. Zum einen sollten möglichst kurze Transportwege der Wärmeenergie vorliegen. Dies vermeidet einerseits Wärmeverluste, andererseits können Ressourcen wie große Mengen an Stahl im Falle der am HyReK-Standort verbauten Fernwärmeleitungsträger eingespart werden. Insbesondere das Verkabelungssystem sollte aufgrund dessen Umweltwirkungen möglichst effizient verlegt und nahe einem existierenden Netzanschlusspunkt installiert werden. Diese Voraussetzungen finden sich besonders an Industriestandorten mit Wärmebedarf oder an Kraftwerksanlagen von Stadtwerken.

Um die Umweltwirkungen des BESS zu verringern, kommen zukünftig alternative Batteriezellen in Frage. Ebenfalls unterliegen LIB einer steten Weiterentwicklung: Stand der Technik des Kathodenmaterials für NMC-LIB ist das chemische Verhältnis NMC von 111, 442, 532, 622. In naher Zukunft wird eine Zusammensetzungen von NMC-811 angestrebt, wodurch u. a. eine Reduktion des Kobaltgehalts erreicht wird (Ding et al. 2019). Andere Batteriechemien verfolgen das Ziel die Energiedichte zu erhöhen, wobei die Verwendung von Si/C-Komposite als Anodenmaterial (statt Graphit) diskutiert wird, womit eine

Energiedichte von 350 Wh/kg theoretisch erreicht werden kann (Thielmann et al. 2017). So werden dem Einsatz von Silizium-Nanodrähten für Hochkapazitäts-LIB unter kontinuierlicher Forschung vergleichbare Umweltwirkungen zugeschrieben bei einer gleichzeitigen höheren Energiedichte (Li et al. 2014). Festkörperbatterien (Dirican et al. 2019; Sun et al. 2017) und auch andere Zellchemien wie beispielsweise Lithium-Luft (Tan et al. 2017), Li-S (Chen et al. 2018), Na-Ion, NaS rücken in den Fokus. Zwar weisen Li-Luft-Batterien zehnmal höhere Energiedichten als LIB auf, sind jedoch in allen untersuchten Wirkungskategorien mit stärkeren Umweltwirkungen belastet, die jedoch auf einen frühen technologischen Entwicklungsstand der Prozess zurückzuführen ist (Zackrisson et al. 2016). Verglichen mit Li-S- und Na-Ion- weisen Li-Luft-Batterien jedoch laut einer aktuellen Studie aus 2020 die niedrigsten Umweltwirkungen auf (Wang et al. 2020a). Umweltwirkungen der Lithium-basierten Zellchemien sind im Wesentlichen auf das Lithium zurückzuführen, wobei Li-Luft deutlich weniger Lithium Massenanteile benötigt (Wang et al. 2020a). Dagegen kommen Lopez et al. (2021) zu dem Ergebnis, dass unter geeigneter Auswahl des Kathoden- und der Reduzierung des Elektrolytmaterials eine Reduktion der Umweltwirkungen von Li-S um den Faktor 5 erreicht werden kann und damit LIB an Umweltwirkungen unterbietet. Es ist daher erwartbar, dass mit fortschreitender Entwicklung reduzierte Umweltwirkungen pro Energieeinheit durch Einsatz alternativer Technologien sowie der Erhöhung der Energiedichte und Effizienz erreicht werden. Dies gilt vorbehaltlich nur wenn ähnliche Batteriegrößen verbaut werden und keine Rebound-effekt eintreten, die die eingesparten Umweltwirkungen negativ überkompensieren.

Betriebsstrategien und -verluste

Stationäre BESS zur Erbringung von Primärregelleistungen müssen die angebotene Kapazität für eine sekundenschnellen Bereitstellung vorhalten. Daher sind solche Systeme zumeist im Leerlauf und arbeiten nicht unbedingt am optimalen technisch ausgelegten Betriebspunkt (Fleer et al. 2016). Für das HyReK-System stellen die Betriebsverluste der WR einen Großteil der Gesamtverluste. Hinzu kommen die Betriebsverluste der Transformatoren und die des Batteriesystems. Durch abschlaltbare Umrichter werden pro bereitgestellter MWh_{PRL}geringere Umweltwirkungen erzeugt. Dies wurde im Vergleich der Szenarien "SOC70 uniform" und "SOC70 minloss" gezeigt. Mit Blick auf weitere Betriebsstrategien können weitere flexible Möglichkeiten in Betracht gezogen werden, die in der Literatur als Optionen sowohl für BESS als auch für Hybridanlagen diskutiert werden (Zeh et al. 2016; Angenendt et al. 2020; Schlachter et al. 2020; Hollinger et al. 2016; Marchgraber et al. 2020). Das hybride BESS ist dabei flexibler als reine BESS, da höhere SOC gefahren werden können. Jedoch muss dabei berücksichtigt werden, dass (zu) hohe Ladestände eher nachteilig für die Batteriealterung sind und somit ein Optimum im jeweiligen Anwendungsfall gefunden werden muss (Wikner und Thiringer 2018). Aus ökologischer Sicht ist die Wahl des Ziel-SOCs von 70 % dem von 90 % vorzuziehen.

7.1.3. Ökonomische und ökologische Bewertung der Feldtestergebnisse

Zum vorgesehenen Zeitpunkt der Bewertung der Feldtests lagen aufgrund von Verzögerungen noch keine Messergebnisse der leistungselektronischen DC-Schalter im PRL-Betrieb vor. Mit den Projektpartnern swb und AEG PS wurden deshalb die möglichen Auswirkungen des DC Schalters auf den Betrieb des HyReKs diskutiert. Effekte sind in erster Linie bei den Investitionskosten, den Verlusten sowie der Lebensdauer des DC Schalters zu erwarten.

Investitionskosten

Die Investitionskosten eines mechanischen Schalters liegen bei circa 1.630 €. Im Gegensatz dazu liegen die zu erwartenden Kosten eines leistungselektronischen DC Schalters bei 1.359 €. Für das HyReK mit 24

Schaltern ergibt sich hier eine Differenz von 6.504 €. In Anbetracht der gesamten Investitionskosten von 10,5 Mio € ist diese Kostendifferenz zu vernachlässigen.

Verlustleistung

Die Leitungsverluste der im HyReK verbauten mechanischen DC-Schalter sind so niedrig, dass sie im Datenblatt nicht aufgeführt sind. Da sie im HyReK auch nicht dezidiert gekühlt werden, wird angenommen, dass die Leitungsverluste nicht ins Gewicht fallen. In diesem Abschnitt wird nun geklärt, welche Verlustleistungen an den neuen, leistungselektronischen Schaltern zu erwarten sind.

Unabhängig davon, wohin die negative PRL geleitet wird, ob nun in die Batterien oder in den Elektrokessel, wird immer ein Thyristor durchflossen. Die dabei entstehenden Verluste:

$$P_{\text{Verlust}} = (U_0 + R_{\text{Diode}} \cdot I) \cdot I$$

hängen von Strom *I*, sowie den Komponentenparametern U_0 und R_{Diode} ab. Die Schwellspannung ist beim neuen Schalter von AEG PS $U_0 = 0.8 V$ und der Bahnwiderstand $R_{\text{Diode}} = 0.145 m\Omega$. Zur Erfassung der Leitungsverluste des neuen leistungselektronischen DC-Schalters werden im Modell (1)a) Mit physikalischer Abbildung der Batterien und DC-Kreise aus Abschnitt 3.2.1) zwei antiparallele Dioden, mit den genannten Parametern U_0 und R_{Diode} in die DC_{High}-Leitung zwischen Umrichter und idealem Schalter eingesetzt. In der Abbildung 7.15 ist nun im linken Bild die Spannungs – Strom – Kennline der beiden Dioden gezeigt. Aus dieser Kennlinie resultiert die im rechten Bild dargstellte Verlustleistung. Durch den sehr niedrigen Bahnwiderstand R_{Diode} steigt die Verlustleistung nahezu linear mit dem Strom. Bei maximalem Strom beträgt die Verlustleistung etwa 1200 W. Im HyReK treten die Maximalströme an den Schaltern nur während der Präqualifizierungstests für dauerhaft (15Min) auf. Im realen PRL-Betrieb treten sie praktisch nicht auf. Zur Abschätzung der mittleren Verluste im PRL-Betrieb wurde eine Simulation mit den Frequenzdaten aus dem Jahr 2020 durchgeführt. Abbildung 7.16 zeigt, dass die Ströme in der Betriebsstrategie "SOC70 minloss" an den Schaltern im Mittel deutlich unter dem Maximalström von 1200 A liegt.



Abbildung 7.15 Links: Strom-Spannungskennlinie der im leistungselektronischen DC-Schalter verwendeten Dioden. Rechts: Abhängigkeit der Verlustleistung eines leistungselektronischen DC-Schalters von der Stromstärke. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 7.16 Jahresdauerstromkennlinie an einem DC-Schalter ermittelt aus den Frequenzdaten des Jahres 2020 mit der Betriensstrategie "SOC70 minloss".

Die Simulation des PRL-Betriebs für das Jahr 2020 ergab, dass alle 24 Schalter zusammen etwa ein Verlustenergie von 16 MWh erzeugen, d.h. pro Schalter entspricht dies einer mittleren Verlustleistung von 76 W. Zum Vergleich: die Batterien erzeugen eine Verlustenergie von 64 MWh und die Umrichter von über 900 MWh im betrachteten Jahr. Zwar sind die Betriebsverluste der neuen leistungselektronischen DC-Schalter deutlich größer als die der mechanischen Schalter, aber sie sind im Vergleich zu anderen Komponenten des Systems so klein, dass sie bei der ökonomischen Betrachtung nicht berücksichtigt werden. Mit Blick auf die ökologische Betrachtung der Betriebsphase bleibt festzuhalten, dass zwar erhöhte Betriebsverluste durch DC-Schalter zu erwarten sind, diese jedoch im Vergleich zu den gesamten Betriebsverlusten nur einen geringen Anteil im einstelligen Prozentbereich ausmachen. Da die Umweltwirkungen in der Betriebsphase linear von den Betriebsverlusten abhängen, werden nur marginal höhere Umweltwirkungen erwartet und diese somit nicht näher betracht. Dies gilt jedoch nur solange bis deutliche andere Betriebsstrategien oder Geschäftsmodelle verfolgt werden, wenn diese durch den DC-Schalter ermöglicht werden könnten.

Lebensdauer

Für die aktuell installierten mechanischen Schalter ist laut Datenblatt eine maximale Anzahl von 3 Mio. Schaltspielen zu erwarten. Für den leistungselektronischen DC-Schalter liegen derzeit noch keine soliden Erfahrungswerte vor, jedoch wird davon ausgegangen, dass in einer vergleichbaren Betriebsweise eine wesentlich höhere Schaltspielzahl ermöglicht werden kann.

Zusammenfassung

Die nachteiligen Effekte der leistungselektronischen DC-Schalter auf die Investitions- und Betriebskosten einer energietechnischen Großanlage sind zu vernachlässigen. Hingegen stellt das praktisch lautlose Umstellen des Energieflusses einen erheblichen Vorteil gegenüber den bisherigen mechanischen Schaltern dar, der den Einsatz in anderen Anwendungen ermöglicht.

7.1.4. Bewertung des Resilienzbeitrags des HyReKs auf das übergeordnete Energiesystem

Im Rahmen der Energiewende steigen Volatilität und Dezentralität der Erzeugerstruktur im deutschen Energiesystem (Haug et al. 2021). Diese Entwicklung geht mit einer zunehmenden digitalen Vernetzung

einher, was zu einem starken Anstieg der Komplexität im Gesamtsystem führt und die Vorhersage eventueller Störereignisse erschwert. Die daraus resultierende Vielzahl an bekannten und unbekannten Herausforderungen erfordert daher einen Wandel von der reinen Vermeidungsstrategie von potentiellen Störereignissen hin zu einem "Vorbereitet sein" auf solche Ereignisse, da deren Auftreten nicht mehr ausgeschlossen bzw. verhindert werden kann (Linkov und Palma-Oliveira 2017). Dies lässt den Begriff der Resilienz an Bedeutung gewinnen und erfordert eine dahingehende Untersuchung des Energiesystems (Florin und Linkov 2016). Ein resilientes Energiesystem zeichnet sich dadurch aus, dass beim Auftreten unterschiedlichster Störereignisse die relevanten Systemdienstleistungen nicht bzw. nur in geringem Maße betroffen sind und aufrechterhalten werden können.

In diesem Arbeitsschritt wurde eine Methodik entwickelt, die den Resilienzbeitrag des HyReK-Systems auf das übergeordnete Energiesystem bestimmen kann. Diese Methodik wurde auf das Energiesystem Bremen angewendet. Dabei wurde insbesondere der Aspekt der Sektorenkopplung berücksichtigt und analysiert, inwieweit die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme sowie weitere Gestaltungsmerkmale zur Resilienz in dem betrachteten Energiesystem Bremen beitragen.

7.1.4.1 Grundlagen, Daten und Methoden

Um die Resilienz in dem vorliegenden Energiesystem Bremen zu untersuchen, muss zunächst ein Verständnis für den Begriff der Resilienz definiert werden, welcher der Bewertung zugrunde liegt, da verschiedenste Verständnisse in der Literatur zu finden sind und immer fallspezifisch definiert werden (Jesse et al. 2019).

Im vorliegenden Fall zeichnen sich Energiesysteme und ihre Subsysteme Strom und Wärme dadurch aus, dass sie insbesondere wie oben beschrieben durch die voranschreitende Energiewende und Digitalisierung extrem vielen Einflussfaktoren und damit neuen Herausforderungen und Risiken ausgesetzt sind. Dieser fortlaufende Wandel wird zukünftig unterschiedlichste Varianten von bekannten und unbekannten Störfällen mit sich bringen. Für die Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung wie PRL), die für die Netzstabilität verantwortlich sind, bedeuten diese Störfälle stets ein Risiko. Gleich und Gößling-Reisemann (2015) unterteilen die Störereignisse, die in bzw. auf ein System wirken, in vier Kategorien (s. Tabelle 7.3. Unterteilung möglicher Störereignisse und Einordnung entsprechender Eigenschaften und Fähigkeiten resilienter Systeme (Gleich und Gößling-Reisemann 2015)). Störereignisse können dem System entweder bereits bekannt sein, da es diese bereits erlebt hat, oder sie treten völlig unerwartet auf. Ebenso treten die Störereignisse entweder völlig abrupt und ohne vorherige Warnung auf, oder sie entwickeln sich langsam und treten schleichend auf.

Tabelle 7.3	Unterteilung	möglicher	Störereignisse	und l	Einordnung	entsprechende	r Eigenschaft	en und	l Fähigkeiten	resilienter
Systeme (G	eich und Gößl	ling-Reisem	ann 2015)							

Störereignisse	Langsam /schleichend	Schnell /abrupt
Bekannt / zu erwartend	Anpassungsfähigkeit	Widerstandsfähigkeit
Unbekannt / unerwartet	Innovationsfähigkeit	Improvisationsfähigkeit

Diese Herangehensweise ermöglicht es, die Vielfalt potentieller bekannter und unbekannter Störereignisse zu berücksichtigen und soll daher in dieser Resilienzbewertung angewendet werden. Es sei nochmal darauf verwiesen, dass hier nicht die Ursache der Störereignisse, sondern die Wirkung des Ereignisses im Modell abgebildet werden soll. Dies ist auch im Einklang mit dem in Tabelle 7.3. Unterteilung möglicher Störereignisse und Einordnung entsprechender Eigenschaften und Fähigkeiten resilienter Systeme (Gleich und Gößling-Reisemann 2015) festgelegten Resilienzverständnis, welches vorsieht, dass man sich auch gegen unbekannte Herausforderungen vorbereitet. Letztendlich ist die Störereigniswirkung ausschlaggebend für die Beeinträchtigung des Systems.

7.1.4.2 Modellbeschreibung und getroffene Annahmen

Zur Ermittlung des Resilienzbeitrags wurde zunächst das zu untersuchende Bremer Energiesystem modelliert. Dazu wurde die Python-basierte Software Toolbox "Python for Power System Analysis" (PyPSA) genutzt. Das zugrunde liegende Modell ist das "electricity Grid optimization" (eGo) Modell, das aus dem Forschungsprojekt "Open_eGo" hervorgegangen ist (Müller et al. 2019b). Der eigentliche Zweck des eGo Modells ist die Kostenoptimierung der Erzeuger-/Verbraucherstruktur unter Berücksichtigung der Leitungsauslastung sowie die Bestimmung des notwendige Netz- und Speicherausbaus für die Spannungsstufen ab 110kV (Müller et al. 2019a). Für diese Arbeit wurde das eGo Modell dahingehend angepasst, dass nur das zusätzlich implementierte HyReK-System als Variable zugelassen wurde mit der relevanten Nebenbedingung, dass Verbrauch und Erzeugung immer im Gleichgewicht sein müssen. Dadurch wurde es ermöglicht den Betrachtungsfokus auf das HyReK System und dessen Beitrag zum Bremer Energiesystem zu bemessen. In dem Modell wurde ebenfalls das lokale Fernwärmenetz, an dem das HyReK-System angeschlossen ist, implementiert, um auf die Weise die Effekte durch die Kopplung der Sektoren analysieren zu können. Das HyReK-System wurde durch einen Speicher im Stromnetz sowie einer Verbindung zwischen den entsprechenden Strom- und Wärmeknoten modelliert. Abbildung 7.17 zeigt das modellierte Energiesystem inklusive des HyReKs und der Energie- bzw. Wärmeleitungen.



Abbildung 7.17: Modelliertes Energiesystem Bremen in QGIS. Die Strom- und Wärmenetzknoten sind mit Leitungen verbunden. Das Wärmenetz wurde nur in der unmittelbaren Umgebung des HyReK-Systems betrachtet. Alle Erzeuger und Verbraucher sind einem Netzknoten zugeordnet. Quelle: (Feller 2021)

Zur Abbildung des Systems sowie zur Simulation der unterschiedlichen Störereignisse mussten vereinfachende Annahmen getroffen werden. Diese sind einerseits durch die Modelllimitationen begründet und andererseits mit der stark beschränkten Datenverfügbarkeit. Letzteres ist insbesondere mit dem Blick auf das betrachtete Geschäftsmodell relevant, da prinzipiell Daten zum PRL Markt nicht oder nur in anonymisierter und aggregierter Form verfügbar sind. Folgende Annahmen wurden daher getroffen:

- Die Erzeuger- und Verbraucherstruktur des Energiesystems entspricht den Daten aus dem "open eGo" Forschungsprojekt, Anpassungen erfolgen nur auf der Höchstspannungsebene.
- Es wurde ausschließlich die Hoch- und Höchstspannungsebene (ab 110 kV) betrachtet.

- Die betrachteten Geschäftsmodelle des HyReKs fokussieren auf die Arbitrage (also den Ausgleich von Preisdifferenzen).
- Der gewählte Optimierungszeitraum beträgt einen Monat in einer stündlichen Auflösung.

Betrachtete Basisszenarien

Für die Bestimmung des Resilienzbeitrags müssen zwei Bezugspunkte vorhanden sein. Erstens, ein Referenzsystem, in welchem das gegenwärtige Energiesystem abgebildet ist. Zweitens, ein verändertes System, in welchem der Einfluss eines oder mehreren HyReK-Systemen auf die Systemdienstleistungen abgebildet werden. Anhand von Zielgrößen können so Veränderungen ermittelt werden, die auf definierte Störereigniswirkungen zurückzuführen sind. Der Vergleich dieser so genannten Szenarien ermöglicht letztendlich die Bestimmung des Resilienzbeitrags. Nachfolgend werden zunächst die verschiedenen Szenarien vorgestellt, die für die Vergleich und Berechnung herangezogen wurden. Die Zielgrößen werden im anschließenden Unterkapitel eingeführt.

Um der zentralen Aufgabe bei der Erstellung des Bewertungsschemas gerecht zu werden, muss der Beitrag zur Resilienz des Energiesystems durch das HyReK bestimmt werden können. Dieser Beitrag wird mit den in Abbildung 7.18 dargestellten Basisszenarien ermittelt. Das Referenzmodell ist das Basisszenario 1 des modellierten Energiesystems, in dem das HyReK, d.h. die Batterie mit 14,4 MWh Speicherkapazität und der 17,8 MW Elektrokessel, nicht existieren. Dieses soll mit dem Basisszenario 2, in dem das HyReK im Energiesystem existiert, verglichen werden. Es wird dabei die Hypothese zugrundgelegt, dass sich mit steigendem Resilienzbeitrag aufgrund der Implementation von einem oder mehrerer Speicher der Einfluss gleicher Störereignisse auf die Zielgröße verringert. Die geringeren Auswirkungen sind durch den Vergleich der Zielgrößen feststellbar.



Abbildung 7.18: Vorgehen bei der Simulation der Störereignisse. Hypothese: Mit steigendem Resilienzbeitrag sinken die Auswirkungen gleicher Störereignisse auf die Zielgröße. Die geringeren Auswirkungen sind durch den Vergleich der Zielgrößen feststellbar. Quelle: (Feller 2021)

Monte-Carlo Simulation der Störereigniswirkungen

Für die Berücksichtigung verschiedener Störereignisse und deren Wirkungen kann nur auf die im Modell abbildbaren Komponenten zurückgegriffen werden, die die Systemdienstleistung beeinträchtigen können. Zu diesen Systemkomponenten gehören Erzeuger, Verbraucher, Transformatoren und Leitungen. In einer Monte-Carlo Simulation wird zufallsbasiert der Ausfall von Komponenten für eine definierte Dauer in verschiedenen Szenarien bestimmt (siehe unten). Diese Szenarien wurden in verschiedenen Optimierungsdurchläufen berechnet, um die Effekte der im Vergleich zum Basisszenario 1 verschiedenen Störereignisse quantitativ ermittelt zu können. Es wurden bewusst verschiedene Szenarien gewählt, da der potentielle Resilienzbeitrag des HyReK Systems abhängig von den jeweiligen Rahmenbedingungen ist. Die Optimierungsdurchläufe werden im Rahmen von Monte-Carlo Simulationen mit Hilfe den Python-Tools PyPSA durchgeführt.

Die Abbildung 7.19 fasst die angewendeten Szenarien in einer Übersicht zusammen. Die Basisszenarien stellen die Referenzszenarien dar, zu denen die Ergebnisse der Variationsszenario verglichen werden, um den Resilienzbeitrag des HyReK Systems quantitativ bewerten zu können. In den Szenarien zur saisonalen Varianz werden die Simulationen in je einem Winter- und einem Sommermonat durchgeführt, um u.a. die Auswirkungen der geringeren Wärmelast im Sommer zu berücksichtigen. Zur Einbeziehung zukünftiger Entwicklungen im Rahmen der Energiewende werden die Simulationen in den Szenarien mit steigendem Anteil regenerativer Erzeuger simuliert. Im Szenario "+100 % RE" wurde dazu die Kapazität aller regenerativen Erzeuger verdoppelt, im Szenario "+100 % RE -50 % Kohle" zusätzlich die Kapazität aller kohlebasierten Erzeuger halbiert. Außerdem wurden in den Szenarien "Energiesystemgröße" (d.h. Scope 0 bis 2) verschiedene Systemgrenzen betrachtet, sodass der potentielle Resilienzbeitrag des HyReK-Systems nicht durch ein zu großes bzw. zu kleines Energiesystem beeinflusst wird.



Abbildung 7.19: Darstellung unterschiedlicher Szenarien, in denen die Störereigniswirkungen simuliert wurden. Quelle: (Feller 2021)

Die gleichen Szenarien aus Abbildung 7.19 wurde angewendet um den potentiellen Resilienzbeitrag eines größer dimensionierten HyReKs zu untersuchen. Dazu wurden zwei weitere Basisszenarien entwickelt, in denen eine höhere Speicherkapazität der Batterie des HyReKs und eine höhere Be- und Entladeleistung sowie eine größere Kapazität des Elektrokessels vorliegt. Um den potentiellen Effekt der regionalen Diversität als resilientes Gestaltungsmerkmal zu untersuchen, wurde in einem dieser Basisszenarien das HyReK zufällig auf die Netzknoten im System verteilt, sodass diese Vielzahl an HyReKs in Summe die gleiche Kapazität hat wie das zuvor definierte größere HyReK.

Die nachfolgende Tabelle 7.4 zeigt die Charakteristika der Störereigniswirkungen, die in jedem Durchlauf der Monte-Carlo Simulation für jedes definierte Szenario angenommen werden und in die Simulation einfließen. Es wird zwischen konstanten/länger andauernden Störereignissen, bei denen das Störereignis

zum Monatsanfang das gleiche Ausmaß hat wie am Ende des Betrachtungsmonats, und abrupt sowie kurz auftretenden Störereignissen unterschieden. Die Voraussetzung zur Simulation beider Typen von Störereignissen ist es, dass deren Wirkungen im Modell darstellbar sind. Daher muss vorab festgelegt werden, welche Auswirkung ein Störereignis in Form von Exposition des Systems gegenüber eines Störereignisses, Schadensumfang des Störereignisses und Reparaturdauer haben kann. Die Auswirkungen sind somit dem Energiesystem bekannt.

Für die Modellierung von Störereigniswirkungen von konstanten und länger andauernden Ausfällen von Komponenten für einen gesamten Optimierungsdurchlauf kommen neben Erzeugern auch Leitungen und Transformatoren infrage. Dagegen können für die Modellierung abrupter Ausfälle nur Erzeuger dargestellt werden.

Tabelle 7.4: Mögliche Störereignisse, die im Rahmen der Monte-Carlo Simulationen in den verschiedenen Szenarien simuliert werden. Quelle: (Feller 2021)

Störereigniswirkung	Konstant/länger andauernd	Abrupt/schnell
Darstellbar → bekannt	Zufälliger Ausfall von Erzeugern, Lei- tungen und Transformatoren für den gesamten Optimierungszeitraum (1 Monat)	Zufälliger Ausfall von Erzeugern für 1-12 Stunden zu einem zu- fälligen Zeitpunkt

Festlegung und Bestimmung der Zielgrößen sowie des Untersuchungsrahmens

Die Simulation der Störereigniswirkungen in den verschiedenen Szenarien ermöglicht es, die jeweilige Sensitivität zu ermitteln, d.h. die Rahmenbedingungen unter denen das HyReK einen größeren Beitrag zur Resilienz des Energiesystems liefern kann. Um dies quantitativ darzulegen, müssen Zielgrößen für die zu erhaltende Systemdienstleistung definiert werden. Die relevanten Systemdienstleistungen, die im Rahmen dieser Vulnerabilitätsanalyse berücksichtigt werden, sind ausgehend vom energie-politischen Zieldreieck die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit sind somit die hier betrachteten Indikatoren. Die Umweltverträglichkeit wurde dagegen nicht weiter berücksichtigt.

Die Zielgröße zur Quantifizierung der Systemdienstleistung "Versorgungssicherheit" ist der Anteil der Berechnungsdurchläufen ohne Ausfall gemessen an der Gesamtanzahl der Berechnungsdurchläufe je Szenario. Ein Ausfall liegt vor, wenn der Energiebedarf nicht in jedem Zeitschritt gedeckt werden kann.

Um einen Resilienzbeitrag hinsichtlich der Systemdienstleistung Versorgungssicherheit anhand der Zielgröße "Durchläufe ohne Ausfall" erkennen zu können, wurden die Störereignisse so bestimmt, dass das HyReK dazu in der Lage ist, diese Zielgröße im betrachteten Energiesystem zu beeinflussen. Dazu musste der Grenzbereich des Energiesystem bestimmt werden, im welchem das HyReK-System einen Einfluss auf die Systemdienstleistungen haben kann. Dies wurde durch ein iteratives Testen ermittelt, so dass der Grenzbereich genau diese Störerereigniswirkung beschreibt, in welchem das Optimierungsproblem ohne das HyReK nicht lösbar ist (s. Abbildung 7.20). Simuliert man gleiche Störereignisse in den Basisszenarien 1 und 2, und in Basisszenario 1 liegt ein Ausfall vor und in Basisszenario 2 (mit HyReK) kann in jedem Zeitschritt der Energiebedarf gedeckt werden, führt dies zu einem Anstieg der Zielgröße Versorgungssicherheit. In diesem Fall kann durch das HyReK beim Auftreten unterschiedlichster Störereignisse die Systemdienstleistung Versorgungssicherheit mit einem höheren Maß an Resilienz erbracht werden. Im Rahmen der Monte-Carlo Simulation konnte innerhalb des in Abbildung 7.20 dargestellten Grenzbereichs, der
in dem erstellten Python-Code quantitativ hinterlegt ist, in dem die Anzahl der ausfallenden Komponenten variiert, ein positiver Effekt auf die Zielgröße "Durchläufe ohne Ausfall" durch das HyReK ermittelt werden.



Anzahl ausfallender Komponenten

Abbildung 7.20: Vorgehen bei der Bestimmung der Anzahl an ausfallenden Komponenten. Quelle: (Feller 2021).

Die Zielgröße zur Quantifizierung der Systemdienstleistung "Wirtschaftlichkeit" betrifft die Gesamtenergiekosten, d.h. es wird angestrebt, dass beim Auftreten der Störereignisse durch das HyReK geringere Gesamtenergiekosten entstehen, die unter Berücksichtigung der betrachteten Erzeuger- und Verbraucherstruktur das Ergebnis jedes durchführbaren Optimierungsdurchlaufs sind. Diese Kosten stellen im Wesentlichen die angenommenen Grenzkosten dar und werden für jeden Simulationslauf berechnet.Sinken in allen durchführbaren Durchläufen die durchschnittlichen Kosten, kann anhand der Verringerung der Zielgröße "Kosten" der Resilienzbeitrag hinsichtlich der Systemdienstleistung Wirtschaftlichkeit dargelegt werden.

Nachdem der Grenzbereich bestimmt wurde, in welchem das HyReK-System einen Einfluss auf die Systemdienstleistung haben kann, kann die kritische Anzahlbreite der Komponentenausfälle bestimmt werden. Je nach Energiesystemgröße (d.h. Scope 0 bis 2), ist eine unterschiedliche Bandbreite für die Komponentenausfällen für die Monte-Carlo Simulationen zu wählen, aus welcher eine Anzahl ausfallender Komponenten für jeden Optimierungslauf zufällig gewählt wird. Tabelle 7.5 und Tabelle 7.6 fassen die Anzahl an Monte-Carlo Durchläufen sowie die Anzahl der Komponentenausfälle für die konstant und länger andauernd bzw. abrupt und kurz anhaltende Störereigniskategorien.

Systemgrenze	Anzahl der Durchläufe	Anzahl zufälliger Ausfälle je Komponente
Scope 0	1000	7 – 14 Erzeuger, 0 -1 Transformator, 2 – 4 Leitungen
Scope 1	800	6 – 11 Erzeuger, 0 – 1 Transformator, 1 – 4 Leitungen
Scope 2	500	2 – 5 Erzeuger, 1 – 2 Leitungen

Tabelle 7.5: Anzahl an Komponentenausfällen bei konstanten / länger andauernden Störereignissen Quelle: (Feller 2021)

Tabelle 7.6: Anzahl an Erzeugerausfällen bei abrupten / schnellen Störereignissen sowie die mögliche Dauer des Ausfalls Quelle: (Feller 2021)

Systemgrenze	Anzahl der Durchläufe	Anzahl zufälliger Ausfälle je Komponente	Zufällige Dauer
Scope 0	600	26 – 36 Erzeuger	1 – 12 Stunden
Scope 1	600	14 – 25 Erzeuger	1 – 12 Stunden
Scope 2	500	6 – 9 Erzeuger	1 – 12 Stunden

7.1.4.3 Ergebnisse

Systemdienstleistung Versorgungssicherheit

Der Vergleich der Zielgröße "Durchläufe ohne Ausfall" zu dem Basisszenario 1, in dem das HyReK nicht im Energiesystem existiert, ist zusammenfassend in nachfolgender Tabelle 7.7 dargestellt. Durch das HyReK-System kann in allen Szenarien die Anzahl an Ausfällen reduziert werden, was einen positiven Resilienzbeitrag hinsichtlich der Systemdienstleistung Versorgungssicherheit bedeutet.

Tabelle 7.7: Semiquantitative Zusammenfassung des Resilienzbeitrages des HyReKs hinsichtlich der Systemdienstleistung Versorgungssicherheit verglichen zum Basisszenario 1 (Ohne HyReK). Legende: +: weniger als 10% Durchläufe mit Ausfall, ++: weniger als 20% Durchläufe mit Ausfall, +++: weniger als 30% Durchläufe mit Ausfall. Quelle: (Feller 2021)

Basisszenario	Konstante, langanhal- tende Störereignisse	Abrupte, kürzer andau- ernde Störereignisse
Mit HyReK	+	+
Größeres HyReK	++	+++
Mehrere, geografisch verteilte HyReKs	++	+++

Sowohl bei konstanten als auch bei abrupten Störereignissen kann bei der Simulation verschiedener Störereignisse die Anzahl an Ausfällen um fast 10% reduziert werden. Dieser Beitrag nimmt mit der Größe des HyReKs zu, so dass bei einem vorteilhafteren HyReK-Energiesystemgrößen-Verhältnis erwartungsgemäß ein größerer Einfluss des Batteriespeichers auf das Energiesystem hat. Insbesondere bei abrupten und kurz anhaltenden Störereignissen kann ein größeres HyReK einen umso größeren Resilienzbeitrag zur Systemdienstleistung Versorgungssicherheit leisten, da Batteriespeicher aufgrund der technischen Gegebenheiten allgemein als Kurzzeitspeicher verwenden werden. Es konnte ebenfalls gezeigt werden, dass die zusätzliche Redundanz im Wärmenetz durch den Elektrokessel des HyReK-Systems die Versorgungssicherheit der Wärmeversorgung erhöht. Weiterhin steigt der Resilienzbeitrag des HyReKs mit Reduktion der grundlastfähigen Kohlekraftwerke. Die hier erzeugten Ergebnisse sind topologieabhängig und können daher nicht ohne Weiteres auf andere Energiesysteme übertragen werden.

Systemdienstleistung Wirtschaftlichkeit

Mit Blick auf die Zielgröße Gesamtenergiekosten stellt sich das Bild ähnlich dar. Das HyReK-System kann in aktueller Größe nur einen positiven Effekt zur Wirtschaftlichkeit des Gesamtenergiesystems im Fall von konstanten Störereigniswirkungen beitragen. Bei abrupten und kurz anhaltenden Störereignissen können durch ein größeres HyReK die durchschnittlichen Kosten bei der Simulation unterschiedlicher Störereigniswirkungen ebenfalls reduziert werden. Außerdem ist aus den Ergebnissen abzuleiten, dass auch höhere Gesamtenergiesystemkosten in Kauf genommen werden (bei konstanten Störereignissen und größerem HyReK), um Ausfälle zu vermeiden. Dies resultiert aus dem hinterlegten Wirkungsgrad der Batterie von 85% bzw. einer Umwandlung von Strom mit höheren Kosten in Wärme, was im Rahmen der Optimierung durch die Nebenbedingung des Energiegleichgewichts (Erzeugung = Verbrauch in jedem Zeitschritt) hinterlegt ist. Es kann jedoch ebenfalls gezeigt werden, dass die zusätzliche Redundanz in der Wärmeversorgung durch den Elektrokessel in bestimmten Szenarien Ausfälle verhindern kann. Die Kopplung der Sektoren in dem modellierten System dient dazu, überschüssigen regenerativ erzeugten Strom in Wärme umzuwandeln, um dadurch die Kosten zu senken. Die Batterie kann im Stromsektor ebenfalls zur Kostenreduktion beitragen, indem sie günstigen regenerativ erzeugten Strom zwischenspeichert und dadurch den Einsatz von Erzeugern mit hohen Grenzkosten vermeidet.

Dies ist insbesondere Im Sommer bei geringer Wärmelast der Fall. Tabelle 7.8 fasst die Ergebnisse für die Systemdienstleistung zusammen.

Tabelle 7.8: Semiquantitative Zusammenfassung des Resilienzbeitrages des HyReKs hinsichtlich der Systemdienstleistung Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Basisszenario 1 (ohne HyReK). Legende: -: höhere Kosten, o: keine Veränderung, +: Kosteneinsparung geringer als 0,5%, ++: Kosteneinsparungen größer als 0,5%. Quelle: (Feller 2021)

Basisszenario	Konstante Störereignisse	Abrupte Störereignisse
Mit HyReK	+	0
Größeres HyReK	-	+
Mehrere, geografisch verteilte HyReKs	-	++

7.1.4.4 Diskussion

Das entwickelte Bewertungsschema stellt eine Möglichkeit dar, den Resilienzbeitrag durch das HyReK quantitativ zu bestimmen. Die Anwendung des entwickelten Bewertungsschemas auf das Energiesystem Bremen validiert die Umsetzbarkeit der erarbeiteten Methodik. Für die Modellierung und Bestimmung des Resilienzbeitrags des HyReK-Systems auf das übergeordnete Energiesystem mussten jedoch einige vereinfachende Annahmen getroffen werden, die bei der Ergebnisinterpretation berücksichtigt werden müssen.

Die erste wesentliche Vereinfachung betrifft die ausschließliche Betrachtung der Hoch- und Höchstspannungsleitung und Vernachlässigung der unteren Spannungsebenen. Generell besitzen die Mittel- und Niederspannungsebene durchaus eine Relevanz für die Versorgungssicherheit der Verbraucher, die aufgrund der Modellbeschaffenheit nicht inkludiert werden konnten. Allerdings können die höheren Spannungsebene als erster Indikator für die Versorgungssicherheit genommen werden, da Umfang und Relevanz der Energieflüsse mit steigender Spannungsstufe steigen. Ebenfalls muss angemerkt werden, dass das abgebildete Geschäftsmodell "Arbitragehandel" nur eines von vielen möglichen Geschäftsmodellen ist. In

Realität wird vermutlich nicht nur ein Geschäftsmodell für die Anlagenbetreiber in Betracht kommen, da zumal auch die gegenwärtigen Diskussionen dahingehend geführt werden, dass singuläre Anwendungen für stationäre Batteriespeicher unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht ausreichend ökonomisch rentabel sein können. Daher sollten Folgestudien nach Möglichkeit auch verschiedene Geschäftsmodelle untersuchen. Dies ist natürlich nur möglich, sofern die notwendigen (Roh)Daten frei zugänglich sind, was für die gegenwärtige Hauptanwendung Primärregelleistung des HyReK-Systems nicht gegeben war. Nichtsdestotrotz werden Batteriespeicher auch als Flexibilisierungsoptionen im Netzbetrieb eingesetzt, so dass diese Ergebnisse eine entsprechende Einschätzung bezüglich des potenziellen Resilienzbeitrags eines hybriden Speichers im Netzbetrieb gibt.

Mit Blick auf die Ergebnisse für die Systemdienstleistung Wirtschaftlichkeit, die in Gesamtkosten des Energiesystem ausgedrückt ist, muss beachtet werden, dass neben den (Grenz)Erzeugungskosten andere Kosten wie beispielsweise Umlagen, Entgelte und Steuern, welche hier nicht berücksichtigt worden sind, das Ergebnis entsprechend beeinflussen können. Ebenfalls wurden die Investitionskosten der Komponenten nicht berücksichtigt. Die berücksichtigten Grenzkosten lassen Aussagen über den Einsatz und somit den Resilienzbeitrag im statischen Sinne zu, jedoch wäre in einem nächsten Schritt die Investitionskosten über die Lebensdauer der Komponenten umzulegen, was eine realitätsnähere Betrachtung der Dynamik der Resilienz und des Systemverhaltens mit Blick auf den Einfluss der Wirtschaftlichkeit zulassen würde.

Nichtsdestotrotz konnte die entwickelte Methodik eine erste Einschätzung über den Resilienzbeitrag eines hybriden Speichers geben. Die Anwendung der sektorkoppelnden Technologie gibt bei gleichzeitiger Betrachtung der definierten Zielgrößen Aufschluss darüber, inwieweit diese Kopplung der Sektoren Strom und Wärme Auswirkungen auf die Resilienz des betrachteten Systems hat. Des Weiteren ist diese Methodik übertragbar auf andere Energiesysteme. Dadurch stellt das Bewertungsschema, anders als in den Review Papern von (Gasser et al. 2021) und (Jesse et al. 2019) festgestellt wurde, eine Möglichkeit dar, einen Resilienzbeitrag energiesystemübergreifend zu bewerten.

7.1.4.5 Fazit

Die Analyse des vorliegenden Anwendungsfall hat ergeben, dass durch das HyReK-System die Resilienz des Energiesystems hinsichtlich der Systemdienstleistungen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gesteigert werden kann. Insbesondere bei abrupten und kürzer andauernden Erzeugerausfällen kann durch das HyReK-System und die dadurch erhöhte Anpassungskapazität ein höheres Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Dafür wird bevorzugt die Batterie genutzt, mit der Ausfälle bzw. Lastspitzen, die die maximal verfügbare Kapazität übersteigen, überbrückt werden können. Es wurde herausgefunden, dass der Elektrokessel aus ökonomischen Gründen nur genutzt wird, wenn keine ausreichende Erzeugerkapazität im Wärmenetz zur Verfügung steht oder überschüssiger regenerativ erzeugter Strom vorhanden ist. Zur Kostensenkung im Stromsektor wird ebenfalls die Batterie genutzt, indem sie günstigen regenerativ erzeugten Strom zwischenspeichert und dadurch den Einsatz von Erzeugern mit hohen Grenzkosten vermeidet.

7.1.5. Sozio-technische Bewertung – Akzeptanz und Stakeholderanalyse

Dieser Abschnitt befasst sich mit der sozio-technischen Bewertung des HyReK Konzepts hinsichtlich der Akzeptanz.

7.1.5.1 Grundlagen, Daten und Methoden

Die Akzeptanz ist ein weit gefasster Begriff, der unterschiedliche Dimensionen annehmen kann und dessen Definition sich je nach Anwendungskontext unterscheidet. Upham et al. (2015) hatten verschiedene Definitionen untersucht und daraus eine zusammenfassende Definition abgeleitet, die auch dieser Analyse zugrunde gelegt wird. Zwar beschränkt Upham et al. (2015) die Akzeptanz nur auf die befürwortende Seite, jedoch zeigten Zoellner et al. (2009), dass Akzeptanz auch die negative bzw. ablehnende Haltung umfasst. Daher ist die hier angewendete Definition von Akzeptanz aus beiden Quellen herangezogen und wird demnach als "eine befürwortende oder positive sowie auch ablehnende bzw. negative Antwort (inkl. Einstellung, Intention, Verhalten, [...] und Nutzung) in Verbindung mit einer vorgeschlagenen oder mit einer situativ genutzten Technologie oder sozio-technisches System, von Mitgliedern einer bestimmten sozialen Einheit (Land oder Region, Kommune oder Stadt, Haushalt, Organisation)" (basierend auf Upham et al. 2015, S. 111 ergänzt um Zoellner et al. 2009) verstanden. Die Akzeptanz ist generell als dynamischer Begriff zu verstehen (Wolsink 2018). Akzeptanzerhebungen können daher nur eine Momentaufnahme darstellen. Nach Wüstenhagen et al. (2007) ist der Akzeptanzbegriff multidimensional und umfasst im Wesentlichen die drei Ebenen sozio-politische, Markt- und kommunale Akzeptanz, auf welchen verschiedene Akteure aktiv sein können. Auch wenn dieses Denkmodell eine Abgrenzung der Ebenen vorgibt, können die Akteure durchaus auf verschiedenen Ebenen agieren und dabei verschiedene Interessen vertreten. Die sozio-politische Ebene betrifft die (breite) Öffentlichkeit, die Politik und Schlüsselakteure, die auf der übergeordneten Ebene und in einem gesellschaftlich – politischen Kontext agieren. Die mittlere Ebene repräsentiert die Marktakzeptanz und die dazugehörigen Akteure, wie beispielsweise Investoren, Konsumenten oder auch innerbetriebliche Akteure, die zusammen auf dem Markt agieren. Die dritte Ebene beschreibt die kommunale (lokale) Akzeptanz und ist meist projektspezifisch zu sehen. Hierbei geht es vermehrt um die individuellen Belange Verteilungs- und prozedurale Gerechtigkeit (z.B. Partizipation und Teilhabe) sowie auch das entgegengebrachte Vertrauen in die Behörden und industrielle Akteure sowie auch das verfügbare Wissen und Informationen über das jeweilige Projekt. Abbildung 7.21 zeigt den Zusammenhang der verschiedenen Ebenen.



Abbildung 7.21. Die drei verschiedenen Dimensionen der Akzeptanz und deren Verbindungen. Quelle: in Anlehnung an Wüstenhagen et al. (2007)

Innerhalb des HyReK-Projekts wurde entschieden die zweite Ebene der Marktakzeptanz in den Vordergrund zu stellen, da dieses im Sinne des Gesamtprojektzieles und durch die Projektpartner entsprechende Kontakte zu den Akteuren gegeben ist. Das Vorgehen das hierzu gewählt wurde, umfasst folgende vier Schritte:

- 1) Die zu befragenden Expert*innen repräsentierten die Akteure Betreiber, Technologieentwickler, Vermarkter und Netzbetreiber und umfassten somit einen Großteil der relevanten Akteure.
- 2) Es wurde mit jeder Person ein 45 bis 60-minütiges Interview geführt. Hierzu wurde vorab ein Fragebogen erstellt, der den Personen vorab nicht zugänglich gemacht wurde. Der Fragebogen (siehe Anhang B) enthielt offene Fragen strukturiert in die zwei Themenblöcke: "Energiewende, Sektorenkopplung und die Rolle der Energiespeicher" sowie "Primärregelleistungsmarkt/hybride Batteriespeicher auf dem Primärregelleistungsmarkt und dessen Entwicklungen Treiber und Hemmnisse für hybride Batteriespeichersysteme und wichtige Akteure". Abschließend konnten die interviewten Personen eine Einschätzung zu potenziellen Entwicklungen geben und noch weitere neue relevante Aspekte hinzufügen.
- 3) Die aufgezeichneten Interviews wurden von einem professionellen Dienstleister transkribiert.
- 4) Die Auswertung wurde nach Kuckartz (2018) durchgeführt. Dies beinhaltete eine Erstellung von deduktiven (a-priori erstellte) und induktiven (posteriori hinzugefügte) Kategorien (so genannten Codes). Diesen Codes wurden entsprechende Text Passagen einsortiert und dahingehend ausgewertet, welche Aussagen für welche Kategorie vom jeweiligen Interviewpartner*in gemacht wurden. Die Auswertung wurde im Software Tool MAXQDA2020 durchgeführt.

7.1.5.2 Inhalte und Ergebnisse

Die folgenden Abschnitte fassen die Kategorien und die von den interviewten Personen gemachten Aussagen kurz zusammen. Abschließend werden die zentralen Aussagen zusammengefasst.

Verständnis und bisherige Entwicklung der deutschen Energiewende

Der erste Frageblock fokussierte auf das Verständnis der Energiewende und die bisher wahrgenommene Entwicklung der Energiewende. Insgesamt herrscht ein positiver Eindruck bei den interviewten Personen über die bisher vollzogene Energiewende. Es wurde von allen interviewten Personen befürwortet, dass eine Energiewende mit einem hohen Anteil erneuerbaren Energien (EE) notwendig ist für die Einhaltung der Klimaschutzziele mit Blick auf das zukünftige Energiesystem. Auch wenn anfangs gegenüber der Energiewende diesbezüglich eine grundsätzliche Skepsis bestand, wird es von einem Großteil der Interviewten positiv gesehen, dass durch die Schaffung der EEG-Umlage ein Rahmenwerk geschaffen wurde, dass die Entwicklung des EE-Ausbaus überhaupt erst ermöglicht hat. Diese politischen Rahmenbedingungen, die eine anfängliche Investitionssicherheit gegeben haben, sind essenziell zur Förderung von investitionsrisikoreichen Projekten wie beispielsweise neuer Technologien (insb. Wind und Solarenergietechnologien). Es wurde teilweise auch angemerkt, dass sicherlich Metafaktoren wie der Entschluss zum Ausstieg aus der nuklearen und kohlebasierten Energie ein weiterer entscheidender Treiber war, der diese Entwicklung begünstigt hat. Die bisherigen technologischen Entwicklungen, vor allem mit Blick auf Wind und Photovoltaik, wurden ebenfalls als positiv erachtet. Ob der bisher erreichte EE-Anteil und überhaupt der allgemeine Zeitrahmen adäquat ist/war, wurde unterschiedlich positiv ("es ist gut so wie es bisher war") bzw. negativ ("es hätte mehr sein können/sollen") gesehen.

Das bisherige Verständnis von der Energiewende wird nach Meinung von einigen interviewten Personen zu eng definiert und zumeist nur auf den Stromsektor begrenzt. Dennoch, insbesondere mit Blick auf das übergeordnete Klimaschutzziel "CO2-Emissionsminderung", sollten und müssen andere Sektoren wie Wärme und Mobilität gesamtsystemisch mitgedacht werden. Es wurden von allen interviewten Personen die technischen Herausforderungen zur Einbindung betont (generell der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch). Es wurde jedoch auch auf geografischen Disbalancen hingewiesen, da die Erzeugungsorte nicht immer gleich dem Verbrauchsort sind und entsprechende Vorsorgenmaßnahmen getroffen hingewiesen, diese Potenziale in Einklang zu bringen. Was zudem größtenteils kritisch gesehen wurde, sind die gegenwärtigen Kostenstrukturen, die durch die Energiewende entstanden sind. Im Vergleich zu den europäischen Nachbarn hat Deutschland die höchsten Energiepreise, die für Bevölkerung und Industrien veranschlagt werden. Deswegen wird mit Sorge gesehen, dass potenziell der Rückhalt in der Bevölkerung, aber auch der der Industrie (Gefahr der Abwanderung) sinken könnte, sofern nicht entgegengesteuert wird. Des Weiteren haben die EE-Technologien zwar neue Arbeitsplätze geschaffen, gleichermaßen sind durch den Kohleausstieg jedoch Arbeitsplätze abgebaut worden, was zumeist in strukturell schwachen Gebieten der Fall war/ist und weshalb ebenfalls der Rückhalt in der Bevölkerung schwindet. Als eine weitere negative Folge der hohen Stromkosten wurde die Nicht-Konkurrenzfähigkeit von EE-basierten Kraftstoffen in anderen Sektoren gesehen. Dies führte dazu, dass dies bisher eher vermieden wurde. Nichtsdestotrotz sehen die Expert*innen generell eine gute Startposition mit einem potenziellen Markt inklusive williger Akteure für die weitere Entwicklung der Energiewende.

Notwendige Schritte für Energiewende in der Zukunft

Für die Zukunft wurden verschiedene Aspekte von den interviewten Personen betont. Ein grundlegender Stein für die weiteren Schritte der Energiewende wird in der Bepreisung von CO₂-Emissionen gesehen, um so einerseits technologieoffene Förderung zu erreichen und andererseits die übergeordneten Klimaschutzziele (Reduktion der CO₂-Emissionen) in den Fokus zu stellen. Des Weiteren ist ein größerer Anteil der interviewten Personen der Ansicht, dass die verschiedenen Förderinstrumente aufeinander abgestimmt werden sollten und neben dem rein strombasierten Fokus einen gesamtsystemischen Ansatz, inkl. der Wärme und Mobilitätssektoren, verfolgt werden sollte. Den interviewten Personen zufolge wäre dies eine plausible Möglichkeit sektorübergreifende Impulse entsprechend der Klimaschutzziele zu geben, da Strom in den beiden Sektoren Wärme und Mobilität ebenfalls eine Rolle spielen wird.

Einen weiteren Aspekt betrifft die marktliche Gestaltung des "Energy only markets", der gegenwärtig als Ausgleich und Anreizmechanismus gesehen wird. Durch die höhere Einspeisung von EE sind jedoch sehr wahrscheinlich volatilere Marktpreise zu erwarten. Es muss daher für die Zukunft überprüft werden, inwieweit Angebot und Nachfrage in Einklang gebracht werden können, da hohe Preisschwankungen nicht unbedingt zu einer Investitionssicherheit führen, welche notwendig für die weitere Umgestaltung des Energiesystems ist.

Zwei weitere Aspekte, die ebenfalls von den interviewten Personen genannt wurden, betreffen die dezentrale(re) Energieversorgung sowie die Akzeptanz der Bevölkerung, die indirekt miteinander verbunden sind. Der Trend von dezentraler Energieversorgung für Industrien und Quartiere sollte nach Meinung eines Experten mit in den Fokus zukünftiger Entwicklungen genommen werden, da auf diese Weise entstehende lokale Disbalance durch Flexibilitäten abgefangen werden können. Die Akzeptanz und auch Partizipation der Bevölkerung ist im Wesentlichen mit Blick auf den Netzausbau mit zu denken und aufzunehmen.

Die Rolle der Sektorenkopplung im Rahmen der Energiewende

Die Sektorenkopplung wurde von den interviewten Personen einheitlich als ein wesentlicher, aber fehlenden Schritt in der gegenwärtigen Energiewende gesehen. Die Sektoren Mobilität, Wärme und Strom werden mit Blick auf potenzielle Umweltentlastungspotenziale als gleichermaßen relevant erachtet. Quartierslösungen erscheinen dabei besonders interessant, da durch die Wärmebedarfe und Menge an energetisch sanierungswürdigen Altbeständen durchaus Potenziale für Beiträge zum Klimaschutz eingeräumt werden. Mit Blick auf den Wärmesektor wurde ebenfalls einheitlich festgehalten, dass es noch klarerer Ziele und auch Impulse benötigt, um gegenüber den Entwicklungen in den Sektoren Strom und Mobilität aufholen zu können. Es wurde betont, dass bisher fehlende (ökonomische) Anreize bestehen, um aktiv Sektorenkopplung zu verfolgen. Es ist durch die bereits erwähnte Kostenstruktur der Fall, dass nicht nur für den Strom, sondern auch im Fall der Nutzung von "kostenlosem" Strom z.B. aus negativer Regelleistung, Netzentgelte und Umlagen gezahlt werden müssen, was die ökonomische Rentabilität solcher sektorenkoppelnden Aktivitäten unterminiert. Des Weiteren werden auch noch Verbesserungspotenziale bei der Abrechnung solcher sektorenübergreifenden Ströme gesehen. Ein letzter Punkt, der auch von mehreren Interviewpartner*Innen herausgestellt worden ist, betreffen die Umwandlungsverluste die mit der Sektorenkopplung einhergehen. Generell sollte im Rahmen der Sektorenkopplung eine hohe Energiewertigkeit angestrebt werden, da die energetischen Umwandlungsprozesse mit Effizienzverlusten verbunden sind, wie es beispielsweise bei der Wärme und insbesondere bei der Wasserstoffherstellung der Fall ist.

Die Rolle der Energiespeicher in der Energiewende

Die Frage zur Rolle von Energiespeichern in der Energiewende wurden ähnlich wie die Frage zur Rolle der Sektorenkopplung einheitlich beantwortet. Im Allgemeinen werden Energiespeicher als zentrales Element der Energiewende gesehen, um die volatile Erzeugung und zeitlich abweichende Verbräuche auszugleichen. Langzeit- (insb. saisonale) und Kurzzeitspeicher sind wesentliche Unterscheidungsmerkmale, wobei mit Blick auf das HyReK-Konzept eher letzteres Einsatzfeld als relevant erachtet wurde. Aus Netzsicht können Speicher relevant sein, insbesondere in Regionen, in denen Ausbaupotenziale erschöpft oder nicht sinnvoll umsetzbar sind. Dies kann beispielsweise in einigen ländlichen Regionen der Fall sein. Mit Blick auf die wirtschaftliche Rentabilität sind bisher noch die Anwendungsfelder PRL und Peak Shaving als positiv zu sehen, in welchen Kurzfristspeicher erfolgreich operieren können. Bisher waren größere Speicher im ein bis zweistelligen MW-Bereich prädestiniert für die PRL Anwendung, wogegen kleiner skalierte Anlagen eher im dezentralen Bereich zur Glättung von Einspeiseprofilen dienen können. Neben Energiespeichern kann auch das Demand-Side Management den Verbrauch kurzzeitig anpassen um Disbalancen auszugleichen. Jedoch wurde dies hier nicht einheitlich von den Experten*innen gesehen, inwieweit eine reale Verbrauchsanpassung möglich ist, da zumal einige Prozesse und Aktivitäten in Haushalten und Industrien nicht unbedingt zeitlich verschoben werden können. Ein weiterer Aspekt der genannt wurde, ist die potenziell aufkommende Relevanz von Wärmespeichern, die im Zuge der Wärmewende notwendig werden könnten, da Wärmebedarfe auch saisonalen Schwankungen unterliegen (nicht unbedingt die der industriellen Prozesswärme), die Wärme jedoch in den Sommermonaten erzeugt werden kann und im Falle der Speicherung ein saisonaler Ausgleich geschaffen werden könnte.

Hybride Speichersysteme auf dem deutschen Primärregelleistungsmarkt

Diese Frageblock fokussierte einerseits auf die wahrgenommenen Änderungen des PRL-Markts und anderseits auf potenziell zukünftige Entwicklungen des PRL Marktes sowie die Rolle hybrider Speichersysteme.

Der PRL Markt ist in den letzten Jahren durch einen starken Preisverfall gekennzeichnet. Dieser Preisverfall ist als die relevanteste Entwicklung von allen interviewten Personen genannt worden. Nichtsdestotrotz wurden ebenfalls unterschiedliche Aspekte betont, die zu diesem Preisverfall geführt haben. Einige vorgenommene Änderungen auf europäischer und nationaler Ebene zielten darauf ab den Markt zu öffnen. Daher wurden im ersten Schritt verschiedene nationale Märkte zusammengelegt, wodurch Effizienzgewinne zu einer Verringerung der ausgeschriebenen PRL führten. Des Weiteren wurde das Auktionsregime von einer tagesbasierten Ausschreibung auf auktionierten Zeitscheiben von vier Stunden umgestellt sowie auch die technischen Erfordernisse und die Teilnahmen von gepoolten Kleinstanbietern ermöglicht. All diese Maßnahmen dienten dazu den Wettbewerb zu öffnen und dadurch die PRL Beschaffung einfacher und effizienter zu gestalten, sowie dadurch die Kosten für Regelleistung zu senken. Gemäß eines Interviewpartners sind die konventionellen Kraftwerke (noch) die preissetzende Einheit. Die Hälfte der interviewten Personen erwartet nicht nur für das Jahr 2021, sondern auch für die Zukunft stärker schwankende Preise aufgrund von Prognoseabweichungen, die bei höheren Anteilen an EE stärker ins Gewicht fallen, und einer geringeren Kraftwerksverfügbarkeit. Generell werden von den interviewten Personen noch ökonomische Potenziale für hybride Batterieenergiespeicher gesehen, die jedoch vom Geschäftsmodell und den jeweiligen Rahmenbedingungen abhängen. Es ist ebenfalls mehrheitlicher Konsens, dass hybride Batteriespeicher im Geschäftsmodell PRL nicht rentabel betrieben werden können und die Betreiber zwangsläufig Multi-Use Strategien fahren müssen, um ein ökonomisch tragfähiges Konzept umsetzen zu können. Als Beispiel wurde auch die Verwendung von hybriden Systemen auf Quartiers- und Industrieunternehmensebene genannt. Dem wird jedoch aufgrund der genannten regulatorischen Hürden (noch) nicht aktiv nachgegangen.

Mit Blick auf zukünftige Entwicklungen des PRL Markts wird von den interviewten Personen vermutet, dass sich das zukünftige ausgeschriebene PRL Marktvolumen ändert. Da dieses durch die zwei größten Erzeugerblöcke im Gebiet bestimmt wird und aktuell noch Braunkohlekraftwerke vorhanden sind, wird die ausgeschriebene PRL Menge sich nicht signifikant ändern, da diese die größten Kraftwerke stellen. Mit Blick auf zukünftige Entwicklungen wird durch die im vorherigen Absatz genannten Änderungen erwartet, dass vermehrt Akteure in den Markt drängen und ebenfalls Einfluss auf die Preisgestaltung nehmen werden.

Treiber und Hemmnisse

Dieser Frageblock betrifft die Treiber und Hemmnisse für das HyReK-Konzept, die von den befragten Personen genannt worden sind. Insgesamt wurden von allen interviewten Personen für die Marktakzeptanz die wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Aspekte in den Vordergrund gestellt.

Als Hauptantreiber werden daher die Wirtschaftlichkeit bzw. der Ausblick auf einen rentablen Betrieb der Anlage von allen interviewten Personen genannt. Eng damit verbunden sind dementsprechend die Erfüllung der PQ-Bedingungen für PRL und die technische Abnahme durch die ÜNBs (für neue Konzepte wie dem HyReK müssen alle vier ÜNBs zustimmen) sowie Netzbetreiber in nachgelagerter Instanz essenziell notwendig. Ohne diese Zustimmung kann die Anlage nicht in diesem Anwendungsfeld betrieben werden.

An das technischen Erbringungskonzept sind daher noch spezielle Bedingungen gebunden. So wurde von einigen Expert*innen betont, dass eine Back-Up Strategie, insbesondere von virtuell zusammengelegten Anlagen, vorhanden sein muss, die im Falle eines technischen Kommunikationsproblems die automatische Steuerung übernehmen oder in einem Anlagenpool die gegenseitige Besicherung garantieren kann. Diese Anforderungen sind dann über die ÜNBs an den Anlagenbetreiber/-vermarkter glaubwürdig dazulegen. Des Weiteren wird auch eine klare Beschreibung der netzseitigen Effekte der hybriden Batteriespeicheranlage benötigt, die durch Kommunikationsschnittstellen den Netzbetreiber(n) zur Verfügung gestellt werden. Aus diesem Grunde ist eine "professionelle" Zusammenarbeit hinsichtlich der Einbindung, Umsetzung der Steuerung und des Lademanagements sowie einer "soliden" Kraftwerkstechnik gewünscht. Diese technischen Konzeptfragen sind gegenwärtig noch individuell festzulegen, da es verschiedene Standards diesbezüglich gibt. Deswegen würde von einem Großteil der Expert*innen eine Vereinheitlichung der technischen Anbindungen von hybriden Batteriespeicher als hilfreich empfunden werden.

Als weiterer treibender Aspekt für die Umsetzung eine hybriden Batteriespeicher-Konzepts wird die Ermöglichung von Multi-Use Anwendungen, hier im speziellen Fall dem Power-to-heat, gesehen. Das Hauptargument wurde auf die wirtschaftliche Einsparungseffekte bezogen, die aufgrund der verringerten Batteriekapazitäten ermöglicht werden. Die potenzielle Einsparung von ökologischen Wirkungen aufgrund der geringerer Batteriekapazitäten wurde nur von vereinzelten Expert*innen genannt. Des Weiteren können andere Multi-Use Anwendungen weitere Einkommensströme generieren, weshalb dies entsprechend als sehr relevanter Treiber von den Expert*innen gesehen wird. Als Beispiel wurde Peak Shaving und Notstromversorgung genannt. Letzteres wird bisher meist mit Dieselaggregaten geleistet, wobei sich (hybride) Batteriespeicher aufgrund ihrer geringeren Wartungsumfänge behaupten könnten. Ebenso wurden dezentrale Lösungen von Batteriespeichern (virtuelles Kraftwerk/Batterie) als zukünftige Treiber für die Umsetzung solcher hybriden Batteriespeicherkonzepte gesehen.

Auf der Seite der Hemmnisse wurden ebenfalls verschiedene Aspekte in den Bereichen Wirtschaftlichkeit, Regulatorik und Technik genannt. Als Haupthemmnis ist die nicht rentable PRL-Vergütung für das gegenwärtige hybride Batteriespeicherkonzept von allen befragten Personen genannt. Ebenso wurde die möglichen Änderungen der marktlichen Gegebenheiten zu den Hemmnissen gezählt, die vor allem wettbewerbsfördernd sind (Stichwort andere und mehr MarkteilnehmerInnen) und somit die Investitionssicherheit reduzieren. (Hybride) Batteriespeicher haben gegenwärtig noch vergleichsweise hohe Investitionskosten, weswegen diese auf eine Sicherheit bzw. sekundäre Einkommensströme angewiesen sind. Die regulatorischen gegenwärtigen Rahmenbedingungen für hybride Batteriespeicher, nehmen die Möglichkeit ökonomische rentable Einkommensströme zu generieren. Daher wurde dies auch als ein Haupthemmnis von allen befragten Interviewpartner*innen genannt.

Neben diesen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde von einigen interviewten Personen die Genehmigungsprozesse als Nadelöhr für eine rechtzeitige Inbetriebnahme identifiziert, die jedoch im speziellen Fall von HyReK weniger problematisch war. Für zukünftige Projekte ist jedoch eine schlanke Genehmigungsprozedur von hybriden Batteriespeichern wünschenswert. Im Allgemeinen sind die Inbetriebnahme und der dazugehörige Genehmigungsprozess den örtlichen Behörden vorenthalten. Als Hemmnis wurde die nicht einheitlichen Regelungen zum Brand- und Umweltschutz genannt, die sich von Bundesland zu Bundesland maßgeblich unterscheiden können. Hier wäre auch eine Vereinheitlichung wünschenswert sowie ein früher Einbezug der relevanten Behörden in den Planungsprozess.

Die technischen Hemmnisse beziehen sich gem. der Antworten der Befragten insbesondere auf das technische Einbindungskonzept, uneinheitliche Kommunikationstechniken zwischen Betreiber, Vermarkter und Netzbetreiber sowie auch die unklaren messtechnischen Gegebenheiten für die Leistungserbringung. Die zuvor genannte Standardisierung von der Anbindung wird jedoch als komplex gesehen, da die technische Anbindung stark von den jeweiligen lokalen Gegebenheiten abhängt und somit eine Vereinheitlichung erschwert. Als ein weiteres Hemmnis für das HyReK-Konzept wurde die Notwendigkeit konstanter Wärmeabnehmer genannt. Diese würden voraussichtlich eher in städtischen Kontext als im ländlichen Kontext vorhanden sein und somit das Umsetzungspotenzial des HyReK-Konzepts limitieren. Ein weiteres Hemmnis stellt das notwendige Know-How für den Betrieb eines Batteriespeichers und dessen Vermarktung dar, ohne den eine erfolgreiche Umsetzung des hybriden Konzepts nicht möglich ist.

Akteure und deren Relevanz

Mit Blick auf die Akteure und deren Relevanz wurden verschiedene Akteure genannt. Übereinstimmend wurden die ÜNBs als maßgeblich einflussnehmender Akteur genannt. Die BNetzA ist zwar den ÜNBs übergeordnet, erhält jedoch von den ÜNBs Empfehlungen für Rahmenbedingungen, an welche sich die BNetzA orientieren kann. Darüber hinaus kann für innovative Konzepte oder Anfragen eine kontinuierlich stattfindende Konsultationsrunde der ÜNBs genutzt werden. Interessensvertretungen können auch über Verbände wie beispielsweise dem BDEWzählen zum Beispiel die Betreiber und Investoren, der vor Ort zuständige Netzbetreiber, potenzielle Kunden wie beispielsweise Stadtwerke oder Industrieunternehmen, die lokalen Behörden sowie der Vermarkter, sofern zutreffend. Als weitere Akteure, die zum Projekt beitragen, sind technische Partner wie die Hersteller des Power-to-heat Moduls und auch die Baufirmen, die aufgrund der hohen Auslastung im Baubereich limitierte Ressourcen sind. sind technische Partner wie die Hersteller des Power-to-heat Moduls und auch die Baufirmen, die aufgrund der hohen Auslastung im Baubereich limitierte Ressourcen sind. sind technische Partner wie die Hersteller des Power-to-heat Moduls und auch die Baufirmen, die aufgrund der hohen Auslastung im Baubereich limitierte Ressourcen sind.

Metafaktoren

Metafaktoren beschreiben die Geschehnisse, die einen Einfluss auf das Innovationssystem und deren Akteure haben können, die jedoch nicht im Einflussbereich der Akteure stehen. In den Interviews wurden drei wesentlichen Metafaktoren genannt. Erstens hat der Atom- und Kohlestromausstieg die Energiewende beschleunigt, so dass die Einbindung EE relevanter und die Umgestaltung des Energiesystems positiv beeinflusst wurde. Zweitens schlägt sich die gegenwärtige Halbleiter- und Baumaterialknappheit auch in der Wartung und Neuprojektierung von hybriden Speichersystemen nieder, so dass insbesondere der Bau negativ beeinflusst wird. Drittens wurden durch die stark erhöhte Wasserstoffförderung nochmals Anreize in eine andere Richtung gegeben, die die Hybridisierung von Batteriespeichern für andere physikalische Medien interessant macht und neue Chancen entstehen lässt.

Perspektiven

Die Fragen zu den Perspektiven waren in Wünsche und Erwartungen unterteilt, die im Zusammenhang sowohl mit der Energiewende als auch dem Primärregeleistungsmarkt stehen. Die gewünschten zukünftigen Entwicklungen betreffen die regulatorischen Bedingungen und das PRL-Marktdesign. Generell würde an Stelle der gegenwärtigen technologiespezifischen Förderung in Zukunft eine technologieoffene Förderung gewünscht, die zwar ein Ziel vorgibt, aber den Weg dahin offenlässt. Dafür wurde von der Hälfte der Expert*innen die CO₂-Besteuerung als effektives Instrument gesehen, das das eigentliche übergeordnete Klimaschutzziel in den Vordergrund stellt und somit nicht direkt den Ausbau fördert, sondern Anreize gibt, den "emissionsarmen" Weg einzuschlagen. Des Weiteren äußerten die interviewten Personen den Wunsch in Zukunft eine verlässlichere Gestaltung der Regulatorik zu erreichen, die ebenfalls verschlankt ist und eine rentable Sektorenkopplung ermöglicht. Die Harmonisierung der Regelmärkte mit Blick auf eine europäische und insbesondere eine regelzonenübergreifende Erbringung (ähnlich der SRL und MRL) war ein vereinzelter Wunsch. Technologisch wird eine Verbesserung der technischen Batterieleistung und Reduzierung der Anschaffungskosten gewünscht.

Die erwarteten Perspektive der interviewten Personen lassen sich in drei verschiedene Bereiche untergliedern: Regulatorik und Umsetzung der Energiewende, Akzeptanz und technische Perspektiven. Insgesamt erwarten alle befragten Experten*innen, dass Maßnahmen im regulatorischen Rahmen getroffen werden, die Energiespeicher ökonomisch betreibbar machen (Stichwort Multi-Use Funktionalität) so dass entsprechend Investitionen getätigt werden. Ebenfalls wird erwartet, dass das Rahmenwerk so aufgestellt wird, dass ein gesamtsystemischer Ansatz ersichtlich gefördert werden kann und beispielsweise mit Blick auf die wegfallenden Schwungmassen adäquate Alternativen innerhalb von Deutschland geschaffen werden (z.B. Märkte für schnellere Formen von PRL <30s). Dies würde nicht nur die Systemdienlichkeit, sondern auch die Netzdienlichkeit fördern. Besorgnis wurde von dem Großteil der interviewten Personen zum Stand des innerdeutschen Netzausbaus geäußert, das in naher Zukunft potentiell zum Nadelöhr der Energiewende werden könnte. Es wird von allen befragten Personen erwartet, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung und Industrie in naher Zukunft stark an Bedeutung zunehmen wird. Es wurde darauf hingewiesen, dass generell die Öffentlichkeit vermehrt partizipativ in den Energiesystemtransformationsprozess eingebunden werden soll, in welchem von einer oftmals negativ wahrgenommenen medialen Berichterstattung in eine neutralere und konstruktive Diskussion gewechselt werden muss, um in einem Konsens entsprechende Fortschritte machen zu können.

Mit Blick auf die technologischen Entwicklungen wird ebenfalls von der Hälfte der befragten Personen erwartet, dass Großeinheiten von (hybriden) Batteriespeichern durch kleinere dezentrale Einheiten abgelöst werden, da auch im Quartiers- bzw. Stadtwerkebereich vermehrt solche hybride Speicherkonzepte mit Wärmesenke verfolgt werden. Sektorenkopplung wird in naher Zukunft ebenfalls mehr Bedeutung erlangen, beispielsweise mittels Wasserstoffherstellung/-anwendung oder auch im Mobilitätssektor. Jedoch sind für diese Entwicklungen noch zu klären inwieweit die Rolle der jeweiligen Technologie auf dem Markt (Batterie, LNG₂) verteilt wird und eine markttechnische Abwicklung gefunden wird, für die es gegenwärtig kein Standard existiert.

Betonung von wichtigen Aspekten

Abschließend hatten die befragten Personen noch die Möglichkeit, bestimmte Aspekte zu betonen und auch nicht gefragte aber relevante Aspekte zu nennen. Zu diesen Aspekten gehören folgende:

- Es werden Leitakteure benötigt, die innovative Konzepte in den relevanten Netzwerken mit Überzeugung vorantreiben.
- Mit Blick auf regulatorischen Rahmenbedingungen wird eine höhere Investionsverlässlichkeit im Regel- und Flexibilitätsmarkt für hybride Energiespeicher benötigt.
- Ein entscheidender Faktor für die Umsetzung hybrider Batteriespeichersystem ist die Verringerung der Batteriezellkosten.
- Es wird ebenfalls erwartet, dass die Speichergrößen in kleineren Dimensionierungen, d.h. im einstelligen MW Bereich, an Bedeutung gewinnen zusammen mit der zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems.
- Durch die Dezentralisierung wird auch die Digitalisierung an Bedeutung gewinnen und essenziell für die Energiewende sein.
- Durch die Digitalisierung (und Sektorenkopplung) werden kritische Infrastrukturen zusammenwachsen, was Fragen neuer Abhängigkeiten und der Resilienz dieser Systeme aufwerfen wird.
- Die zuvor skizzierten Entwicklungen werden ebenfalls neue Akteure aktiv werden lassen.
- Die Herausforderung der Energiewende wird nicht nur technischer, sondern verstärkt auch gesellschaftlicher Natur sein.

7.1.5.3 Zusammenfassung

Die durchgeführten Interviews und die daraus resultierende Ergebnisse zeigen verschiedene Einflussmöglichkeiten auf, die eingesetzt werden können, um die Innovation "HyReK-Konzept" im Innovationssystem zu unterstützen und fördern zu können oder bei Unterlassen auch hemmen können. Diese Einflussmöglichkeiten können verschiedenen Richtungen einnehmen, die nach dem Multiimpulsmodell nach Hemmelskamp (1999) und durch Brand (2016) erweitert, in die richtungsgebenden Einflussfoaktren regulativer Push, zivilgesellschaftlicher Push, Technology Push, Anreiz Pull, Vision Pull und Market Pull, (Netzwerk der) Leitakteure sowie Metafaktoren eingeteilt werden können. Die einzelnen Treiber und Hemmnisse für die jeweilige Einflussmöglichkeiten sind in der Abbildung 7.22 zusammengefasst.



Abbildung 7.22. Multiimpulsmodell für das HyReK-Konzept basierend auf den Interviews von Expert*innen (mit ,*' gekennzeichnet) inklusive der Treiber, Hemmnisse und (Leit)Akteure für die Markakzeptanz des HyReK-Konzepts. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Brand (2016)

7.2. Identifizierung und Bewertung alternativer Systeme zur Erbringung vergleichbarer Systemdienstleistungen und Vergleich mit HyReK (DLR)

7.2.1. Durchführung einer Umfrage zur Identifizierung von alternativen Systemen

Das HyReK wurde in erster Linie für die Bereitstellung von PRL konzipiert und im Rahmen des Projektes auch dahingehend untersucht. Die starke Zunahme von alleinstehenden und hybriden Batteriespeichern am Markt sowie der starke Preisabfall in den letzten Jahren zeigt, dass der PRL-Markt kurzfristig sehr dynamischen Entwicklungen unterworfen sein kann (Figgener et al. 2020; Deutsche ÜNB 2020c). Die Gründe hierfür können einerseits das Ergebnis technologischer Entwicklungen oder Kostensenkungen sein, andererseits aber auch durch Änderungen der Marktbedingungen hervorgerufen werden. Durch eine Umfrage

unter Expert*innen der Energiewirtschaft wurden technologische Tendenzen in Bezug auf den PRL-Markt sowie am Markt teilnehmenden Systemen identifiziert.

Methodik

Hierfür wurde der Emailverteiler der strommarkttreffen.org genutzt. Über den Mailverteiler haben sich in den letzten Jahren mehrere Tausend hauptsächlich deutsche Expert*innen aus verschiedensten Bereichen der Energiebranche vernetzt, um über unterschiedliche Themen im Energiebereich zu diskutieren. Um einen möglichst hohen Rücklauf zu erhalten, wurden die nachfolgenden offene Fragen gewählt:

- Welche gegenwärtigen Technologien spielen auf dem PRL-Markt eine Rolle, die noch Entwicklungspotenziale (technisch, ökonomisch, ökologisch) besitzen, welche höchstwahrscheinlich noch ausgeschöpft werden?
- Welche zukünftigen Technologien werden potenziell auf dem künftigen PRL-Markt von Bedeutung sein (Zeithorizont 10+ Jahre)?

Ergebnisse

Der Rücklauf auf die Umfrage umfasste vier umfangreiche Antworten von verschiedenen Experten aus der Wissenschaft und der Industrie. Auch wenn sich die Rückmeldungen größtenteils auf die allgemeine Entwicklung am PRL Markt bezogen und nur teilweise auf konkrete Technologien eingegangen wurde, konnten wichtige und interessante Erkenntnisse erlangen werden.

Der PRL-Markt wird zurzeit in erster Linie von Batteriespeichern bedient. Der massive Anstieg der teilnehmenden Systeme hat dabei zu einem starken Preisabfall geführt, sodass viele dieser Systeme um ihr wirtschaftliches Überleben kämpfen müssen. Auch wenn heute nur noch wenige neue Batteriespeicher dem Markt beitreten, verstärken diese durch noch geringere Kosten diesen Effekt. Der Mangel an alternativen Einnahmequellen veranlasst die Betreiber größtenteils am Markt zu bleiben, um zumindest ein Minimum an Einnahmen zu generieren. Die Anwendung "Arbitrage-Handel auf dem Strommarkt" zusätzlich zur PRL sei nicht sinnvoll, da die Batterie im Arbitrage-Betrieb zu schnell verschleiße. Sofern keine lukrativen Anwendungen für Batteriegroßspeicher gefunden werden, wird in den nächsten Jahren nicht erwartet, dass weitere Systeme für die PRL präqualifiziert werden.

Ein alternativer Einsatz zur Nutzung von Batteriespeichern auf dem PRL Markt ist die Kopplung mehrerer Kleinspeicher zu einem virtuellen Batteriegroßspeicher. Bereits seit einigen Jahren koppelt beispielsweise die sonnen GmbH die Heimspeicher ihrer Kunden zur Teilnahme am PRL Markt. Ein ähnliches Vorgehen wäre auch für batteriebetriebene Fahrzeuge denkbar. Zudem könnten in Zukunft vermehrt auch Industrieunternehmen ihre Energieprozesse an eine Teilnahme am PRL Markt zu koppeln, um eine zusätzliche Einnahmequelle zu etablieren. Dies könnte besonders lukrativ werden, wenn die 7.000 Stunden-Regel (nach § 19 Abs. 2 Satz 2, StromNEV) entfällt. Diese besagt, dass große Industrieunternehmen bei Erreichen einer Jahresvolllaststundenzahl von 7.000 Stunden zu großen Teilen von den Netzentgelten befreit wird. Es wird erwartet, dass diese Sonderregelung bald abgeschafft wird, womit Industriebetriebe nicht mehr danach streben, so lange wie möglich Strom zu beziehen und damit auch Primärregelleistung anbieten könnten.

Zudem wird bereits heute z.B. im Projekt SoLAR an sogenannten Echtzeitmärkten geforscht, die die Organisation von Regelleistungsmärkten, wie sie heute bestehen, überflüssig machen könnten (Stefan (2021)). Durch die Einbindung von lokalen Flexibilitäten wie z.B. Wärmepumpen, Kühlschränken oder batteriebetriebenen Fahrzeugen könnten Schwankungen im Stromnetz sekundenschnell ausgeglichen werden, womit im Optimalfall keine Zwischenspeicherung und damit auch keine Batteriespeicher mehr benötigt würden Um diese Art der Strommarktorganisation resilient und effizient gestalten zu können, wurde eine zelluläre Struktur vorgeschlagen. Die einzelnen Zellen können gegebenenfalls, z.B. bei Ausfall oder bei Engpässen in einer Zone, auch autark bestehen. Diese Ideen wurden von mehreren Personen des Verteilers sehr positiv und interessant wahrgenommen.

Fazit

Der dynamischen Entwicklung der vergangenen Jahre auf dem PRL Markt scheint nach Einschätzung der befragten Experten in den nächsten Jahren eine Phase mit mehr Kontinuität zu folgen. Viele installierte Batteriespeichersysteme verbleiben mangels Alternativen auf dem Markt und sorgen für relativ niedrige Preise. Virtuelle Batteriespeicher bestehend aus gekoppelten Kleinstspeichern sind bereits am Markt und könnten durch die Einbindung von batteriebetriebenen Fahrzeugen verstärkt Anwendung finden. Dadurch könnte sich der Wettbewerb noch weiter verstärken, der durch die große Anzahl von BESS bereits zu sinkenden Preisen geführt hat (Figgener et al. 2021) . Abgesehen davon scheint nach Auswertung der Umfrage neben den bereits teilnehmenden Systemen keine Technologie absehbar zu sein, die den PRL Markt in den kommenden Jahren stark beeinflussen könnte. Dies könnte auch damit zusammenhängen, dass nach Einführung des 15-Minuten Kriteriums sowie der täglichen Ausschreibung für vier Stunden-Zeitscheiben keine weiteren Neuerungen bzgl. der PRL-Marktbedingungen in Aussicht sind, die eine Dynamisierung fördern könnten. Sollte die 7.000 Stunden-Regel fallen, könnten Industriebetreiber durch Anpassung ihrer Prozesse am PRL Markt teilnehmen und diesen beeinflussen.Auf lange Sicht ist es denkbar, dass die Strommärkte auf zelluläre Echtzeitmärkte umgestellt werden, die dann gleichzeitig auch die Rolle der heutigen Regelleistung übernehmen könnten.

7.2.2. Bewertung alternativer Systeme und Vergleich mit dem HyReK-System

Das Ziel dieses Arbeitsschrittes ist der Vergleich des HyReKs mit verschiedenen Alternativsystemen zur Bereitstellung von PRL basierend auf einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse (MCDA).

Vorgehen und betrachtete Technologiealternativen

Die multikriterielle Herangehensweise fokussiert nicht nur auf einzelne Dimensionen, sondern ermöglicht eine holistische Bewertung unter Einbezug mehrerer Bewertungsdimensionen. Diese umfassen hierbei die ökonomische, ökologische, soziale sowie technische Dimension. Die Vorgehensweise zur Erstellung einer MCDA ist

- 1) Die Beschreibung des Betrachtungsgegenstands inklusive der Alternativen und des Ziels der Bewertung
- 2) Auswahl der MCDA Methodik und Erhebung der notwendigen Daten für die selektierten Kriterien und deren Gewichtung
- 3) Die Berechnung der verschiedenen Alternativen und eine abschließende Sensitivitätsanalyse.

Im Folgenden werden die Hauptschritte kurz näher erläutert. Weitere und tiefergehende Auseinandersetzung mit den einzelnen Schritten können in Hoppe (2021) entnommen werden.

Beschreibung des Betrachtungsgegenstands

Neben dem HyReK-Konzept wurde als alternative Technologie ein Elektrolyseur in Kombination mit einem Batteriespeicher, ein 2nd life HyReK, das wiederverwendete Batterien aus Elektrofahrzeugen nutzt, sowie

ein Pumpspeicherkraftwerk (Pumped Hydro Storage, PHS) bewertet. Die Auswahl auf die genannten Technologien ist u.a. darin begründet, dass die Auswertung der Befragung in Abschnitt 7.2.1, neben den bereits präqualifizierten Kraftwerken keine neuartigen Technologien aufgezeigt hat, die in naher Zukunft den PRL Markt beeinflussen könnten. Deshalb wurde ein Fokus auf verschiedene Batteriespeichersysteme gelegt, die nach wie vor einen höheren PRL Marktanteil besitzen (Figgener et al. 2021). Mit dem Pumpspeicherkraftwerk wurde zudem eine konventionelle Alternative aufgenommen, die deutschlandweit mit der größten PRL-Leistungskapazität präqualifiziert ist (4,4 GW) (Deutsche ÜNB 2020c). Für diese vier Alternativen war zudem eine ausreichende Datengrundlage für die Bewertung in den vier Dimensionen vorhanden. Außerdem zeichnen sich diese Technologien im Gegensatz zu Kohle- oder Kernkraftwerken durch ihre Zukunftsfähigkeit aus. Die Grundannahmen für Größe, Lebensdauer und andere relevante Parameter entsprechen dem HyReK-System so wie es in Bremen gebaut wurde. Nichtzutreffende Daten für die Technologiealternativen wurden entsprechend skaliert, so dass eine Vergleichbarkeit gegeben ist.

Auswahl der MCDA Methodik

Für die multikriterielle Bewertung wurde die MCDA Methode PROMETHEE (engl. Preference ranking organization method for enrichment evaluation) verwendet. Eine Einführung in die PROMETHEE Methode ist in den Arbeiten von Papathanasiou und Ploskas (2018) sowie von Lerche und Geldermann (2016) gegeben.

Kriterienauswahl und Gewichtungsszenarien

Insgesamt wurden basierend auf den fünf Anforderungen zur Kriterienauswahl (Relevanz, Ganzheitlichkeit, Datenqualität, Vergleichbarkeit, Machbarkeit) elf Bewertungskriterien erhoben.

Die Gewichtung der jeweiligen Kriterien wurde durch verschiedene Szenarien abgedeckt. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da keine repräsentative Stichprobe an Stakeholdern Gewichtungspräferenzen geben konnte. Die Gewichtungsszenarien umfassen die gleichverteilte Gewichtung aller Kriterien, die gleichgewichtete Dimensionen, die ökonomische Präferenz mit stärkerer Gewichtung der ökonomischen Kriterien, die sozio-ökologische Präferenz mit Fokus auf ökologische und soziale Kriterien sowie dem Business as usual Szenario, welches eine stärkere Gewichtung auf Kriterien, denen im aktuellen Diskurs in der Wirtschaft und Gesellschaft eine größere Bedeutung zugeschrieben wird. Die jeweilige Gewichtungsanteile der Kriterien in den verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 7.9 dargestellt.

Tabelle 7.9. Die fünf verschiedenen Gewichtungsszenarien für die multikriterielle Bewertung alternativer Technologien, die jeweils verschiedene Stakeholder repräsentieren. Quelle: Hoppe (2021)

CENTREM COCCERNA DIEN

KRITERIEN		GEWI	CHI UNGSSZEINAR		
	Kriterien-	Gleichgewicht	Ökonomische	Sozio-	Business
	gleichgewicht	der Dimensionen	Präferenz	ökologische Präferenz	as usual
EINNAHMEN	9,09%	12,5%	13,33%	5,55%	15%
SPEICHERKOSTEN	9,09%	12,5%	13,33%	5,55%	15%
TREIBHAUS- POTENZIAL	9,09%	6,25%	6,66%	11,11%	10%

184

TERRESTRISCHE VERSAUERUNG	9,09%	6,25%	6,66%	11,11%	5%
HUMANTOXIZITÄT	9,09%	6,25%	6,66%	11,11%	5%
FEINSTAUBBILDUNG	9,09%	6,25%	6,66%	11,11%	5%
LANDNUTZUNG	9,09%	6,25%	6,66%	11,11%	10%
TECHNOLOGIE- REIFEGRAD	9,09%	12,5%	13,33%	5,55%	10%
BAUZEIT	9,09%	12,5%	13,33%	5,55%	5%
SOZIALE AKZEPTANZ	9,09%	12,5%	6,66%	11,11%	10%
ARBEITSPLATZ- POTENZIAL	9,09%	12,5%	6,66%	11,11%	10%

Sensitivitätsanalyse

Eine Besonderheit der PROMETHEE Methode ist die Verwendung von sogenannten Präferenzfunktionen. Die Präferenzfunktionen geben den Grad der Präferenz an, der durch die Differenz in den Kriterienausprägungen entsteht. Es wird hierbei zwischen Indifferenz (kein Unterschied), schwacher Präferenz (Unterschied 0<x<1) und strikter Präferenz (Unterschied =1) unterschieden. Diese Bereiche werden von den sogenannten Präferenzschwellenwerten "q" (Grenze zwischen Indifferenz und schwacher Präferenz) und "p" (Grenze zwischen schwacher und strikter Präferenz) abgegrenzt. Die Präferenzschwellenwerte sind hierbei frei wählbar und somit potentiell Unsicherheiten unterlegen. Der Einfluss dieser Schwellenwerte wurde deshalb im Zuge einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Die Schwellenwerte wurden in fünf Schritten geändert. Die Differenz zwischen der maximalen und der minimalen Kriterienausprägung agiert als Basis für diese Werte. Als Ausgangswert wurde 30% dieser Differenz als unterer Wert gewählt und 50% für den oberen Schwellenwert. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse würde diese Schwellenwerte entsprechend Tabelle 7.10 variiert. Zusätzlich wurde ein Szenario erstellt, das nur strikte Präferenzen abbildet. Die fünf entwickelten Sensitivitätsschritte wurden auf alle fünf Gewichtungsszenarien angewendet, so dass insgesamt 25 Iterationen der MCDA durchgeführt wurden.

Sensitivität	q - Wert	p -Wert
Ausgangswerte	30 %	50%
Groß	10%	80%
Mittel	20%	70%
Klein	30%	60%
Typ I Präferenzfunktion	-	-

Tabelle 7.10. Sensitivitätsschritte zur Analyse des Einflusses der Präferenzschwellenwerte. Quelle: Hoppe (2021)

Ergebnisse

Die Rangfolge der Technologiealternativen wurde mittels eines Python-Moduls berechnet. Zusätzlich wurde die Software VISUAL PROMETHEE (VP) (Mareschal 2021) verwendet, die so genannte Rainbow-

Plots erstellt, die den Einfluss von den einzelnen Kriterien auf das Gesamtranking darstellen. Ein solcher Plot wurde für das Szenario "Gleichgewichtung Kriterien" stellvertretend in Abbildung 7.23 abgebildet.

Wie Abbildung 7.23 zu entnehmen ist, schneidet die Alternative Pumpspeicherkraftwerk in dem dargestellten Szenario am besten ab. Für das positive Abschneiden im Vergleich zu den anderen Alternativen sind in erster Linie die Kriterien Technologiereifegrad, Arbeitsplatzpotenzial und Treibhausgaspotenzial verantwortlich. Besonders schlecht schneidet die Alternative im Kriterium Landnutzung ab. Das HyReK ist besonders vorteilhaft mit Blick auf die Kriterien Speicherkosten und Landnutzung, hat jedoch Nachteile im Bereich der Einnahmen, da Wärme einen geringeren ökonomischen Wert besitzt als z.B. Wasserstoff. Das 2nd life HyReK besitzt ähnliche Stärken und Schwächen, schneidet jedoch als relativ unerforschte Techologie beim Technologiereifegrad schlechter ab. Das HyReK mit einem Elektrolyseur belegt in diesem Szenario den letzten Platz. Obwohl mit Wasserstoff ein Gut erzeugt wird, das einen hohen ökonomischen Wert besitzt und damit mehr Einnahmen verschafft, ist die Alternative im Vergleich deutlich teurer. Zudem ist mit einer höheren Feinstaubbildung zu rechnen.



Abbildung 7.23. Rainbow-plot der Software Visual Promethee für das Gewichtungsszenario "Equal Distribution". Die Technologien werden von links nach rechts nach ihrer Rangfolge aufgelistet. Auf der positiven y-Achse sind jeweils die Kriterien aufgelistet, die als Vorteil für die Technologie gewertet wurden. Auf der negativen y-Achse sind die Kriterien abgebildet, die als Nachteil für die Technologie aufgefasst werden. Die Größe der jeweiligen rechteckigen Boxen entspricht der Höhe der positiven und negativen Beiträge. Die Farbe symbolisiert die Zugehörigkeit der Kriterien zu den Bewertungsdimensionen: Grau – Technische Dimension; Grün – Ökologische Dimension; Gelb – Ökonomische Dimension; Rot – Soziale Dimension. Quelle: Hoppe (2021)

Eine Auswertung der Ergebnisse nach relativer und absoluter Häufigkeit der erzielten Rangplätze der Technologien über die 25 berechneten Iterationen ist nachfolgend in Tabelle 7.11 zu sehen.

	Rang	HyReK	2nd Life HyReK	Elektrolyseur	PHS
	1	15	0	0	10
olut	2	10	2	0	13
Abse	3	0	23	0	2
	4	0	0	25	0
	1	60%	0%	0%	40%
ativ	2	40%	8%	0%	52%
Rel	3	0%	92%	0%	8%
	4	0%	0%	100%	0%

Tabelle 7.11. Absolute und relative Auswertung der Rankings über die 25 MCDA Iterationen.

Wie in Tabelle 7.10 zu sehen ist, liegt das HyReK in 60% der Iterationen auf dem ersten Platz gefolgt vom Pumpspeicherwerk. Das 2nd life HyReK ist in den meisten der Iterationen auf dem 3. Rang gelistet, der Elektrolyseur nimmt in allen Iterationen den letzten Platz ein. Es wurde deutlich, dass das HyReK von seinen "guten" Kriterienausprägungen profitiert. Hierbei erzielte das HyReK außer in zwei Kriterien nie den Spitzenwert, allerdings auch nie den schlechtesten. Das Pumpspeicherkraftwerk war hauptsächlich beeinflusst von dem guten Abschneiden in den ökologischen Kriterien, hatte jedoch Nachteile in der sozialen Dimension. Zudem ist festzuhalten, dass Pumpspeicherkraftwerke von natürlichen Vorbedingungen, wie dem Vorhandensein von einem Gefälle sowie von Wasserkörpern, abhängig ist. Sollten gute Vorbedingungen vorhanden sein, ist das Ausbringen der Pumpspeicherkraftwerke wahrscheinlich präferiert. Als "alltägliche" Technologie würde jedoch eher das HyReK präferiert werden. Es war auffällig, dass das 2nd life HyReK in allen ökologischen Kriterien schlechter abschnitt als das HyReK. Dies lag vor allem an der Annahme, dass 2nd Life Batterien eine verringerte Effizienz von 15% gegenüber "neuen" Lithium-Ionen-Batterien besitzen und dadurch entsprechend hohe Effizienzverluste während der Betriebsphase auftreten. Es ist hierbei anzumerken, dass diese Annahme als Worst-case zu sehen ist, da sich die in der Literatur angegebenen Werte zur Round-trip Efficiency zwischen 80-95% bewegen und von 2nd Life Batterien aus automobilen Anwendungen generell eine Reduzierung von 3-5% erwartet werden kann (Kamath et al. 2020; Bobba et al. 2018; Sathre et al. 2015). Nichtsdestotrotz war es Ziel des vorliegenden Projektes Hy-ReK die Spannbreite aufzeigen mit dem Hinweis, dass das Eregbnis durch weitere Studien möglichst basierend auf Primärdaten verifiziert werden müsste. Der Elektrolyseur war stark negativ beeinflusst von den hohen Investitionskosten (LCOS) und dem schlechten Abschneiden der ökologischen Kriterien, die sich mit der Verwendung von seltenen Metallen erklären lassen und nahm stets den letzten Platz im Ranking ein. Obwohl mit Wasserstoff ein Gut erzeugt wird, das einen hohen ökonomischen Wert besitzt und damit mehr Einnahmen generiert, ist laut MCDA diese Technologie mit dem derzeitigen Stand der Technik nicht empfehlenswert für die Bereitstellung von PRL.

Diskussion und Fazit

Es ist zu betonen, dass die eben vorgestellten Ergebnisse der MCDA mit Unsicherheiten verbunden sind. Diese liegen zum einen in der Auswahl der Kriterien zu Beginn der Analyse, welche in anderer Form zu anderen Bewertungsergebnissen führen können, sowie in den Kriterienausprägungen, welche mittels Primärdaten und Literaturrecherchen bestimmt wurden. Zum anderen wurden die Kriterien mithilfe von eigens angenommenen Gewichtungsszenarien gewichtet und Präferenzschwellenwerte bestimmt, die demtsprechend zu hinterfragen sind. Das HyReK wurde hierbei als die präferierte Technologie identifiziert, gefolgt vom Pumpspeicherkraftwerk, welches jedoch geographische Voraussetzungen bedingt. Das 2nd life HyReK ist durchaus als eine mögliche Alternative vom HyReK zu sehen. Es wurde klar, dass das eher schlechte Abschneiden dieser Technologie auf den Prototyp Charakter zurückzuführen ist. Da es zum Zeitpunkt dieser Arbeit nur sehr begrenzte Anwendungen von recycelten Batterien in stationären Applikationen gibt, wäre es interessant zu sehen wie eine ähnliche Analyse in einigen Jahren aussehen würde, sobald sich der Stand der Technik weiterentwickelt hat. Da im Zuge der Energiewende Alternativen betrachtet werden müssen, die in der Lage sind nachhaltig PRL bereit zu stellen, ist davon auszugehen, dass die Anzahl von vergleichbaren Arbeiten im Laufe der nächsten Jahre zunehmen wird.

7.3. Technologie-Roadmapping, Sensitivitätsanalyse und Möglichkeiten der Übertragbarkeit von HyReK (DLR)

7.3.1. Zukünftige Entwicklung der Momentanreserve

Im Zuge der Energiewende werden zukünftig immer mehr konventionelle Kraftwerke vom Stromnetz genommen, was automatisch mit einem Rückgang der drehenden Massen aus Synchronmaschinen einhergeht. Der Inhalt dieses Abschnittes ist es den Bedarf an neuen Systemdienstleistungen zu analysieren, welche den Wegfall dieser Momentanreserve zukünftig kompensieren können. Für die Bearbeitung wird auf bestehenden Veröffentlichungen aus der Forschung zurückgegriffen. Diese wird hinsichtlich der Entwicklung der Netzlaufkonstante, der Etablierung neuer Märkte sowie der Erbringung von virtueller Momentanreserve durch umrichterbasierter Karftwerke analysiert.

Einem Bericht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2018 zufolge, kann die Netzstabilität im Verbundnetz auch auf Basis der heutigen Entwicklungen und dem Rückgang der drehenden Massen im Stromnetz in Zukunft gewährleistet werden (Deutsche ÜNB 2018). Zukünftige Entwicklungen im Bereich der Netzführungen sind aber auch durchzunehmende Leistungstransiente, aufgrund der zunehmenden (dezentralen) Energieerzeugung fernab von Lastzentren und dem damit verbundenen grenzüberscheitenden Energietransport/-handel zwischen den Teilnetzen, geprägt. (Deutsche ÜNB 2014a). Von daher können Systemauftrennung des Verbundsystems, die u.a. durch Störungen hervorgerufen werden, eine Herausforderung darstellen (Deutsche ÜNB 2018). Dies wird auch in Hinblick auf die Netzlaufkonstante deutlich. Diese beträgt derzeit für das gesamte europäische Verbundnetz ca. 10 s (Kühne et al. 2019). Durch die zunehmende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien und das Abschalten von Synchronmaschinen wird sich die Netzanlaufkonstante des Verbundnetzes für das Jahr 2040 in fast allen Stunden des Jahres im Vergleich zu 2018 reduzieren, wobei jedoch vermutlich noch keine Grenzwertverletzungen auftreten werden. Im Falle einer Systemauftrennung könnte es jedoch in Einzelgebieten, wie beispielsweise auch Deutschland für vereinzelte Stunden zu kritische Situationen (<1s) kommen (Kühne et al. 2019).

Von daher könnten zukünftig neue Märkte bzw. neue Produkte etabliert werden, um auch in kritischen Stunden eine zuverlässige Stromversorgung gewährleisten zu können. Beispielsweise könnte eine Anpassung der Aktivierung der PRL bzw. die Einführung einer sehr schnellen Primärregelleistung ("fast reserve response") für eine ausreichende Frequenzstabilität sorgen (Kühne et al. 2019). Für diese Bereitstellung könnte zukünftig auch Potenzial beim Einsatz von "Virtueller Schwungmasse" durch umrichterbasierte Kraftwerke bestehen, welche neben Batteriespeichern auch mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik, bereitgestellt werden kann. (Kühne et al. 2019; Johnson et al. 2020) Für den Einsatz von

"Virtueller Schwungmasse" aus umrichterbasierten Kraftwerken werden in den Umrichtereinheiten Energiespeicher benötigt, die umgehend plötzliche Leistungsungleichgewichte im Netz ausgleichen können und somit eine "ähnliche" Wirkung wie mechanische Schwungmassen erzeugen. Dafür müssen die Umrichter der angeschlossenen Erzeugungskraftwerke proportional zur Netzfrequenz geregelt werden, damit zusätzlich zur Wirkleistung am eingestellten Arbeitspunkt Leistung abgegeben werden kann. (Boxleitner und Brauner 2009) Entscheidend für die Bereitstellung von "fast reserve response" ist die Aktivierungszeit der Technologien, da dieses Produkt vor der Primäregelleistung greift, und demnach eine Aktivierungszeit von <30s haben muss. (Johnson et al. 2020; Rubio et al. 2020) Die Aktivierungszeit von Photovoltaik-Anlagen liegt beispielsweise zwischen 100-200ms und würde sich dementsprechend eignen, genauso wie Windturbinen mit einer Aktivierungszeit von ca. 500ms. (Rubio et al. 2020)

Abschließend können Rückschlüsse auf den zukünftigen Bedarf an Primärregelleistung durch den Rückgang der Momentanreserve jedoch derzeit nicht getroffen werden. Derzeit orientiert sich der PRL-Bedarf an dem zeitgleichen Ausfall der zwei größten Kraftwerke im gesamten europäischen Verbundnetz, sodass der Wegfall "kleinerer" Kraftwerke in Deutschland bei der bisherigen Berechnungsformel keine Auswirkung auf die europäischen Ausschreibungsmenge haben wird. Sollten sich zukünftig die Rahmenbedingung der Berechnung ändern und z.B. nationale Rahmenparameter bei der Berechnung herangezogen werden, könnte sich der PRL-Bedarf für Deutschland verändern. Des Weiteren ist der zukünftige PRL-Bedarf davon abhängig, ob neue "Märkte" im Bereich der sehr schnellen Primärregelleistung ("fast reserve response") eingeführt werden. Dies würde nicht direkt den Bedarf an PRL erhöhen, jedoch würde sich ein zusätzlicher Markt für Batteriespeicher auftun.

7.3.2. Studie zur Entwicklung von Angebot und Nachfrage von Primärregelleistung und Wärmebedarf und damit verbundene zukünftig zu erwartenden Erlösen

Für die wirtschaftliche Bewertung des HyReK-Konzepts ist letztendlich die Entwicklung der Preise bzw. der Einnahmen am Primärregeleistungsmarkt ausschlaggebend. Des Weiteren setzt der Betrieb des HyReKs, bestehend aus einem Batteriespeicher und einer PtH-Anlage, einen Wärmeabnehmer voraus, sodass die Entwicklung des Wärmemarkts ebenfalls Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der Erlöse des HyReKs hat. Die Umstellung des Wärmesektors von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger (Wärmewende) wird zu einer zunehmenden Nutzung von Wärmenetzen führen, vor allem im urbanen Raum. Ausführliche Analysen zu der Entwicklung des Wärmemarkts sind im Abschnitt 7.3.9 zu finden.

Im Vergleich dazu wird die Entwicklung der zukünftigen Einnahmen am Primärregelleistungsmarkt von unterschiedlichen Kenngrößen beeinflusst, sodass die Entwicklung der Preise schwer vorherzusagen ist. In Tabelle 7.12 ist die Entwicklung der jährlichen PRL-Einnahmen (Summe der wöchentlichen bzw. täglichen durchschnittlichen Leistungspreise) für die Jahre 2014 bis 2021 aufgezeigt. In den Jahren von 2015 bis 2020 sind die Leistungspreise der Primärregelleistung kontinuierlich um insgesamt 65 % gesunken. In den ersten Monaten des Jahres 2021 ist bisher (05/2021) wieder ein leichter Anstieg, vor allem in den Monaten April und Mai, zu sehen.

k€/MW/Jahr	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
PRL- Einnahmen	184	193	132	128	111	78	64	87
* hochgerechnet b	pasierend au	f den Werter	01/2021-05,	/2021				

Tabelle 7.12: Entwicklung der jährlichen PRL-Einnahmen von 2014 bis 2021, Quelle: (Deutsche ÜNB 2021)

Mögliche Gründe für den Preisverfall der letzten Jahre könnten unter anderem der steigende Wettbewerb am Markt sein, welcher sich durch Veränderungen im Markdesign ergeben hat. So gab es insbesondere in den Jahren 2019 und 2020 einige wichtige Änderungen im Marktdesign, um auf die Veränderung im Stromsystem im Zuge der Integration von erneuerbaren Energien und dem sukzessiven Ausschalten von fossilen Kraftwerken zu reagieren. Vor allem die Verkürzung der Vorhaltezeit der PRL auf letztendlich 4 Stunden je Tag analog zur SRL und MRL, ermöglicht neuen Marktteilnehmern, wie beispielsweise Batteriespeichern und Anlagen zur Lastverschiebung, einen leichteren Zugang zum PRL-Markt. Dadurch ist die Zahl der Anbieter bei gleichbleibender ausgeschriebener Menge deutlich gestiegen, was zu einem steigenden Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern führt. Des Weiteren gab es eine Harmonisierung des europäischen Regelleistungsmarktes mit den Nachbarländern, was auch wiederum den Wettbewerb steigen lässt. Ebenfalls wurde für Analgen mit begrenzter Speicherkapazität, wie Batteriespeicher, die Vorhalteleistung von 30-Minuten auf 15-Minuten gekürzt.

Neben den Änderungen der jährlichen Einnahmen, ist der Primärregelleistungsmarkt aber auch durch tägliche Preisschwankungen gekennzeichnet. In Abbildung 7.24 sind zum einem die Schwankungen zwischen den Wochentagen bzw. den Feiertagen (linkes Bild) und zum anderen zwischen den Zeitscheiben (rechtes Bild) aufgezeigt.



Abbildung 7.24: Entwicklung der täglichen PRL-Leistungspreise vom 01/2020 bis zum 05/2021 gruppiert nach Wochentagen und Zeitscheiben. Quelle: (Deutsche ÜNB 2021)

Bei den Wochentagen ist eine deutliche Zunahme der Preise an den Tagen des Wochenendes sowie an Feiertagen zu sehen. Bei der Verteilung der Leistungspreise auf die unterschiedlichen Zeitscheiben gibt es kaum merkliche Unterschiede zwischen den Preisen für die verschiedenen Zeitscheiben. Ebenso ist nur eine geringe Preisstreuung zu erkennen, was für ein homogenes Preisanbieterverhalten spricht. Die Analyse der Leistungspreise in Anhängigkeit der Wochentage und der Zeitscheiben spielt dann eine Rolle, wenn das HyReK nicht mehr durchgehend am PRL-Markt teilnimmt, da es beispielsweise zeitweise für andere Anwendungen eingesetzt wird oder Wartungsarbeiten vorgenommen werden müssen.

Neben den bereits beschriebenen Einflussgrößen auf die Preisentwicklung am Primärregelleistungsmarkt, kann das individuelle Bieterverhalten der Teilnehmer am PRL-Markt auch von der Entwicklung anderer Faktoren abhängig sein. Im Folgenden wird basierend auf Diskussionen aus Forschung und Wirtschaft der Zusammenhang zwischen der Entwicklung der täglichen Leistungspreise (keine Unterscheidung der Zeitscheiben) und der Zeitreihe der Stromerzeugung aus Erdgas und Braunkohle, der Einspeiseprognose von Erneuerbaren und der CO₂-Preisentwicklung untersucht. Abbildung 7.25 zeigt die Ergebnisse einer linearen Korrelationsanalyse.



Korrelationsanalyse PRL-LP vom 01/2020 bis 05/2021

Abbildung 7.25: Lineare Korrelationsanalyse zwischen den täglichen Leistungspreise der Primärregelleistung und ausgewählte Zeitreihen für den Zeitraum vom 01/2020 bis zum 05/2021. Quelle: in Anlehnung an (BNetzA 2020b; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2021; Deutsche ÜNB 2021)

Die Analyse zeigt einen schwach positiven Zusammenhang zwischen den Leistungspreisen und der Einspeiseprognose für erneuerbare Energien (ca. 20%) sowie zwischen den Leistungspreisen und der Preisentwicklung für den CO₂-Handel (ca. 50%). Demgegenüber besteht ein leicht negativer Zusammenhang zwischen den Leistungspreisen und der Erzeugung aus fossilen Energien (-30% und -40%). Aufgrund der eher schwächer ausgeprägten Korrelationen können nur Vermutungen über eine Abhängigkeit zwischen den genannten Größen getroffen werden. Die Zusammenhänge könnten beispielsweise aus der wechselnden Verfügbarkeit der Anlage am PRL-Markt resultieren. So wäre es möglich, dass bei einer hohen Einspeisung erneuerbare Energien weniger konventionelle Kraftwerke Strom bereitstellen und damit auch nicht am PRL-Markt teilnehmen können.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Entwicklung der Leistungspreise der PRL sehr dynamisch ist und von vielen verschiedenen Faktoren abhängig ist. Dies sind zum einen Faktoren, die das Marktdesign und somit die Teilnehmerzusammensetzung am PRL-Markt betreffen und zum anderen Faktoren, die sich auf die Grenzkosten der jeweiligen Technologien auswirken. Zukünftige weitere Anpassungen im Marktdesign, wie beispielweise eine weitere Verkürzung der Zeitscheiben, könnten somit neuen Technologien die Teilnahme am Markt ermöglichen, was wiederum den Wettbewerb erhöhen wird. Gleichzeitig kann der Rückgang bzw. Ausstieg aus der Kohleenergie den Bedarf an Technologien mit vergleichsweise höheren Grenzkosten erhöhen. Insgesamt wird sich das Stromsystem in den nächsten Jahren immer weiter wandeln. Es werden neue Märkte und Produkte entstehen, die Stromerzeugung wird immer dezentraler sein und auf kleineren Anlagenleistung basieren, wodurch sich die Vielfalt und damit das Flexibilisierungspotenzial weiter erhöht. Die genaue Entwicklung der Preise am Primärregelleistungsmarkt für die nächsten Jahren ist jedoch unklar. Außer Frage steht jedoch, dass es aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes immer Produkte zur Frequenzstabilisierung geben wird.

7.3.3. Erforschung von weiteren möglichen Geschäftsmodellen

Das derzeitige HyReK-System hat als alleiniges Geschäftsmodell neben dem Verkauf der anfallenden Wärme die Vermarktung von Primärregelleistung. Wie die Untersuchungen in Abschnitt 7.3.2 jedoch gezeigt haben, ist das Preisniveau am Primärregelmarkt in den letzten Jahren stark gesunken, sodass neben der Primärregelleistung weitere Geschäftsmodelle für das HyReK-System sinnvoll erscheinen. In Abschnitt 2.4 wurden bereits mögliche weitere Vermarktungsalternativen, also Geschäftsmodelle, für das HyReK-System bzw. allgemein am Strommarkt aufgezeigt. In diesem Abschnitt sollen nun vielversprechende Mehrfachanwendungen für das HyReK identifiziert werden.

Literaturübersicht

In einem ersten Schritt wurde ein Überblick über die derzeitige Literatur im Bereich der Mehrfachanwendungen für Batteriespeicher unter Einbezug von Energiemanagementalgorithmen erstellt. Das Thema der Mehrfachanwendungen ist derzeit in der Wissenschaft sehr präsent, so dass zahlreiche Studien aus den letzten Jahren zu finden sind (Lombardi und Schwabe 2017; Litjens et al. 2018; Braeuer et al. 2019; Engels et al. 2020; Englberger et al. 2020). Die Kernaussage aller Studien ist, dass mit der Nutzung des Batteriespeichers für mehrere Anwendungen ein Mehrerlös erzielt werden kann. (Braeuer et al. 2019) kommen sogar zu dem Schluss, dass eine Einfachanwendung eines Batteriespeichers keine Wirtschaftlichkeit erzielt. Die untersuchten Studien beschreiben verschiedene Steueralgorithmen sowie die optimale Kapazitätsaufteilungen des Batteriespeichers auf die einzelnen Anwendungen. Hierbei ist vor allem ein "Hintereinanderschalten" (sequenzielle Abfolge) der Anwendungen von Vorteil (Englberger et al. 2020). Als besonders lohnenswerte Geschäftsmodelle / Mehrfachanwendungen zeigen sich eine Kombination von Peak-Shaving und Primärregeleistung. Arbitrage-Geschäfte können einen Mehrwert liefern, sind aber nicht entscheidend für die Rentabilität eines Batteriespeicherprojektes. (Braeuer et al. 2019; Englberger et al. 2020) Sofern der Speicher in Kombination mit einer erneuerbaren Energieerzeugung eingesetzt wird, kann durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs (vor allem bei Photovoltaik) ebenfalls eine Rentabilität des Speichers erzielt werden (Litjens et al. 2018; Lombardi und Schwabe 2017).

Diskussion möglicher Geschäftsmodelle

Die Umsetzung von Einzel- und somit auch Mehrfachanwendungen ist auf der einen Seite von dem Erlöspotenzial und auf der anderen Seite vom technischen und somit finanziellen Aufwand für die Umsetzung abhängig. Die nachfolgende Abbildung 7.26 ordnet die verschiedenen Einzel-Anwendungsfälle für (Groß-)Batteriespeicher anhand dieser beiden Parameter ein. Für alle dargestellten Anwendungsfälle ist grundsätzliche die technische Machbarkeit / Eignung von Batteriesysteme zur Bedienung dieser Anwendungsfälle gegeben (Experteninterviews im HyReK-Projekt-Team). Eine Ausnahme stellen hierbei die Abschaltbaren Lasten da, da diese nur von Stromverbrauchsanalagen, wie die PtH-Anlage, erbracht werden kann.

In der dargestellten Matrix sind vier Bereiche markiert, welche unterschiedliche Umsetzungspotenziale der Anwendungen zeigen. So liegen beispielsweise vielversprechenden Geschäftsmodell (gekennzeichnet mit '++') vor, wenn der Aufwand / die Kosten gering und die Erlöse hoch sind. Im Vergleich dazu ist das Umsetzungspotenzial eher schlechter (gekennzeichnet mit '-'), wenn die Erlöse gering und der Aufwand / die Kosten hoch sind.



Abbildung 7.26: Qualitative Einordnung von Einzelanwendungen für (Groß-)Batteriespeichersysteme basierend auf Experteninterviews im HyReK-Team & durchgeführten Marktanalysen. Legende: ,++': vielversprechend, ,+': geringes Potenzial, ,-': kein potenzial. Quelle: eigene Darstellung und Einschätzung

Im Folgenden werden die Geschäftsmodelle, welche nach der ersten qualitativen Analyse Potenzial für eine Mehrfachanwendung des HyReKs aufweisen, genauer analysiert. Dies sind: abschaltbare Lasten, Sekundärregelleistung, Eigenverbrauch, Abitrage-Geschäfte und Peak-Shaving.

Abschaltbare Lasten (AbLaV):

In der Abschaltbaren Lasten Verordnung (AbLaV) ist der Mechanismus der abschaltbaren Lasten geregelt. Die Teilnahme bzw. der Einsatz von Anlagen als abschaltbare Lasten ist freiwillig. Abschaltbare Lasten sind Stromverbrauchsanlagen die kurzfristig zur System- / Netzstützung abgeschaltet werden können und dafür eine finanzielle Vergütung bekommen. Eine Teilnahme am Markt für abschaltbare Lasten ist somit nur mit einer Strombezugsanlage im Betrieb möglich. Im Falle des HyReKs würde dies den (Dauer-)Betrieb des PtH-Moduls bedeuten.

Die Vergütung für abschaltbare Lasten erfolgt über einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Die Vorhaltedauer ist grundsätzlich auf eine Woche ausgelegt, wobei ein Nicht-Verfügbarkeitszeitraum von maximal 120 Viertelstunden (30 Stunden) je Woche angeben werden kann (Deutsche ÜNB 2021). Aufgrund der geringen Anbieterzahlen bzw. Angebotsmenge liegen orientieren sich die Erlöspotenziale an den maximal zulässigen Preisen und liegen knapp unter 500 €/MW/Woche bzw. knapp unter 400 €/MWh/Woche (BNetzA 2021a).

Die Abrufdauer der abschaltbaren Lasten war in den letzten Jahren sehr gering (BNetzA 2021a), weshalb für die nachfolgenden Überschlagsrechnung, die Erlöse über den Arbeitspreis vernachlässigt werden. Abzüglich der Nichtverfügbarkeitszeiten ergibt sich eine minimale Verfügbarkeit von 138 Stunden. Daraus ergeben sich Erlöse von 500 €/(MW·Woche) verteilt auf 138 h/Woche zu 3,63 €/MWh. Demzufolge dürften die maximal variablen Kosten für die Verbrauchstechnologie nicht über 3,63 €/MWh liegen. Da das PtH-Modul bzw. das HyReK variablen Kosten von > 140 €/MWh hat, kommt es nicht in Frage für diesen Anwendungsfall.

Sekundärregelleistung (SRL):

Neben Primärregelleistung gibt es noch zwei weitere Reservearten, die zur Frequenzstabillisierung eingesetzt werden können. Dies sind die Sekündärregelleistung (SRL) und die Minutenreserveleistung (MRL). Der Einsatz erfolgt in einer zeitlichen Abfolge. Die SRL kommt nur zum Einstz, wenn die Frequnezabweichung nicht durch den PRL-Einsatz geregelt werden kann und für den Fall, dass auch durch den SRL-Einsatz die Frequenz nicht stabilisert werden kann, kommt die MRL zu Einsatz. Sowohl SRL als auch MRL werden auch an dem Regelleistungsmarkt der Übertragungsnetzbetreiber gehandelt und die Anlagen benötigen eine vorherige Präqualifizierung.

Die Vergütung für die SRL erfolgt im Vergleich zur PRL getrennt über einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Der Vorteil bei der Teilnahme am SRL-Markt liegt somit darin, dass ein individueller Arbeitspreis gesetzt werden kann, wodurch mindestens die variablen Kosten, die im HyReK-Fall durch den Betrieb des PtH-Moduls entstehen, abgedeckt werden könnten. Für die Erlösbetrachtung am SRL-Markt muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Vergütung im Vergleich zu PRL nach dem individuellen Leistungs- bzw. Arbeitspreis und nicht über den Grenzpreis erfolgt. Zudem erfolgt ein getrenntes Angebot für die negative und die positive Regelreserve.

Im Jahr 2020 lagen die durchschnittlichen Leistungspreise der SRL bei 19 k€/MW/Jahr (Grenzpreis: 55 k€/MW/Jahr) für die negative Reserve und bei 22 k€/MW/Jahr (Grenzpreis: 47 k€/MW/Jahr) für die positive Reserve. Daraus ergeben sich Gesamterlöse von 41 k€/MW/Jahr (Grenzpreis: 102 k€/MW/Jahr), wenn täglich ein Zuschlag erfolgt. Demgegenüber stehen Erlöse am PRL-Markt für das Jahr 2020 von 64 k€/MW/Jahr, die somit über den Durchschnittspreisen der SRL aber unter den Grenzpreisen der SRL liegen. (Deutsche ÜNB 2021)

Zur Analyse der Arbeitspreise sind die Abrufdauer und durchschnittlichen Arbeitspreise ausschlaggebend. Im Jahr 2019 wurde 1200 GWh/a positive und 1200 GWh/a negative SRL abgerufen (BNetzA 2021a). Aussagen über den durchschnittlichen Arbeitspreise am SRL-Markt, welche sich nur auf die Anlagen bezieht, welche auch tatsächlich bei einem positiven oder negativen Regelenergiebedarf zum Einsatz kamen und damit eine Vergütung über den Arbeitspreise erhalten haben, erfordert eine tiefgehende Analyse. Für eine erste Überschlagsrechnung wird davon ausgegangen, dass aufgrund der hohen zu deckenden variablen Kosten der PtH-Anlage kein Abruf und somit keine Erlöse erzielt werden. Demgegenüber stehen bei der Vermarktung des HyReKs am PRL-Markt Verluste für den Einsatz der PtH-Anlage in Höhe von -147,6 €/MWh * 360 MWh/Jahr / 18 MW von -2952 €/MW/Jahr (eigene Simulationen/Projektergebnisse).

Folglich stehen Gewinne i.H.v. 61 k€/MW/Jahr am PRL-Markt im Vergleich zu durchschnittlichen Gewinnen am SRL- Markt i.H.v. 41 k€/MWa. Zudem ist die Teilnahme am SRL-Markt aufgrund der geringeren Abrufwahrscheinlichkeit und dem Preisverfahren mit mehr Unsicherheiten verbunden, weshalb die Analyse einer Mehrfachanwendungen aus PRL und SRL nicht weiterverfolgt wird.

Eigenverbrauch:

Unter Eigenverbrauch wir im Allgemeinen die Nutzung eines dezentral am eigenen Standort / Haus erzeugten Stroms aus erneubaren Energieanlagen (PV, Wind) am eigenen Standort bzw. im eigenen Haus verstanden. Die Nutzung dieses selbst erzeugten Stroms ist meist aus finanzieller Sicht vorteilhafter, da er im Vergleich zu den Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz günstiger ist. Somit kann eine Erhöhung der Nutzung des selbst erzeugten Stroms (Eigenverbauchserhöhung) durch Speicherrung des Stroms zu Zeiten hoher Erzeugung und der anschließenden Ausspeicherung zu Zeiten hohen Verbauchs einen weiteren finazielenn Vorteil bringen. Für dies Stromspeicherung können u.a. Batterien eingesetzt werden. Der Einsatz einer Batterie zur Eigenverbrauchserhöhung von erneuerbarem Strom an einem Standort setzt jedoch eine dezentralen Erzeugungsanlage am Standort varaus. Dies ist derzeit am HyReK-Standort nicht gegeben. Im Bereich des Eigenverbrauchs müssen zudem vermehrt rechtliche Rahmenbedingungen betrachtet werden, da eine Kombination der Speicheranwendung für selbst erzeugten EE-Strom und zur Einspeicherung von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz eine eindeutige rechtliche Klassifizierung des Speichers ausschließt, was gegebenenfalls zu einen Wegfall von derzeitigen Steuer- und Umlagenbefreiungen für den Batteriespeicher führen kann.

Arbitrage-Handel:

Unter Arbitrage-Handel wird das Handeln auf der Strombörse verstanden. Dabei wird ein Mehrwert geschaffen, indem Stromspeicher Strom zu günstigen Preisen einkaufen, einspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu höheren Preisen wiederverkaufen. BESS sind dafür besonders geeignet, da diese durch kurze Reaktionszeiten schnell auf Preisänderungen am Markt reagieren können. Laut Englberger et al. (2020) können BESS durch Arbitrage sogar mehr Einnahmen generieren als durch PRL. Die Studie weist jedoch auch darauf hin, dass mit Arbitrage auch eine höhere Batteriebelastung einhergeht, die zu schnellerem Verschleiß führt und die Batteriezellen deshalb potentiell früher ersetzt werden müssen.

Der ansteigende Anteil von wetterabhängigem EE-Strom kann zu wind- oder sonnenreichen Zeiten vermehrt zu einem großen Stromangebot und damit niedrigen Strompreisen führen. In diesen Zeiten können BESS geladen werden, um ihren Strom zu einem späteren Zeitpunkt, in dem weniger Wind- und PV-Strom zur Verfügung stehen und damit ein geringeres Angebot zu höheren Preisen führt, wieder zu verkaufen. Der schnelle Verschleiß der Batterien durch viele schnelle Ladezyklen kann in den kommenden Jahren durch Weiterentwicklungen der BESS-Speichertechnologien potentiell verringert und die Lebensdauer damit verlängert werden. So könnten zukünftige Entwicklungen am Markt und der Batterietechnologie dazu führen, dass BESS vermehrt als Einzel- oder Mehrfachanwendung für Arbitrage eingesetzt werden.

Peak-Shaving:

Für des Strombezug aus dem öffentlichen Netz fallen Netznutzungsentgelte an. Dieser bestehen aus einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis. Der Arbeitspreis fällt auf die abgenommene Energiemenge an, wohingegen der Leistungspreis anhand der höchsten Lastspitze des Jahres bemessen wird. Wenn diese Lastspitze gut prognostizierbar ist, besteht die Möglichkeit durch die Verwendung einer Batterie die Lastspitze zu reduzieren. In diesem Fall kann jedoch keine PRL erbracht werden. Die Kappung der Jahreshöchstlast, also die Glättung des Lastgangs, zur Reduzierung der zu zahlenden Netznutzungsentgelte wird als Peak-Shaving bezeichnet.

Die Höhe des Leistungspreises der Netzentgelte, welcher auf die Jahreshöchstlast entfällt, ist unterschiedlich für die verschiedenen Netzgebiete und Netzebene. Für die Beurteilung des Erlöspotenzials im Rahmen der nachfolgenden Überschlagsrechnung werden die Netzentgelte der wesernetz für einen Verbraucher mit einer Jahresbenutzungsstunden >2.500 h/a herangezogen. Diese liegen bei über 80 €/kW/a (vgl. ((wesernetz Bremen GmbH 2021)).

Wird die Batterie beispielsweise an jedem Werktag eines Jahres für eine Dauer von 4 Stunden eingesetzt, um die Spitzenlast um 1 MW zu senken, ist eine Batteriekapazität von mindestens 4 MWh erforderlich. Bei einer auf das 15-Minuten-Kriterium angepasste HyReK-Dimensionierung mit einem Verhältnis von Batterieleistung zu Batteriekapazität von 2, würde dies eine Nichtverfügbarkeit der Batterie für mindestens eine Zeitscheibe mit einer Leistung von 8 MW bedeuten und zwar für insgesamt 52*5=260 Tage. Werden wiederum Erlöse am PRL-Markt für das Jahr 2020 von 64 k€/MW/Jahr angenommen, bedeutet

dies Verluste i.H.v. 61 k€/MW/a. Diese liegen unter den Gewinnen im Bereich der Leistungspreise der Netzentgelte durch die Spitzenlastkappung. Folglich liegt ein Potenzial für diese Mehrfachanwendung vor.

Fazit:

Die obige Analyse hat gezeigt, dass vor allem Potenzial für die Mehrfachanwendung PRL und Peak-Shaving sowie PRL und Arbitrage vorliegen. Von daher werden diese beiden Mehrfachanwendungen weiter analysiert. Diese Schlussfolgerung deckt sich mit der vorangestellten Literaturauswertung.

7.3.4. Entwicklung von Betriebsstrategien für Mehrfachverwendungen des Batteriespeichersystems ("Multi-Usecase")

Auf Basis der vorangegangenen Analyse werden im Bereich der Mehrfachanwendungen die Anwendungskombinationen aus PRL und Peak-Shaving sowie PRL und Arbitrage-Handel genauer analysiert und hierzu Betriebsstrategien erarbeitet. Die Ergebnisse werden in den Abschnitten 7.3.6 und 7.3.7 wirtschaftlich und ökologisch bewertet.

7.3.4.1 Betriebsstrategie Mehrfachanwendung "Arbitrage"

Methode

Das Prinzip von Arbitrage-Handel wurde in 7.3.3 erläutert. In Draheim et al. (2020) wurde unter anderem bereits die Mehrfachanwendung aus PRL und Abitrage für HyReK untersucht. Für die Anwendung "Arbitrage" wurden zunächst die Preise des Intraday Continuous (IDC) Marktes der EPEX in Bezug auf die Möglichkeiten der Ausnutzung von Preisunterschieden analysiert. Es wurde der Zeitraum von Juli 2018 bis Juni 2019 analysiert, da zu diesem Zeitraum EPEX Daten im Projekt zur Verfügung standen.

Konkret wurden mit Hilfe einer Python-Programmierung alle Preise des EPEX-Spotmarktes für diesen Zeitraum analysiert. Dabei wurde als erstes der niedrigste Preis mit dem höchsten Preis gekoppelt, um damit möglichst hohe Einnahmen zu generieren. Anschließend wurde der zweitniedrigste Preis mit dem zweithöchsten gepaart, bis am Ende alle Preise gepaart sind. Es ist für ein BESS jedoch nicht sinnvoll, alle diese Preispaartransaktionen auszuführen. Damit würden zwar die Einnahmen maximiert, es würden jedoch auch hohe Kosten anfallen. Für besonders kleine Preispaare sind diese Kosten (Steuern und Abgaben für die Aufnahme von Strom in das BESS sowie die Entgelte für Markttransaktionen) höher als die Einnahmen, die durch die Transaktion generiert werden kann. Unter Berücksichtigung dieser Kosten liegt das Optimum für den genannten Zeitraum bei 23 €/MWh. Alle Preispaare über diese Schwelle sind wirtschaftlich sinnvoll und werden ausgeführt und alle Preispaare unter dieser Schwelle werden ignoriert.

Für den genannten Zeitraum wurde anschließend der Durchschnitt der PRL-Grenzpreise (2,114 €/MW*Woche) berechnet. Lagen die PRL Preise über diesem Grenzpreis, wurde der Betrieb von HyReK auf dem PRL Markt simuliert und die Einnahmen entsprechend berechnet. Lagen sie unter dieser Schwelle, wurde der Batteriespeicher für die Arbitrage-Anwendung wie oben beschrieben simuliert und die Kosten und Einnahmen für die ökonomische Bewertung kalkuliert.

Ergebnisse

Abbildung 7.27 zeigt die Entwicklung des Kapitalwertes für das beschriebene Geschäftsmodell aus PRL und Arbitrage Handel mit dem Ergebnis, dass der Kapitalwert innerhalb von 15 Jahren keinen positiven Wert erreicht. Das Geschäftsmodell ist also aus ökonomischer Perspektive nicht sinnvoll. Auch die Betrachtung des 15-min Kriteriums, was die nutzbare Kapazität des Batteriespeichers erweitert und so zu weniger Kosten für Nachladeenergie führt, ändert nur wenig an der ökonomischen Performance des Systems für das betrachtete Geschäftsmodell. Verschiedene Literaturbeiträge kamen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass Arbitrage-Handel für Batteriespeicher kein sinnvolles Geschäftsmodell ist. Braeuer et al. (2019), Wankmüller et al. (2017) und Kloess (2012) untersuchten die Möglichkeit des Einsatzes von Batteriespeichern für verschiedene Strommärkte in Europa und den Vereinigten Staaten und kamen zu dem Ergebnis, dass die zyklische Alterung für dieses Geschäftsmodell zu stark für einen wirtschaftlichen Betrieb ist.

In Bezug auf die gewählte Betriebsstrategie könnten weitere Untersuchungen und die Optimierung der Betriebsstrategie zu ökonomisch vorteilhafteren Ergebnissen für die Arbitrage-Anwendung führen. In Zukunft könnten zudem die Preise auf den Kurzzeitmärkten höhere Schwankungen aufweisen, sodass sich größere Potenziale für Arbitrage-Handel ergeben könnten. Auch die Verbesserung der Batterie-Technologie in Bezug auf Alterungsprozesse könnten die ökonomische Bewertung positiv beeinflussen.





7.3.4.2 Betriebsstrategie Mehrfachanwendung "Peak-Shaving"

Methode

Zur Analyse der Mehrfachanwendung Primärregelleistung und Peak-Shaving wurde eine kleinere HyReK-Dimensionierung untersucht. Hintergrund ist, dass für die Glättung von Industrielastgängen in der Regel wesentlich kleinere Batterieleistungen benötigt werden (Figgener et al. 2021). Um die Auslegung der Batterie für beide Anwendungsfälle "kostenoptimal" zu gestalten, wird für die Mehrfachanwendung aus Peak-Shaving und Primärregelleistung angenommen, dass 1 MW Leistung des Batteriesystems eine Batteriekapazität von 1 MWh zugeordente wird. Die Ermittlung der Batteriegröße erfolgte individuell für jeden Verbrauchslastgang.

Für die Bestimmung der Betriebsstrategie dieser Mehrfanwendung wurde ein Kosten-Optimierungsmodell entwickelt. Mithilfe dieses Modells kann berechnet werden, in welchen Zeitscheiben die Nutzung der Batterie zur Glättung des Lastgangs finanziell vorteilhafter ist, als die Nutzung der Batterie zur Bereitstellung von Primärregelleistung.

Abbildung 7.28 ist exemplarisch das Prinzip des Kosten-Optimierungsmodells dargestellt. In diesem Beispiel würde basierend auf den Ergebnissen der Modellrechnung die Nutzung der zwei Zeitscheiben von 04 bis 08 und 08 bis 12 zur Kappung der Lastspitze (Peak-Shaving) an den gegebenen Tag vorteilhafter sein. Dieses Prozedere wird für jeden der 365 Tages eines Jahres einzeln durchgeführt und die Nutzung der Zeitscheiben auf die beiden Anwendungen optimiert. Im Anschluss wurden die tagesindividuellen Ergebnisse noch einmal global analysiert, da sich die Berechnung der Jahresspitze an der Jahreshöchstlast eines gesamten Jahres und nicht für einzelnen Tage orientiert. Aufgrund dessen handelt es sich bei den vorgeschlagenen Betriebsstrategin nicht um das Optimum, sondern um eine mögliche Betriebsstrategie, welche für den Betrieb einen Mehrwert bei der Kombination beider Geschäftsmodelle erzielt. Aufgrund der tages-individuellen Optimierung wird voraussetzt, dass Lastspitzen nur innerhalb eines Tages (maximal 24 Stunden) gekappt werden können, welches eine praxisnahe Annahme ist, da andernfalls sehr große Batteriekapazitäten gebraucht werden würden.





Das Modell basiert dabei auf einer linearen Optimierung, welche eine Tagesoptimierung basierend auf 96 Zeitschritten durchführt. Konkret berechnet das Modell, ob durch das Kaufen einer oder mehreren PRL-Zeitscheiben (Kosten = Erlöse am PRL-Markt) die Tages-Lastspitze soweit reduziert werden kann, dass die Einsparung der Kosten für die Zahlung des Leistungspreises der Netznutzungsentgelte die entgangenen Erlöse am PRL-Markt (Opportunitätskosten) übersteigen. Das Modell betrachtet alleinig die Kosten, die während des Betriebes der Batterie anfallen und optimiert diese hin zu einer kostenoptimalen Aufteilung der Batterieeinsatzzeiten für PRL und Peak-Shaving. Demzufolge bleiben die Investitionskosten der Batterie außer Betracht. Ob die Investition in die Batterie über die Gesamtlaufzeit der Anlage einen positiven Kapitalwert erzielt, wird anhand des ökonomischen Modells in Abschnitt 7.3.5.1 berechnet.

Anwendung auf ausgewählte Lastprofile

Für die vorliegende Untersuchung werden drei open source Branchenlastprofile für Deutschland herangezogen. Dies sind: *WZ38: Abfallentsorgung, WZ46: Großhandel* und *WZ11: Getränkeherstellung*. (Seim et al. 2021) Für alle drei Lastgänge wird ein Jahresstromverbrauch von 5 GWh/a vorausgesetzt und die Profile dahingehend skaliert. In Abbildung 7.29 sind die drei unterschiedlichen Lastprofile grafisch dargestellt. Es wird deutlich, dass die drei Branchenlastprofile unterschiedliche Charakteristika hinsichtlich ihre Lastverteilung aufweisen und zwar sowohl über das Jahr als auch in Anhängigkeit der Wochentage und der Uhrzeit. Aufgrund dessen ergeben sich verschiede Batteriegröße und Einsatzzeiten für das Peak-Shaving (vgl. Ergebnisse).



Abbildung 7.29: Ausgewählte Lastprofile. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Seim et al. 2021)

Der Leistungspreis der Netzentgelte wird basierend auf den Preisblättern der wesernetz AG mit 88,91 €/kW/a (Anschluss an der Mittelspannung & Benutzungsstunde >2.500 h/a) angenommen (wesernetz Bremen GmbH 2021). Die Opportunitätskosten, also die Erlöse am PRL-Markt, werden auf Basis der Leistungspreise der PRL der Jahre 2019 und 2020 ermittelt. Es werden Jahreseinnahmen bei einer durchgängigen PRL-Teilnahme von 60 k€/MW/Jahr (vgl. Tabelle 7.12) angenommen, woraus sich Opportunitätskosten von 28 €/MW je Zeitscheibe ergeben.

Ergebnisse

Die Analysen des Kosten-Optimierungsmodell erzielen für die drei verschiedenen Industrielastgänge folgende Ergebnisse bezgl. der Batteriegröße und der Einsatzzeiträume, vgl. Tabelle 7.13.

	Batteriegröße [kW/kWh]	Kappung Last- spitze [kW]	Anzahl Zeitscheiben PS	Anzahl Zeitscheiben PRL
WZ11	300	38	381	1.809
WZ38	5.000	812	372	1.818
WZ46	100	31	674	1.516

Tabelle 7.13: technische Ergebnisse des Kosten-Optimierungsmodell zur Mehrfachanwendung Peak-Shaving und Primärregelleistung für drei ausgewählte Branchenlastprofile nach (Seim et al. 2021)

Die optimale Batteriegröße für die unterschiedlichen Lastgänge ist im Wesentlichen von der Höhe sowie der Dauer der Lastspitze abhängig. Für das Lastprofil *WZ38* gibt es eine vergleichsweise große Lastspitze, was ein inhomogenes Jahreslastprofil voraussetzt. Von daher wird für das Lastprofil *WZ38* ein Batterieleistung von 5.000 kW bzw. 5.000 kWh benötigt, wohingegen die Batteriegrößen für die Profile *WZ11* und *WZ46* im 100 kW-Bereich liegen. Des Weiteren ist der Peak-Shaving Einsatz von der Auftrittshäufigkeit der Lastspitzen anhängig. So kommt beispielsweise die Batterie für das Lastprofil *WZ46* in 30% der Stunden im Jahr zum Einsatz, wohingegen die Batterie für die Lastprofile *WZ11* und *WZ38* nur in 17% der Zeit eigesetzt wird. Abbildung 7.30 zeigt den zeitlichen Verlauf der Einsätze der Batterie für das Peak-Shaving je Kalendewoche für das untersuchten Jahr.



Abbildung 7.30 Einsatz der Batterie für das Peak-Shaving je Kalendewoche für drei ausgewählte Branchenlastprofile nach (Seim et al. 2021). Aktiv: Peak-Shaving Einsätze sind in der jeweiligen Woche vorhanden, jedoch ohne Aussage über die Höhe und Dauer der Einsätze. Quelle: eigene Darstellung

Eine Zusammenfassung des Batterieverhaltens für den Anwendungsfall Peak-Shaving ist in Abbildung 7.31 zu sehen. Es ist zu erkennen, dass die Batterie mit höheren Leistungen beladen als entladen wird. Insgesamt liegt die Be- und Entladeleistung im Durchschnitt jedoch nur bei 10-30% der maximalen Batterieleistung.



Abbildung 7.31 Resultierende Beanspruchung der Batterie in der Folge des Peak-Shavings (PS). Quelle: eigene Darstellung

In Tabelle 7.14 ist der finanzielle Mehrwert der Mehrfachanwendung Peak-Shaving und Primärregelleistung im Vergleich zur Einzelanwendung PRL und dem Verzicht eines Peak-Shavings dargestelt. Die Ergebnisse basieren auf einer groben Kostenübersicht und berücksichtigen nicht die Investitionskosten. Im nachfolgenden Abschnitt 7.3.5.1 erfolgt eine detaillierte ökonomische Bewertung.

Tabelle 7.14 finanzieller Mehrwert der Mehrfachanwendung Peak-Shaving und Primärregelleistung im Vergleich zur Einzelanwendung PRL und keinem Peak-Shaving auf Basis des Kosten-Optimierungsmodell. Lastgänge basierend auf (Seim et al. 2021).

€/Jahr	WZ11	WZ38	WZ46
Kosteneinsparung durch Peak-Shaving	3379	72195	2756
Einnahmeverluste bei der PRL	3200	52080	1887
Mehrwert	178	20115	869

7.3.5. Ökonomische Bewertung unterschiedlicher Geschäftsmodellen und Betriebsstrategien

Im Folgenden wird zunächst das Geschäftsmodell PRL und Peak Shaving ökonomisch betrachtet. Anschließend werden verschiedene PRL Betriebsstrategien untersucht. Im Abschnitt 7.3.6 folgt dann die ökologische Betrachtung der Mehrfachanwendung aus PRL und Peak-Shaving sowie der PRL Betriebsstragien. Eine ökologische Bewertung der Mehrfachanwendung aus PRL und Abitrage wurde aufgrund der nicht gegebenen ökomischen Vorteile, die in Abschnitt 7.3.4.1 aufgezeigt wurden, nicht durchgeführt.

7.3.5.1 Ökonomische Bewertung des Geschäftsmodells PRL und Peak Shaving

Methodik

Zur Berechnung der Anwendung PRL und Peak Shaving wurden für die Betriebsphase die Ergebnisse der Simulationen aus dem vorherigen Abschnitt 7.3.4.2 verwendet, die Aufschluß über die Steuerbelastungen für den Batteriebetrieb sowie die Nachladekosten geben. Die Darstellung der Investitionskosten sowie der Wartungskosten beruht auf den Primärdaten zu den Investitionskosten des HyReKs. Diese Kosten wurden auf die in Abschnitt 7.3.4.2 definierten Batteriekapazitäten skaliert. Tabelle 7.15 zeigt die Investitions- und Betriebskosten für die betrachteten Lastprofile. Es wurde ein Zinssatz von 6% in allen Berechnungen angenommen.

Für die Peak Shaving-Anwendung wurde ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 1 angenommen. In dieser Dimensionierung würde ein gekoppeltes PtH-Modul nach dem HyReK-Prinzip nicht zum Einsatz kommen, da der Betriebsbereich des Batteriespeichers bereits ausreichend für den PRL Betrieb ist. Deshalb wurden für die Anwendung PRL und Peak Shaving keine Kosten für das PtH-Modul berücksichtigt.

Um für die Mehrfachanwendung eine Vergleichsbasis zu schaffen, wurden die Batteriespeicher in den drei Batteriekapazitäten ebenfalls im reinen PRL Betrieb simuliert. Damit eventuelle zukünftige Potenziale der Anwendung PRL und Peak Shaving in Bezug auf sinkende Investitionskosten offengelegt werden können, wurde ein potentielles Zukunftsszenario berechnet. Darin fallen die Investitionskosten 20% geringer aus als nach heutigem Stand.

	WZ11	WZ38	WZ46
Kapazität [kWh/kW]	300	5000	100
Investitionskosten	188339€	3138983€	62800€
Betriebskosten [Jahr]	3824€	62717€	1163€

Tabelle 7.15: Aufstellung der Anfangs- und Betriebskosten der drei betrachteten Lastprofile und Batteriegrößen. Quelle: Eigene Berechnungen

Ergebnisse

In Abbildung 7.32 bis Abbildung 7.34 werden die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für die drei Industrielastprofile für die Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving (blau) gezeigt. In grau ist das Geschäftsmodell für ein potentielles Zukunftsszenario abgebildet, in dem die Investitionskosten 20% unter den heutigen Kosten liegen. Außerdem ist die Einfachanwendung PRL für die jeweiligen Batteriegrößen abgebildet um einen direkten Vergleich zu der Mehrfachanwendung zu ermöglichen.

Es wird außerdem deutlich, dass unabhängig vom Branchenlastgang weder die Betrachtungen "PRL und Peak Shaving" noch "nur PRL" mit heutigen Preisen nach 15 Jahren einen positiven Kapitalwert erreichen. Lediglich in der Betrachtung des Zukunftsszenarios (20% geringere Anfangsinvestitionen) weisen die Lastgänge WZ38 und WZ46 einen positiven Kapitalwert auf.

Im Vergleich der Mehrfachanwendung zur Einfachanwendung ist für das Branchenlastprofil WZ11 nur ein geringer Mehrwert im Vergleich zum reinen PRL-Betrieb gegeben. In beiden Fällen sind nach 15 Jahren etwa 75% der Anfangsinvestitionen amortisiert. Dies steht im Gegensatz zur Analyse des Lastprofils WZ46, in dem die Mehrfachanwendung nach 15 Jahren bereits 90% der Anfangsinvestitionen decken kann, während die PRL Anwendung nur 74% erzielt. Auch für das Profil WZ38 kann eine Verbesserung des Kapitalwerts beobachtet werden, wobei mit 82% acht Prozent mehr Anfangskosten gedeckt sind also bei der Einfachanwendung PRL.



Abbildung 7.32: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 11 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Einfachanwendung PRL. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 7.33: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 38 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Einfachanwendung PRL. Quelle: eigene Darstellung



Abbildung 7.34: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 46 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Einfachanwendung PRL. Quelle: eigene Darstellung

Diskussion:

In Bezug auf die ökonomische Analyse ist zu erkennen, dass es für einige Branchen sinnvoll sein kann, PRL und Peak Shaving als Doppelanwendung für einen Batteriespeicher zu koppeln. Allerdings zeigen zwei der drei untersuchten Lastprofile keine oder nur minimale Verbesserungen der Mehrfachanwendung im Vergleich zur Einfachanwendung PRL auf. Die Betrachtung des Zukunftsszenarios mit verringerten Investitionskosten zeigt, dass positive Kapitalwerte für die Mehrfachanwendung erzielt werden können. Für eine umfassendere Aussage müssten jedoch noch weitere Lastprofile betrachtet werden.

Wie in Abschnitt 7.3.3 bereits aufgezeigt, sind in der Literatur ähnliche Ergebnisse zu finden. Stephan et al. (2016) fanden in ihrer wirtschaftlichen Betrachtung verschiedener Mehrfachanwendungen von Batteriespeicheranwendungen heraus, dass PRL und Peak Shaving für industrielle und gewerbliche Lastprofile die wirtschaftlich attraktivste Kombination ist. Englberger et al. (2019) konnten zeigen, dass die Anwendung eines Batteriespeichers durch PRL, Peak Shaving und der Eigenverbrauchserhöhung in Verbindung mit Batteriespeichern am vorteilhaftesten sind. Einschränkend ist hier jedoch zu nennen, dass die zugrunde gelegten Lastprofile aus den genannten Studien nicht angegeben worden sind und ein genauerer Vergleich dadurch erschwert ist.

7.3.5.2 Ökonomische Bewertung unterschiedlicher Betriebsstrategien

Aus der ökonomischen Bewertung des HyReKs in Abschnitt 7.1.1 wurde deutlich, dass im reinen PRL Betrieb die Steuern und Abgaben für den Betrieb des PtH-Moduls mit 36 % bzw. 2 Mio € einen großen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Deshalb ist es aus ökonomischer Sicht besonders interessant, einen genaueren Blick auf alternative Betriebsstrategien für die Anwendung PRL zu werfen, durch die ein Teil dieser Kosten vermieden werden kann. Schlachter et al. (2020) haben in ihrer Studie das HyReK und BESS hinsichtlich ihrer optimalen Dimensionierung und Betriebsstrategie für die Bereitstellung von 1 MW_{PRL} analysiert. Darin wurde für ein HyReK mit 0,8 MWh/1 MW gezeigt, dass die Anpassung des Ziel-SOCs deutliche Auswirkungen auf die ökonomische Bewertung haben kann. Der Kapitalwertbereich lag dabei zwischen 100 k€ auf 200 k€ für den lukrativsten und unlukrativsten Strategien, was bei einer Anfangsinvestition von etwa 700 k€ die Renditebereich von 15% bedeutet. Dies lag in erster Linie an den hohen Steuern und Abgaben für den Betrieb des PtH-Moduls, die durch optimierte Betriebsstrategien vermieden werden können. Für Batteriespeicher wurden in Schlachter et al. (2020) ähnliche Ergebnisse aufzeigt, wobei hier

hauptsächlich die Nachladekosten entscheidend sind. Dies konnte von Marchgraber et al. (2020) bestätigt werden.

Nachfolgend werden die Betriebsstrategien "SOC70 minloss", "SOC70 uniform", "SOC70 uniform mit Kapazitätserweiterung", "SOC90 minloss" bewertet und mit der in Abschnitt 7.1.1 bewerteten Betriebsstrategie "SOC90 uniform" verglichen. Die Betriebsdaten basieren dabei grundsätzlich auf der Veröffentlichung und den Simulationen von Schlachter et al. (2020). Sie basieren ihre Studie jedoch auf geschätzten Kostendaten und in Bezug auf 1 MW_{PRL}, um allgemeinere Aussagen in Bezug auf hybride Systeme und Batteriespeicher generieren zu können (s. Abschnitt 6.1.1). Zudem wird darin auch die optimale Dimensionierung für das HyReK für den PRL Betrieb bestimmt. Den Untersuchungen in diesem Abschnitt liegen die realen Daten der Anfangsinvestitionen und den Dimensionierungen des HyReKs zugrunde, um spezifisch für das HyReK Schlüsse zu ziehen.

Daten und Methodik

Es wurden vier Betriebsstrategien hinsichtlich des Kapitalwerts und der Amortisationszeit ökonomisch bewertet und mit der bereits bewerteten Betriebsstrategie "SOC90 uniform" aus 7.1.1 verglichen. Zudem wird die Rendite der Betriebsstrategien berechnet (Kapitalwert/Anfangsinvestition), um diese unabhängig von der Dimensionierung mit Ergebnissen aus der Literatur vergleichen zu können.

Dabei wird in der Analyse aufgrund deren großer Bedeutung in Bezug auf die Gesamtkosten ein Fokus auf die Steuern und Abgaben für den PtH-Betrieb gelegt. Die Unterschiede zwischen den Betriebsstrategien bezüglich der weiteren Betriebskosten und Einnahmen (Steuern und Abgaben Batterie, Nachladekosten, Einnahmen durch PtH-Wärme) sind vernachlässigbar und werden der Übersichtlichkeit halber nicht näher beleuchtet. Eine grobe Größenordnung dieser Kosten liefert Tabelle 7.1 in AS 7.1.2.

Die bereits bewertete Strategie "SOC90 uniform" wird in diesem Kontext nicht nochmal bewertet. Um die Vergleichbarkeit zu den anderen Strategien zu garantieren, müssen jedoch einzelne Daten der Bewertung in Abschnitt 7.1.1 angepasst werden. Dies betrifft wie im Folgenden erläutert in erster Linie die Steuern für den Strombezug aus dem Stromnetz in die Batterie sowie die Erweiterung der Batteriekapazität nach 10 Jahren aufgrund von Kapazitätsverlusten während der Betriebsdauer (s.
Tabelle 7.16**).**

Entsprechend Abschnitt 1.3 ist die Batterie von der Offshore-Umlage befreit, womit sich der Steuersatz auf 6,56 €/MWh verringert. In den vorherigen Ergebnissen in Abschnitt 7.1.1 wurde hier noch ein höherer Steuersatz von 9,95 €/MWh angenommen. In Abschnitt 7.1.1 wurde außerdem davon ausgegangen, dass nach 10 Jahren Kosten für die Erweiterung der Batteriekapazität um 20% auf ursprünglich 14,244 MWh anfallen werden. Im Laufe des Projekts hat sich herausgestellt, dass eine starke Alterung in 15 Jahren Lebensdauer nicht zu erwarten ist und eine entsprechende Erweiterung voraussichtlich nicht notwendig sein wird (siehe Abschnitt 1.4). Deshalb wurden diesbezüglich keine Kosten berücksichtigt. Lediglich die Strategie "SOC70 minloss mit Kapazitätserweiterung" betrachtet dieses Szenario bei Batteriekosten von 350 €/kWh. Da das 15-Minuten-Kriterium bereits Mitte 2019 für Batteriespeicher auf dem PRL Markt eingeführt wurde und sich alle modellierten Betriebsstrategien auf dieses beziehen, wird in diesem Arbeitsschritt das veraltete 30-Minuten Kriterium nicht mehr betrachtet.

	Abschnitt 7.1.1	Abschnitt 7.3.5.2
Steuern Batterie	9,95 €/MWh	6,56 €/MWh
Batterieerweiterung aufgrund Zellalterung	ја	nein
Zusätzliche Betrachtung des 30-Minuten- Krtieriums	ја	nein

Tabelle 7.16: Anpassung der Betriebsstrategie SOC 90 uniform in AS 7.3.4. Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Bewertung der verschiedenen Betriebsstrategien in Abbildung 7.35 zeigt, dass die Optimierung der Betriebsstrategie zu einer Verbesserung der ökonomischen Performance des HyReK beitragen kann. Im Vergleich zur zuvor bewerteten Betriebsstrategie "SOC90 uniform" ist mit der Anpassung des Ziel-SOCs auf 70% eine Erhöhung des Kapitalwerts um über 1 Mio. € auf etwa 3,2 Mio. € möglich. Bei demselben Ziel-SOC unterscheiden sich die Varianten minloss und uniform aus ökonomischer Sicht nur minimal. Dennoch ist die Betriebsstrategie "SOC70 uniform" die absolut wirtschaftlichste Betriebsstrategie. Muss nach 10 Jahren aufgrund von Kapazitätsverlusten eine Erweiterung der Batteriekapazität vorgenommen werden, spiegelt sich dies mit einer Verschlechterung von 0,6 Mio. € des Kapitalwerts nach 15 Jahren wieder. Die Amortisationzeit liegt für die "SOC70 uniform" und "SOC70 minloss" Strategien bei 10 Jahren. Die Strategie SOC70 mit Kapazitätserweiterung amortisiert sich nach 11 Jahren, während die "SOC90" Strategien eine Amortisationszeit von 12 Jahren vorweisen.



Abbildung 7.35: Ökonomischer Vergleich verschiedener Betriebsstrategien mit der zuvor verwendeten Betriebsstrategie "SOC90 uniform". Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 7.17 zeigt die absoluten jährlichen Steuern und Abgaben für den Betrieb des PtH Moduls für die untersuchten Strategien im Vergleich mit der Rendite und dem Kapitalwert. Mit der Anpassung des Ziel-SOC können hohe Steuern und Abgaben für den Betrieb des PtH Moduls vermieden werden. Bei einem hohen Ziel-SOC schaltet das HyReK öfter in den PtH Modus und es fallen damit mehr Steuern und Abgaben an. Liegt der Ziel-SOC niedriger, fallen umgekehrt weniger Kosten für den PtH Betrieb an. Aufgrund dieser hohen Steuern und Abgaben ist es deshalb nicht ratsam, die PRL Freiheitsgrade zur maximalen Energie-aufnahme (SOC90) zu nutzen. Ein mittlerer Ziel SOC ist erstrebenswert, der einerseits zu möglichst geringen PtH Kosten führt und andererseits jedoch genug Strom durch die PRL Freiheitsgrade bezieht, um die Nachladekosten niedrig zu halten, die durch Effizienzverluste entstehen.

	SOC 70 uni- form	SOC 70 minloss	SOC 70 uni- form Kap.erw.	SOC 90 uniform	SOC 90 minloss
Jährliche PtH Steuern und Abgaben	118.835€	139.410€	118.835	270.345 €	315.624€
Rendite	30 %	30 %	24 %	19 %	15 %
Kapitalwert	3,2 Mio. €	3,2 Mio. €	2,6 Mio. €	2 Mio. €	1,6 Mio. €

Tabelle 7.17: Vergleich von Steuern und Abgaben sowie dem Kapitalwert der analysierten Betriebsstrategien

Diskussion

Es konnte gezeigt werden, dass die Anpassung der Betriebsstrategie einen deutlichen Einfluss auf die ökonomische Performance des HyReK nehmen kann. Die vorliegende Analyse hat gezeigt, dass zwischen der ökonomisch schwächsten ("SOC90 minloss") und besten ("SOC70 uniform") betrachteten Strategie 15% Rendite liegen. Es wurde zudem gezeigt, dass der ökonomische Erfolg einer HyReK-Betriebsstrategie stark von den PtH Steuern und Abgaben bestimmt sind.

Neben den Betriebsstrategie gibt es jedoch noch andere Parameter, die die wirtschaftlichen Ergebnisse des HyReK potentiell beeinflussen können. Im nachfolgenden Abschnitt 7.3.7 wird eine Sensitivitätsanalyse verschiedener verwendeter Parameter der ökonomischen Bewertung vorgenommen. Hierfür wird die Betriebsstrategie "SOC70 uniform" verwendet, da sie sich als die ökonomisch attraktivste Strategie herausgestellt hat.

7.3.6. Bewertung des ökologischen Einflusses von unterschiedlichen Geschäftsmodellen und Betriebsstrategien

7.3.6.1 Grundlagen, Daten, Methoden

Geschäftsmodelle und die Betriebsstrategien unterliegen einer zeitlichen Abhängigkeit, so dass diese aus technisch-ökonomischer Sicht in einer hohen zeitlichen Auflösung in den vorherigen Abschnitten modelliert worden sind. Die im Abschnitt 0 bzw. in den Ergebnissen aus Abschntt 7.1.2 dargestellte statische LCA ist dagegen auf die Dauer eines Jahres bzw. auf die Lebensdauer des Produkt(systems) bezogen und kann somit nur begrenzt betriebsspezifische Charakteristika abbilden, was in diesem Kontext als limitierender Faktor gesehen werden kann (Levasseur et al. 2010; Cardellini et al. 2018). Innerhalb der letzten zwei Jahrzehnte wurden vermehrt dynamische Ansätze entwickelt die verschiedenen Aspekte einer LCA dynamisieren können. Jedoch gibt es für eine dynamische LCA und deren zu dynamisierenden Aspekte bisher keine standardisierte Methodik, weshalb die Umsetzung einer dynamischen LCA (DLCA) entweder in der Sachbilanz-, der Wirkungsabschätzungsphase oder alternativ in beiden Phasen berücksichtigt werden kann (Sohn et al. 2020). Die Dynamisierung der Sachbilanz betrifft in Wesentlichem die Datensätze und damit die Prozessmodule (d.h. Aktivitäten) und/oder deren Vorketten. Es wird beispielsweise die Veränderungen im Betriebsverhalten einer Anlage durch Zunahme des EE-Anteil am Strommix modelliert. In der Wirkungsabschätzung werden den Umweltwirkungen dagegen zeitabhängige Charakterisierungsfaktoren beigemessen, so dass Emissionen im Jahr 1 unmittelbar schwerer gewichtet werden als im Jahr 10 und somit die Elementarflüsse in Abhängigkeit des Anfallszeitpunkts unterschiedlich gewichtet ("Diskontierung"). Als dritte Möglichkeit besteht die Kombination beider Verfahren bis hin zur Dynamisierung des Gesamtsystems. Die komplette dynamische Modellierung eines Systems ist jedoch aufgrund der benötigten Datendichte relativ selten in der gegenwärtigen Literatur anzufinden. Zur dynamischen Modellierung der Betriebsphase des HyReK-Systems wird daher auf die Dynamisierung der Sachbilanz zurückgegriffen.

Die dynamische LCA der zu untersuchenden Betriebsstrategien wird anhand der bereitgestellten PRL, der Betriebsverluste sowie der bereitgestellten Wärme durch die PtH-Anlage durchgeführt. Die Betriebsverluste müssen durch das BESS kompensiert werden, das entweder durch Energie aus der Batterie oder aus dem Stromnetz geschehen kann. Diesbezüglich lagen keine Daten mit adäquater zetilicher Auflösung vor. Daher wurde für die Speisung der Betriebsverluste die Vereinfachung angenommen, dass alle Betriebsverluste aus dem Stromnetz ausgeglichen werden.

7.3.6.2 Zusätzlich verwendete Daten und Vorgehensweise

Die Betriebsverluste liegen in einer wöchentlichen zeitlichen Verteilung vor. Um diese dynamisch zu gestalten, muss eine möglichst realitätsgetreue Zusammensetzung des Strommixes in der gleichen zeitlichen Auflösung vorhanden sein. Die Umweltwirkungen des Strommixes innerhalb der jeweiligen Zeiträume werden anteilig anhand der Umweltwirkungen der Technologien, welche zur Erzeugung des Stroms herangezogen wurden, ermittelt. Als Datenbasis dienten die Strommarktdaten (SMARD) aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA, da diese den Strommix anhand der eingesetzten Technologien aufgelöst in 15-Minutenfenstern über das Jahr 2019 aufgezeichnet haben und frei zur Verfügung stellen (Dress et al. 2020.000Z).

Durch die dynamische Modellierung der Betriebsphase werden somit im Vordergrundsystem (d.h. das betrachtete System ohne Vorketten) die Betriebsverluste implementiert, die wiederum im Hintergrundsystem (d.h. inkl. sämtlicher Vorketten) mit den zeitlich aufgelösten Erzeugungsdaten umweltwirkungstechnisch bewertet werden können. Als Beispieljahr wurde das Jahr 2019 gewählt, da die Daten zum Zeitpunkt der Studie vollständig vorhanden waren. Die gewählte zeitliche Auflösung wurde auf Kalenderwochen festgelegt, da dort die Abweichung zum Mittelwert am höchsten ist. Eine tagesweise Auswertung hätte zwar eine realgetreuere Abbildung ermöglicht, jedoch die Auswertung nicht signifikant verbessert. Um die Umweltwirkungen der Betriebsverluste anhand der SMARD – Technologiezusammensetzung abbilden zu können, muss eine Kopplung des technologiespezifischen ecoinvent-Datensätze mit den Strom-Mix Anteilen aus dem SMARD Datensatz getätigt werden, um die Betriebsverluste bewerten zu können. Tabelle 7.18 zeigt den jeweiligen Datensatz und die letztendlich genutzte Anteil für die Modellierung der wöchentlichen Strom-Mix in der Betriebsphase.

Tabelle 7.18: Kopplung der SMARD-Daten mit den jeweiligen ecoinvent-Datensätzen zur Abbildung des Strom-Mixes für die Betriebsphase im Beispieljahr 2019.

ecoinvent 3.6 activity	Anteil nach ecoinvent 3.6 [-]	Anteil der Technolo- gie nach x_SMARD (Smard 2019) [-]	Anteilig genutzter Para- meterwert
electricity production, hard coal	0,178309	0,1979	hardcoal_SMARD*0,9
heat and power co-generation, hard coal	0,019543	-	hardcoal_SMARD*0,1
electricity production, lignite	0,084641	0.0921	lignite_SMARD*0,9
heat and power co-generation, lignite	0,007454	- /	lignite_SMARD*0,1
electricity production, nuclear, boiling water re- actor	0,029215		nuclear_SMARD*0,2
electricity production, nuclear, pressure water reactor	0,107585	0,1368	nuclear_SMARD*0,8
electricity production, natural gas, conventional power plant	0,019450		naturalgas_SMARD*0,2
electricity production, natural gas, combined cy- cle power plant	0,031480	- 0.1052	naturalgas_SMARD*0,3
heat and power co-generation, natural gas, conventional power plant, 100MW electrical	0,027135		naturalgas_SMARD*0,25
heat and power co-generation, natural gas, combined cycle power plant, 400MW electrical	0,027135	-	naturalgas_SMARD*0,25
electricity, from municipal waste incineration to generic market for electricity, medium voltage	0,019524	0,0195	waste_SMARD
electricity production, hydro, pumped storage	0,010261	0,0123	Pumpspeicher_SMARD
electricity production, hydro, run-of-river	0,030510		Wasser_SMARD
electricity production, hydro, reservoir, non-al- pine region	0,004980	0,0305 -	
electricity production, wind, <1MW turbine, on- shore	0,012646		Windons- hore_SMARD*0,1
electricity production, wind, 1-3MW turbine, onshore	0,116930	- 0,1919	Windons- hore_SMARD*0,6
electricity production, wind, >3MW turbine, on- shore	0,062310	-	Windons- hore_SMARD*0,3
electricity production, wind, 1-3MW turbine, offshore	0,046578	0,0466	WindOffshore_SMARD

electricity production, photovoltaic, 570kWp open ground installation, multi-Si	0,020181	pv_SMARD*0,25 0,0807	pv_SMARD*0,25
electricity production, photovoltaic, 3kWp slanted-roof installation, multi-Si, panel, mounted	0,060544		pv_SMARD*0,75
heat and power co-generation, biogas, gas en- gine	0,079021	0,0790	Biomasse_SMARD
heat and power co-generation, wood chips, 6667 kW, state-of-the-art 2014	0,002540	0,0025	EE_sonst

Existieren mehrere Ecoinvent-Datensätze, welche eine Technologie abbilden (z. B. Wind Onshore: Leistungsklasse <1MW, 1-3 MW, >3MW), wird dem Parameter ein zusätzlicher Faktor zugefügt, welcher die Input-Daten nochmals auf die jeweiligen Datensätze anteilig aufteilt. Das Verhältnis der Faktoren wurde anhand der relativen Anteile des originalen ecoinvent-Datensatz des Strom-Mixes berechnet. Dadurch war es möglich 52 Szenarien zu erstellen und ökobilanziell zu bewerten.

Die jeweiligen Anteile der Energieerzeuger sind der Abbildung 7.36 zu entnehmen und lassen durchaus große Unterschiede in dem Verhältnis von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern erkennen. Diese Unterschiede werden bei den anschließenden Ergebnissen nochmals in Detail thematisiert.



Abbildung 7.36. Anteile der Energieerzeugungstechnologien am deutschen Gesamtenergiemix 2019 in wöchentlicher Auflösung. Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA (2020)

Im weiteren Schritt wird zudem die funktionelle Einheit ebenfalls mit einer zeitabhängigen Variablen versehen. Für das HyReK-System mit einem BESS sowie einem PtH Moduls wird die geleistete MWh_{PRL} pro Woche der jeweiligen wöchentlichen Umweltwirkungen als funktionelle Einheit gewählt wie im Unterkapitel 7.1.2.

Für das Geschäftsmodell Peak-Shaving musste jedoch eine andere funktionelle Einheit gewählt werden. Das HyReK-System bei der Mehrfachanwendung mit Peak-Shaving erbringt zwei Dienstleistungen mit der PRL und dem Peak-Shaving, welches zwei verschiedene Nutzen darstellt. Der alleinige Bezug auf die geleistete MWh_{PRL} würde die Ergebnisse verfälschen, da der Kapazitätsanteil der Batterie, welcher für das Peak Shaving genutzt wird, nicht mitberücksichtigt werden würde. Daher wurde hier die funktionelle Einheit MWh_{stored} bezogen auf die ein- und ausgespeicherte Energie beider Dienstleistungen gewählt, um beide Dienstleistungen gleicherweise für die Umweltwirkungen zu berücksichtigen.

7.3.6.3 Ergebnisse Betriebsstrategien

Im Folgenden werden zwei Betriebsstrategien für das Standardgeschäftsmodell (PRL und PtH) mit den Szenarien "SOC70 minloss" und "SOC70 uniform" berechnet und gemäß den Umweltwirkungskategorien bewertet.

Im ersten Schritt wurde untersucht inwieweit sich die statischen LCA Ergebnisse mit denen der dynamischen (wöchentlichen) LCA relativ unterscheiden, um eine Auswahl der relevanten Umweltwirkungskategorien treffen zu können, die in einer zeitlich höheren Auflösung vorliegen. In der Abbildung 7.37 sind die relativen Abweichungen zwischen der statischen und der dynamischen LCA für die Betriebsstrategien "SOC70 minloss" und "SOC70 uniform" in einer "Heatmap" dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Kategorien Klimawandel ("climate change total"), fossile Ressourcen ("resource fossils") und Süßwasser Eutrophierung ("freshwater eutrophication") auf einer wöchentlichen Basis am Höchsten vom Jahresdurchschnitt abweichen und somit im Folgenden näher betrachtet werden sollten. Ebenfalls lässt sich aus dieser Darstellung erkennen, dass einige Umweltwirkungskategorien nicht unabhängig voneinander sind. Zum Beispiel zeigen die Kategorien Klimawandel ("climate change total") fossile Ressourcen ("resource fossils") ähnlich hohe wöchentliche Abweichungen vor, was auf die Berechnungsmethodik der jeweiligen Wirkungskategorie zurückzuführen ist.



Abbildung 7.37. Vergleich zweier Szenarien "SOC70 minloss" und "SOC70 uniform" relativer wöchentlicher Abweichung von dem Jahresdurchschnitt der jeweiligen ILCD 2018 Umweltwirkungskategorie. Die Kategorie Ozone layer depletion wurde aufgrund geringer absoluter Werte und dadurch hoher relativer Abweichungen vernachlässigt. Quelle: eigene Darstellung

Die Abbildung 7.38 zeigt die Umweltkategorien Klimawandel ("climate change total"), fossile Ressourcen ("resource fossils") und Süßwasser Eutrophierung ("freshwater eutrophication") sowie die dazugehörigen Betriebsverluste jeweils bezogen auf eine MWh_{PRL}. Es ist zu erkennen, dass die wöchentlichen Umweltwirkungen unterschiedlich stark im Vergleich zum jährlichen Jahresdurchschnitt variieren können: Klimawandel ("climate change total") variiert im Bereich von -110% bis zu 81%, Süßwasser Eutrophierung ("Freshwater eutrophication") variiert von im Bereich -43% bis 69% sowie fossile Ressourcen ("resource fossils") bewegt sich in einem Rahmen von -99% bis zu 69%. Hingegen differieren die wöchentlichen

Betriebsverluste nur in einem Rahmen von -3% bis zu 14% im Vergleich zum Jahresdurchschnitt, was auf die Relevanz in der Woche vorherrschenden Strom-Mixes deutet.



Abbildung 7.38: Statische und dynamische Umweltwirkungen und Betriebsverluste des Jahres 2019 der Betriebsstrategie "SOC70 minloss" bezogen auf eine MWh_{PRL}. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Besner (2021)

Zwischen minimalen und maximalen Umweltbelastungen in der Kategorie Klimawandel des Technologiemixes der 52 Wochen liegt ein Faktor 2,3: KW11 weist mit ca. 3600 kg CO₂ eq/Woche die geringsten, KW47 mit ca. 8300 kg CO₂ eq /Woche die höchsten Umweltwirkungen des Jahres auf. Bezogen auf die funktionelle Einheit von 1 MWh_{PRL} weist dagegen die KW5 mit 30 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} die höchsten Umweltwirkungen auf. Hier spielen saisonale Effekte, welche die Elektrizitätsmix-Zusammensetzung beeinflussen, eine Rolle: KW51 und KW52 charakterisieren sich z. B. durch eine geringere Last aufgrund der Feiertage (Dress et al. 2020.000Z). Zudem betrug der EE-Anteil in KW51 knapp 50%, was höher als der Jahresdurchschnitt von ca. 44% war. Die Wartungsarbeiten werden in KW25 sowie KW26 deutlich, da aufgrund der Anlagenabschaltung keine Betriebsverluste anfallen.

Zum einen kann bedingt die Wetterlage aus der Abbildung abgeleitet werden: So ist das hohe Windaufkommen in KW11 mit 42% Anteil Wind Onshore- und 6,8% Offshore-Bereitstellung auf Orkantief "Eberhard" bzw. "Franz" zurückzuführen (Habermehl 2019). Dabei ist jedoch die bereits diskutierte eingeschränkte Kausalität aufgrund anderer Einflussfaktoren zu beachten: Neben der kontinuierlich variierenden Menge des Stromverbrauchs in Deutschland spielen regulatorische Maßnahmen, wie die Abregelung von EE bei Netzengpässen, eine Rolle bei der Zusammensetzung des Strommixes. Aufgrund der Festlegung der funktionellen Einheit beeinflusst auch die Höhe der in der jeweiligen Woche bereitgestellten MWh_{PRL} die Ergebnisse. Zum anderen beeinflusst neben der technologischen Zusammensetzung des Strommixes besonders die Menge an wöchentlich anfallenden Betriebsverlusten die jeweiligen Umweltwirkungen.

7.3.6.4 Dynamischer Vergleich der untersuchten Betriebsstrategien bei dem gegenwärtigem Geschäftsmodell PRL

Die Abbildung 7.39 zeigt die Umweltwirkungen und Betriebsverluste nach Betriebsstrategie (SOC70, SOC90) und jeweils den Szenarien "uniform" und "minloss". Die Strategien "SOC70 uniform" und "SOC90 uniform" weisen im Jahr 2019 kaum Unterschiede in der Höhe an Betriebsverlusten auf, weshalb sich die "SOC70 uniform" von der respektiven SOC90 nur anhand von 0,9% geringeren Umweltwirkungen charakterisiert. Dies liegt daran, dass bei beiden Strategien eine vergleichbare Menge an Betriebsverlusten anfallen, da die Wechselrichter die identische Strommenge aus dem Netz in DC-Strom umwandeln, jedoch bei der Strategie SOC90 über die doppelte Menge der Energie in Wärme durch die PtH-Anlage umgewandelt wird.



Abbildung 7.39: Vergleich der durchschnittlichen wöchentlichen Umweltwirkungen und Betriebsverlusten nach Strategie und Szenario. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Besner (2021)

Da sich der Anteil der Wechselrichter-Leerlaufverluste im Szenario "minloss" reduziert und damit die Relevanz der Effizienzen anderer Anlagenteile erhöht, werden die Unterschiede der Umweltwirkung zwischen beiden SOC70 und SOC90 Betriebsstrategien deutlicher: Bezogen auf die funktionelle Einheit vergrößert sich die Differenz um 3%, wobei die Strategie SOC70 die geringeren Umweltwirkungen aufweist. Da die Strategie SOC90 die doppelte Menge an Wärme bereitstellt, können die höheren Betriebsverluste (um 0,0025 MWh/MWh_{PRL} bzw. 418 MWh über 15 Jahre) auf die Effizienzverluste der PtH-Anlage zurückgeführt werden.

Bei Vergleich der verschiedenen SOC70 Strategien "minloss" und "uniform" sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Ebenso wie die Ergebnisse zur Betriebsphase im Rahmen der statischen LCA, verursachen die reduzierten Leerlaufverluste des "minloss"-Szenarios um 46,5% geringere Umweltwirkungen in der Kategorie Klimawandel ("climate change, total") gegenüber dem uniform-Szenario. Bei Betrachtung der "minloss" und "uniform" Strategien für den SOC90, reduzieren sich die Umweltwirkungen der Betriebs-verluste um 76%. Damit kann für das Jahr 2019 auf Grundlage der Ergebnisse die Betriebsstrategie "SOC70 minloss" als Option mit den geringeren Umweltwirkungen identifiziert werden. Wie bereits erwähnt ist

der fossile Anteil des Strom-Mixes ausschlaggebend für die Umweltwirkungen. Das Ausschalten der inaktiven WR im Szenario "minloss" vermeidet Leerlaufverluste und reduziert damit den Strombezug, weshalb dieses mit ca. 36,5 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} die geringste Umweltbelastung bei der Kategorie Klimawandel aufweist, wenn die Herstellungs- und Betriebsphase berücksichtigt werden. Neben der mit dem uniform-Szenario vergleichbar hohen Bereitstellung von PRL (182.232 MWh) liefert das "minloss"-Szenario deutlich mehr Wärme durch die PtH-Module: 14.436 MWh über 15 Jahre entspricht einem Anstieg von 1.815 MWh gegenüber dem uniform-Szenario. Dies liegt daran, dass die reduzierten Verluste zu einer Mehraufnahme von Energie und damit zu höheren Ladeständen führen. Damit wird die obere SOC Grenze von 90% häufiger erreicht, weshalb vermehrt auf PtH-Betrieb umgeschaltet werden muss.

7.3.6.5 Dynamische ökologische Bewertung des Geschäftmodells "PRL und Peak Shaving"

Die drei verschiedenen Lastprofile WZ11, WZ38 und WZ46 wurden ebenfalls einer dynamischen ökologischen Analyse unterzogen wie es bereits für die im vorherigen Unterkapitel durchgeführt wurde. Abbildung 7.40 zeigt in einer Heatmap die relativen Abweichungen vom Jahresdurchschnitt für jede der betrachteten Umweltwirkungen auf. Während die Lastprofile WZ38 und WZ46 ähnliche Umweltwirkungsmuster aufzeigen, die vorwiegend im Herbst und Winter die höchsten Werte haben, erzeugt das Lastprofil WZ11 (mit der kleineren Batterie) in den KW15 bis KW38 die höchsten Umweltwirkungen. Insbesondere KW31 zeigt die höchste Abweichung vom Durchschnitt (vgl. Abbildung 7.30). Dies ist im Wesentlichen durch den hohen Anteil fossiler Energieträger in dieser Kalenderwoche zu erklären, das zeitgleich mit einem hohen Energiebedarf einhergeht. Auch lassen sich die durch den Strommix bestimmten Umweltwirkungskategorien erkennen, die auch hier die Kategorien Klimawandel ("climate change total"), fossile Ressourcen ("resource fossils") und Süßwasser Eutrophierung ("freshwater eutrophication") betreffen.



Abbildung 7.40. Vergleich der verschiedenen Peak-Shaving Szenarien und der relativen wöchentlichen Abweichung von dem Jahresdurchschnitt der jeweiligen ILCD 2018 Umweltwirkung. Quelle: eigene Darstellung

Sofern das Peak-Shaving mit den bisherigen Geschäftsmodell (PRL und PtH) verglichen wird, fallen interessante Unterschiede auf.

Abbildung 7.41 zeigt die wöchentlichen Verläufe der Umweltwirkungskategorie Klimawandel ("climate change total"). Es ist zu erkennen, dass die Peak-Shaving Geschäftsmodelle unter Berücksichtigung der jeweiligen Lastprofile größtenteils höhere Wirkungen pro geleisteter MWh_{Stored} haben. Dies hat damit zu tun, dass zum einen die SOC Standard Geschäftsmodellszenarien mit einer Gutschrift für die geleistete Wärme begünstigt wird, und zum anderen die häufige Bereitschaftszeit, in welcher die Anlage die reservierte Kapazität zur Verfügung stellt, jedoch aber nicht abruft. Jedoch muss auch hier nochmal angemerkt werden, dass das PtH-Modul im gesamten Zeitraum nur sehr selten eingesetzt wird und daher dieser Aspekt nur einen unter geordneten Einfluss auf die Ergebnisse hat. Im Falle des Peak-Shavings werden die zur Verfügung gestellten Kapazitäten der Batterie in Abhängigkeit des zu erwartenden Gewinns zwischen beiden Anwendungsformen aufgeteilt. Das Peak-Shaving hat im Vergleich zum PtH einen wesentlich größeren Zeitanteil im Betrieb was wiederum zu höheren Verlusten und somit einer geringeren Effizienz führt. Dies erklärt die doch teilweise immensen Unterschiede zwischen den beiden Geschäftmodellen die bis zu einem Faktor von 9 betragen (KW 31).



Abbildung 7.41. Vergleich vom Standardgeschäftsmodell und Geschäftsmodell PRL und Peak Shaving (PS) und deren Umweltwirkungen in der ILCD 2018 Klimawandelwirkungskategorie. Quelle: eigene Darstellung

7.3.6.6 Diskussion

Geschäftsmodelle können die Umweltwirkungen des HyReK-Systems signifikant beeinflussen, wohingegen die betrachteten Betriebsstrategien SOC70 und SOC90 innerhalb des Standardgeschäftsmodells dies nur bedingt vermögen. Nur die Betriebsstrategie mit der Abschaltung nicht benötigter Wechselrichter "minloss" konnte signifikante Einsparungen alle Umweltkategorien aufzeigen. Die Ergebnisse zeigten ebenfalls, dass Mehrfachanwendungen (oder Multi-Use) in Abhängigkeit vom Geschäftsmodell verschieden hohe umweltwirkungsrelevante Aspekte mit sich bringen. So ist das PRL und PtH Geschäftsmodell durch eine hohe Inaktivität der Anlage geprägt, da durch die gegebenen Marktregeln eine bezuschlagte Leistung nur im Fall der Notwendigkeit in Anspruch genommen wird, die Anlage jedoch diese für einen bestimmten Zeitraum bereitgestellt werden muss. Ferner kann die bereitgestellte Wärmeenergie andere Energieträger potenziell substituieren und dadurch, in Abhängigkeit des Energie-Mixes, Umweltwirkungen "einsparen". Im Vergleich dazu verübt das kombinierte Geschäftsmodell PRL und Peak Shaving neben der PRL ebenfalls das Peak Shaving. Letzteres ist kein umweltwirkungseinsparender Prozess im direkten Sinne, weswegen auf die funktionelle Einheit gesehen, dieses hybride Geschäftsmodell vergleichsweise höhere Umweltwirkungen verursacht. Diese Aussage trifft jedoch nur auf die Betriebsphase zu. Wie jedoch in Abschnitt 7.1.2 gezeigt wurde, ist die Betriebsphase die Haupteinflussgröße der Umweltwirkungen, weswegen die Auswirkungen der Herstellungsphase nicht unbedingt ausschlaggebend für die gesamte ökologische Betrachtung sind.

Die dynamisierte Berechnung zeigt die Abhängigkeit der Umweltwirkungen ausgehend vom HyReK-System in zeitlicher Abhängigkeit der Nutzung und des für den Betrieb verfügbaren Energie-Mixes. Letzteres kann von dem Einsatz des HyReK-Systems relativ stark variieren, das vor allem auf Wetterphänomene und der Einspeisung von erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Generell ist eine dynamisierte Ökobilanz insbesondere für Produktsysteme sinnvoll, deren betriebsbedingten Emissionen sich signifikant im betrachteten Zeitraum verändern oder die in einem sich stark verändernden System eingebunden sind und zudem einen langfristigen Zeithorizont haben. Die Betrachtung über die Kalenderwochen eines Jahres konnte jedoch darlegen, dass durchaus Unterschiede in negativer bzw. positiver Umweltwirkungen beobachtbar sind, die von dem Aktivitätsgrad der Anlage im jeweiligen Geschäftsmodell und Betriebsstrategie abhängt. Dies ist insbesondere für Umweltwirkungskategorien relevant, die Effekte auf kurzfristigeren Zeitskalen ausweisen, wie z.B. für das Feinstaubpotenzial (hier: respiratory effects) der Fall ist. Des Weiteren ist auch nochmal zu erwähnen, dass die gewählte Methodik zur Umsetzung der DLCA limitiert ist, da aufgrund der vorliegenden SMARD Daten nur tatsächliche stattgefundene Energieerzeugung berücksichtigt. Zukünftige Entwicklungen mit Blick auf die EE-Anteile könnten in prospektiven Szenarien untersucht werden, standen aber in diesem Arbeitsschritt nicht im Zentrum der Fragestellung. Dennoch wird vermutlich die zunehmenden EE-Anteile positive Einflüsse auf die Gesamtumweltperformanz des HyReK-Systems haben, da große Teile der Betriebsphase mit dem angelegten EE-Mix gespeist werden. Nichtsdestotrotz ist bereits in der statischen LCA (Abschnitt 7.1.2) dargestellt worden, dass mit Zunahme der Betriebsphasendauer des Produktsystems, die Umweltwirkungen der Herstellungsphase pro Nutzeneinheit abnehmen. Die Lebensdauer ist also bei der statischen und dynamischen LCA eine der Haupteinflussgrößen.

7.3.6.7 Zusammenfassung

Die Forschungsfrage, wie sich Umweltwirkungen bei Einbeziehen deren zeitlicher Verteilung verändern, wurden im Rahmen einer DLCA unter Vergleich zweier Betriebsstrategien umgesetzt und beantwortet. Hierzu wurde die in Betrieb befindliche Strategie (SOC70), als auch eine weitere Strategie, welche die Flexibilität des Systems maximiert (SOC90), sowie für jede Strategie die zwei Szenarien "minloss" und "uniform" herangezogen. Die DLCA wurde durchgeführt, indem der umweltrelevanteste Prozess der Betriebsphase der statischen LCA identifiziert (Betriebsverluste), und diese anhand deren Umweltwirkungen, welche aus der technologischen Zusammensetzung des deutschen Elektrizitätsmix resultieren, in der Sachbilanzphase dynamisiert wurde. Verschiedene Geschäftsmodelle und deren unterschiedlichen Betriebsmodi haben einen relevanten Einfluss auf die ökologischen Wirkungen des HyReK-Systems, das am Beispiel des Peak Shavings gezeigt wurde.

7.3.7. Ökonomische Sensitivitätsanalysen

Einleitung

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Sensitivitätsanalyse verschiedener ökonomischer Parameter. Einige Daten der vorangehenden ökonomischen Analysen des HyReKs unterliegen dynamischer Entwicklungen, die bei einer Bewertung eines HyReKs in Zukunft stark abweichende Ergebnisse hervorbringen könnten. Zum einen ist in den kommenden Jahren ein Rückgang der Batteriepreise zu erwarten. Außerdem konnten bezüglich der PRL-Preise in den vergangenen Jahren starke Schwankungen beobachtet werden, die einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des HyReKs haben. (Fleer et al. 2018) untersuchten den Einfluss verschiedener Parameter auf die Wirtschaftlichkeit alleinstehender BESS auf dem PRL Markt. Demnach sind die Batteriepreise und die PRL-Preise Schlüsselparameter für die Wirtschaftlichkeit des BESS. Beide Parameter wurden auch in diesem Abschnitt für die Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. Zusätzlich wurde der Einfluss eines möglichen Restwerts der Batteriezellen des HyReKs untersucht. Es wurde außerdem ein Zukunftsszenario erstellt, das den Bau eines HyReKs mit optimierter Batteriekapazität und

Abschlussbericht HyReK 2.0

geringeren zukünftigen Batteriepreisen abbildet. Die Effekte der Rohstoffverknappung von Lithium wurden nicht in diesem Abschnitt berücksichtigt.

Daten und Methoden

Die folgenden Untersuchungen basieren auf der Betriebsstrategie SOC 70 uniform, die sich in Abschnitt 7.3.5 als die ökonomisch sinnvollste Betriebsstrategie herausgestellt hat. Die Annahmen bezüglich der Batteriealterung und weiterer Betriebsdaten der Strategie sind ebenfalls in Abschnitt 7.3.5 zu entnehmen.

In diesem Abschnitt wird der Fokus auf den ökonomischen Indikator "Kapitalwert nach 15 Jahren" gelegt. Es wird daher keine jährliche Entwicklung des Kapitalwerts und damit der Amortisationszeit mehr betrachtet. Trotz dieser Einschränkung ist es möglich, für die ausgewählten Szenarien und Parameter Tendenzen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des HyReKs zu formulieren und ein Vergleich zur Literatur herzustellen.

Die vorherigen ökonomischen Analysen basieren auf den PRL-Preisen von Juli 2018 bis Juni 2019. Die PRL-Preise unterlagen in den vergangenen Jahren sehr volatilen Entwicklungen. Vom Jahr 2015 bis 2020 sanken die durchschnittlichen Preise pro Woche von etwa 3.500 €/MW auf 1.200 €/MW. Von Januar bis August 2021 stiegen die Preise dann wieder auf durchschnittlich ca. 2.000 €/MW (Deutsche ÜNB 2022). Um die Auswirkungen schwankender PRL-Preise auf die Wirtschaftlichkeit HyReKs zu untersuchen, wurden die PRL-Preise als Parameter für die Sensitivitätsanalyse betrachtet.

Viele Literaturbeiträge (z.B. IRENA (2017)) prognostizieren in den nächsten Jahren einen starken Rückgang der Batteriezellkosten. Wie die Aufstellung der Anfangsinvestitionen in Abschnitt 3.3 zeigt, sind die Kosten des HyReKs stark von den Batteriekosten geprägt. Um mögliche Effekte sinkender Batteriepreise auf das HyReK zu bestimmen, wird auch für die Batteriekosten eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben wurden für das HyReK keine Kosten oder Einnahmen bezüglich der Entsorgung des Systems betrachtet. In der Literatur gibt es wenige Beträge zu den Restwerten von Batterien. Zudem beschäftigen sich diese hauptsächlich mit Batterien aus der Automobilindustrie (z.B. (Fischhaber et al. 2016) (Mueller et al. 2017). Um Aussagen über den Einfluss von zusätzlichen Kosten oder Einnahmen ausgedienter Batterien machen zu können, wird der Restwert der Batterie ebenfalls in der Sensitivitätsanalyse betrachtet. Ebenfalls wird eine Verringerung der Nachladekosten in Abhängigkeit vom Kapitalwert des HyReKs betrachtet.

Zuvor wurde bereits gezeigt, dass der Einfluss der Einführung des 15-Minuten-Kriteriums anstatt dem zuvor geltenden 30-Minuten Kriterium geringe Auswirkungen auf die Betriebskosten des HyReK hat. Im Gegensatz zum Betrieb hat das 15-Minuten-Kriterium jedoch einen Einfluss auf die Dimensionierung des HyReKs. Anstatt dem aktuellen Energie-Leistungsverhältnis (E/P-Verhältnis) 0,8 h von (14,244 MWh/18 MW) könnte das HyReK dank des 15-Minuten Kriteriums mit geringerem E/P-Verhältnissen auf dem PRL-Markt agieren. (Schlachter 2020) berechnete diesbezüglich ein optimales E/P-Verhältnis von 0,44 h. Bei der Berechnung wurde jedoch keine zyklische Batteriealterung berücksichtigt. Da Batterien mit kleineren Kapazitäten bei gleichbleibender Leistung einer höheren Zyklisierung ausgesetzt sind, könnte dies zu einem schnelleren Verschleiß der Batterien führen. Nach Einschätzung der HyReK-Projektpartner läge das optimale E/P-Verhältnis für HyReK auf dem PRL-Markt nach dem 15-Minuten Kriterium daher bei 0,5 h oder 0,6 h. Im Rahmen dieses Abschnitts wurde für das Szenario ein E/P Verhältnis von 0,6 h gewählt. Dies ist eine eher konservativere Annahme. Für eine PRL-Leistung von 18 MW wäre dementsprechend eine Batterie von 10,8 MWh notwendig. In einem Szenario wird deshalb ein HyReK analysiert, das im Jahr 2024 mit optimierter Dimensionierung der Batterie und geringeren Batteriekosten (220 €/kWh) gebaut wird. Für dieses Szenario wird nochmal der Effekt steigender oder sinkender PRL-Preise untersucht.

Ergebnisse

Abbildung 7.42 A zeigt die Veränderung des Kapitalwerts bezogen auf eine Änderung der PRL Preise. Bei Preisen von 2019 (1500 €/MW) ist der Kapitalwert knapp negativ. Bei Sinken der Preise um 16%, was etwa dem durchschnittlichen Preisrückgang von 2019 (1500 €/MW) bis 2020 (1200 €/MW) entspricht, liegt der Kapitalwert bereits bei weniger als -2,5 Mio. € und stellt dann ein sehr unwirtschaftliches Investitionsprojekt dar. Werden die höheren Preise von Juli 2018 bis Juni 2019 (2400 €/MW) verwendet, liegt der Kapitalwert bei über 2,5 Mio. € und ist damit ökonomisch vorteilhaft. Die PRL-Preise bilden damit einen Parameter, der einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des HyReKs hat. Vor allem die Tatsache des starken Preisrückgangs in den letzten Jahren stellt viele BESS Betreiber, die mit höheren Erlösen gerechnet haben, vor ein großes wirtschaftliches Problem (u.a. (Fleer et al. 2018)).

Abbildung 7.42 B zeigt den Kapitalwert des HyReK in Abhängigkeit von den Batteriekosten. Bei einer Kostenreduktion von 20% ergibt sich ein Anstieg des Kapitalwerts um etwa 0,8 Mio. €. Laut (IRENA 2017) ist bei Lithium-Batterien bis 2030 mit einem Kostenrückgang von 54% bis 61% zu rechnen. Dies würde einem Anstieg des Kapitalwerts auf knapp 2 Mio. € entsprechen.

Abbildung 7.42 C zeigt die Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Restwert der Batterie. Fischhaber et al. (2016) rechnen langfristig mit einem Restwert von maximal 100 €/kWh für Batterien aus Elektrofahrzeugen und einer Restkapazität von 80%. Nimmt man den Maximalwert diese Studie als Grundlage, läge der Restwert des HyReKs bei etwa 1,4 Mio. €. Dies entspräche einer Verbesserung des Kapitalwerts um etwa 0,4 Mio. €. Da bei einer Weiterverwendung der Batterie mit weiteren Kosten zu rechnen ist, lägen die realen Einnahmen vermutlich bei einem geringeren Betrag. Der Einfluss des Restwerts ist damit eher als gering einzustufen.

Abbildung 7.42 D zeigt den Kapitalwert in Abhängigkeit von den Nachladekosten, was z.B. durch sinkende Strompreise oder eine höhere Batterieeffizenz ausgelöst werden kann. Verringern sich die Nachladekosten, hat dies nur einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Ein Rückgang um 50% würde den Kapitalwert um lediglich 0,3 Mio. € erhöhen.

Abschlussbericht HyReK 2.0



Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)

Außer der Betrachtung einzelner Parameter wurde noch ein Szenario analysiert, das den Bau eines HyReK im Jahr 2024, fünf Jahre nach der Fertigstellung des HyReKs in Bremen, abbilden soll. Tabelle 7.19 zeigt die Unterschiede des Zukunftsszenarios im Vergleich zum Basisszenario. Es wurde angenommen, dass die Batteriekosten um etwa 40% auf 220 €/kWh sinken. Zudem wurde eine Optimierung der Batteriedimensionierung des HyReKs auf 10,8 MWh vorgenommen. Es zeigt sich, dass ein HyReK-System mit den entsprechenden Einsparungen eine Verbesserung des Kapitalwerts von 3,2 Mio. € nach sich zieht.

	HyReK – Batteriegröße	Spezifische Batteriekosten	Batteriekosten gesamt	Kapitalwert nach 15 Jahren
Basisszenario	14,2 MWh	387 €/kWh	5,5 Mio. €	-0,6 Mio. €
Zukunftsszenario	10,8 MWh	220 €/kWh	2,4 Mio. €	2,7 Mio. €
Differenz	-3,4 MWh	-167 €/kWh	-3,1 Mio. €	+3,2 Mio. €

Tabelle 7.19: Vergleich des HyReK-Basisszenario mit einem Zukunftsszenarios mit optimierter Dimensionierung und geringeren Batteriekosten. Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 7.43 zeigt den Kapitalwert des HyReKs im Zukunftsszenario in Abhängigkeit verschiedener PRL-Preise. Es ist zu erkennen, dass das HyReK sogar bei sehr niedrigen PRL-Preisen von 2020 von 1200 €/MW einen knapp positiven Kapitalwert erzielt. Für höhere Preise (07/2018-06/2019) ist das HyReK im Zukunftsszenario finanziell ein sehr attraktives Projekt.



Abbildung 7.43: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse verschiedener Jahre in Abhängigkeit des Kapitalwerts im HyReK-Zukunftsszenario. Quelle: Willenbrock (2021)

Diskussion der Ergebnisse

Die vorangehenden Ergebnisse zeigen, dass sowohl die Batteriepreise als auch die PRL-Preise einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des HyReK haben. Bei einem Rückgang der Batteriekosten um 60% kann der Kapitalwert um über 2,5 Mio. € erhöht und damit wirtschaftlich ein sehr attraktives Projekt darstellen. Dies liegt daran, dass die Batteriekosten im Moment mehr als die Hälfte der Anfangsinvestitionen ausmachen und eine Kostenreduktion um 60% diese um 30% senken würde. In Bezug auf den Parameter "PRL-Preise" lag der Preisrückgang von 2019 bis 2020 bei 16%, was einen starken Rückgang des Kapitalwerts von knapp unter null auf unter -2,5 Mio. € bedeutet. Betrachtet man das Zukunftsszenario des Hy-ReK mit optimierter Batteriedimensionierung (10,8 MWh anstatt 14,2 MWh) und geringeren Batteriepreisen (220 €/kWh), ist der Kapitalwert des HyReK trotz der geringen PRL-Preise des Jahres 2020 (1200 €/MW) leicht positiv. Bei Preisen von 2019 (1500 €/MW) liegt der Kapitalwert dann sogar bei über 2,5 Mio. €. Fleer et al. (2018) untersuchten BESS auf dem PRL-Markt bei ähnlichen PRL Preisen von 1500 €/MW. Sie erklärten, dass die Batteriepreise unter 400 €/kWh liegen müssen, damit ein BESS einen positiven Kapitalwert generiert. Dies deckt sich mit den Ergebnissen in der vorliegenden Analyse, in der Batteriepreise von 220 €/kWh angenommen wurden. Tendenziell schneidet das HyReK im Zukunftsszenario etwas besser ab als das BESS in der Studie von Fleer et al., da für das BESS der Analyse ein E/P-Verhältnis von 1,5 angenommen wird und damit höhere Gesamtkosten zu verzeichnen sind (HyReK im Zukunftsszenario: E/P 0,6 h).

Die weiteren betrachteten Parameter "Nachladekosten" und "Restwert" haben nur einen geringfügigen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des HyReKs.

Die Entwicklung der PRL-Preise in den kommenden Jahren ist aufgrund der Undurchsichtigkeit der tatsächlichen teilnehmenden Technologien am Markt sehr undurchsichtig und belastbare Aussagen deshalb schwierig. Es wird hier davon ausgegangen, dass die sinkenden Batteriepreise keinen Einfluss auf den PRL Markt und damit die PRL-Preise haben werden. Es ist jedoch denkbar, dass BESS den PRL Markt beherrschen und sinkende spezifische Batteriekosten in den kommenden Jahren zu noch geringeren PRL-Preisgeboten und damit auch weiter sinkenden PRL-Grenzpreisen führen werden.

Abschlussbericht HyReK 2.0

7.3.8. Bewertung des Einflusses potentieller Entwicklungspfade im Bereich des Rechtsrahmens

In den vorherigen Abschnitten wurden, basierend auf Veränderungen von gewählten Betriebsstrategien und Geschäftsmodellen sowie zukünftigen Entwicklungen von sensitiven Parametern, ökonomische und ökologische Untersuchungen durchgeführt. Dieser Abschnitt befasst sich dagegen mit möglichen Einflüssen des Rechtsrahmens und dessen möglichen Veränderungen auf die Bewertung des HyReK-Konzepts zur Erbringung von Primärregeleistung. Die nachfolgende Analyse bezieht sich auf den Stand von Februar 2021.

Es wurden drei Szenarien (*Base 2021, Worst, Best*) zu den möglichen Änderungen der Kostenbelastungen des HyReKs am Standort in Bremen Hastedt definiert. Auf Basis diese Werte wurde anschließend der Betrieb des HyReKs mit dem bestehenden Simulationsmodell berechnet und wirtschaftlich bewertet. In Abschnitt 1.3 wurden bereits die Umlagen-, Steuer- und Abgabenbestandteile für den Strombezug detailliert analysiert und hinsichtlich etwaiger Befreiungen für den Betrieb der Batterie und PtH-Modul diskutiert. Diese Ergebnisse dienen als Grundlage für die weiterführende Analyse. Im Folgenden wird auf die Entwicklung der einzelnen Kostenparameter (Steuern und Umlagen) und die möglichen Änderungen im Rechtsrahmen eingegangen.

Entwicklung der Kostenbestandteile

Die größten Kostenbestandteile, die für den Strombezug zu zahlen sind, sind die Netzentgelte und die EEG-Umlage (vgl. Abschnitt 1.3). Im Bereich der Netzentgelte gibt es große regionale Unterschiede. Diese sollen teilweise durch eine bundesweite Vereinheitlichung der Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2023 auf Basis des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) abgeschwächt werden. (Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI 2018)

Abgesehen von dieser Vereinheitlichung der Netzentgelte und der damit verbundenen Umlagenreduzierung ist für alle vier ÜNBs eine Erhöhung der Netzentgelte in den nächsten Jahren prognostiziert. Diese lassen sich vor allem in dem weiteren Ausbau der Netze im Zuge der Energiewende und den steigenden Kostenaufwände der ÜNBs zur Gewährleistung der Systemsicherheit begründen. (Deutscher Bundestag 2020) Insgesamt werden die Netzentgelte für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden in den nächsten Jahren ansteigen, wobei die Auswirkungen für Haushaltskunden am höchsten sein werden. Laut einer gemeinsamen Studie von consentec und dem Fraunhofer ISI im Auftrag des BMWis ist mit einer Steigerung der Netzentgelte um 15-70 % für das Jahr 2030 über alle Netzgebiete hinweg zu rechnen. (Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI 2018)

Im Bereich der EEG-Umlage wurde für die nächsten Jahre ebenfalls eine weitere Steigerung des Betrags prognostiziert (bis 8€ct/kWh). Diese sollte erst ab dem Jahr 2023 durch den sukzessiven Wegfall der festen Einspeisevergütung fallen auf bis auf 3€ct/kWh in 2035 (Schnabel und Kreidel 2018). In Folge der Corona-Krise wurde jedoch seitens der Regierung eine Deckelung der Umlage für 2021 auf 6,5 €ct/kWh und für 2022 auf 6 €ct/kWh veranlasst. Der dadurch entstehende Fehlbetrag auf dem EEG-Konto soll durch die CO₂-Steuer sowie das Konjunkturpaket ausgeglichen werden (Finanzbedarf: 11 Mrd. Euro). (BMWi 2020) Entgegen dieser Recherche aus dem Februar 2021 und den Vorhaben der alten Bundesregierung (19. Bundestag / 2017-2021) zur Deckelung der EEG-Umlage für das Jahr 2022 auf 6 €ct/kWh, beträgt die EEG-Umlage für das Jahr 2022 auf grund der derzeitg vorherschenden Strommarktdynamik nur 3,723 ct/kWh. Zudem beabsichtigt die neue Bundesregierung (20. Bundestag / seit 10/2021) die EEG-Umlage zum Herbst 2022 komplett abzuschaffen. Von daher sind die hier getroffenen Annahmen zur Entwicklung der EEG-Umlage obsolet.

In Hinblick auf die KWKG-Umlage wird erwartet, dass diese weiter ansteigt, da voraussichtlich durch den Kohleausstieg vermehrt Erdgaskraftwerke gebaut werden. Da diese ebenfalls eine Vergütung erhalten könnten, bewirkt das eine Erhöhung der Umlage. (Redaktionsteam 2020) Die Entwicklung der StromNEV-Umlage über die letzten Jahre zeigt einen stetigen Anstieg der Umlage um 20 %. Dies ist vor allem darin begründet, dass immer mehr Unternehmen ein individuelles Netzentgelt nach § 19 StromNEV in Anspruch nehmen. Auch die AbLaV-Umlage, welche mit 0,009 €ct/kWh den kleinsten Kostenbestandteil darstellt, ist in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen. Im Vergleich dazu ist die Stromsteuer seit 2004 gleichbleibend und auch die Höhe der Konzessionsabgabe ist durch die Regelung im KAV seit ihrer Einführung konstant.

Zudem gibt es seit 2021 in Deutschland eine CO₂-Steuer (CO₂-Abgabe). Diese beträgt derzeit 25 \notin /t_{CO2} und wird bis zum Jahr 2025 auf 55 \notin /t_{CO2} ansteigen. Die CO₂-Steuer ist von Unternehmen zu zahlen, die Diesel, Benzin, Heizöl oder Erdgas verkaufen. Die Kosten dafür werden die Unternehmen dann voraussichtlich an ihre Kunden weitergeben. Die CO₂-Steuer hat jedoch keinen direkten Einfluss auf den Strompreis, da sie kein Kostenbestandteil des Strompreises darstellt. Die CO₂-Steuer kann jedoch eine Besserstellung des PtH-Moduls gegenüber einem fossil betriebenen Wärmeerzeuger bewirken.

Möglichen Änderungen im Rechtsrahmen

Wie die Untersuchungen in den vorangegangenen Arbeitsschritten bereits gezeigt haben, ermöglicht die hohe Kostenbelastung für den Strombezugs einer PtH-Anlage keinen rentablen Betrieb. Von daher gibt es seitens Industrie und Wissenschaft viele Forderungen den Rechtsrahmen für den Betrieb von PtH-Anlagen zu verändern, damit ein kosteneffizienter Betrieb möglich ist. Im Rahmen des BMBF-Kopernikus-Forschungsprojektes wurde für den Schwerpunkt "ENavi Wärmewende" die Auswirkungen verschiedener regulatorischer Änderungen zur Umsetzung einer Wärmewende analysiert. (Kost et al. 2019) Eine Entlastung durch eine Befreiung bzw. Reduzierung der Netzentgelte bzw. der EEG-Umlage wird aufgrund des prozentualen hohen Kostenbeitrags das größte Potenzial zugeschrieben. (Grosse et al. 2020) Des Weiteren wirkt die Stromsteuer, die ursprünglich eingeführt wurde um Anreize für Stromeinsparungen zu schaffen, heutzutage sogar investitionshemmend auf effiziente PtX-Technologien. Seitens des BDEW wird daher eine Absenkung der Stromsteuer auf den EU-rechtlichen Mindestwert von 0,1 €ct/kWh (nicht gewerblich) bzw. 0,05 €ct/kWh (gewerblich) gefordert. (BDEW 2020) Weiter fordert der BDEW, dass der Einsatz von PtH-Anlagen bzw. analog der Einsatz aller PtX-Anlage zur Bereitstellung von Netzflexibilität (wie bspw. Regelleistung) von allen Letztverbraucherabgaben befreit wird. (BDEW 2020)

Erstellung von Szenarien zur zukünftigen Kostenbelastung

Wie eingangs beschrieben werden auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse drei Szenarien für eine zukünftige Entwicklung der Kostenbelastung des HyReKs aufgestellt. Für das Vergleichsszenario (*,Base-Case-Scenario'*) werden die Steuer- und Umlagenbelastungen aus dem Jahr 2021 sowie der aktuell geltende Rechtsrahmen angesetzt.

Für das 'Worst-Case-Scenario' wird angenommen, dass keine Veränderungen im Rechtsrahmen vorgenommen werden. Das führt dazu, dass der Strombezug für das PtH-Modul weiterhin mit allen Steuern und Umlagen belastet ist. Weiter wird basierend auf der vorangestellten Analyse eine Kostensteigerung der Netzentgelte, der StromNEV-Umlage, der KWKG-Umlage sowie der AbLaV-Umlage um jeweils 20% im Vergleich zum Jahr 2021 angenommen. Für die EEG-Umlage wird entgegengesetzt der Prognosen keine Erhöhung der Umlage, sondern eine weitere Senkung auf die festgesetzten 6 €ct/kWh angenommen. Die Entwicklung der EEG-Umlage ist wie eingang beschrieben durch die Maßnahmen der neuen Bundesregierung überholt, sodass das Eintreffen des 'Worst-Case-Scenarios' nicht als wahrscheinlich angesehen werden kann.

Für das 'Best-Case-Scenario' werden analog zum 'Worst-Case-Scenario' ebenfalls die steigenden Umlagen und Steuerbestandteile angenommen, jedoch wird zusätzlich auch von einer Veränderung im Rechtsrahmen ausgegangen und zwar dahingehend, dass die Nutzung von Strom durch PtX-Technologien (in diesem Fall PtH) im Zuge der Erbringung einer Systemdienstleistung und der anschließenden Einspeisung in ein Netz (in diesem Fall Fernwärme) gleichgestellt wird mit der Zwischenspeicherung in einem Batteriespeicher und der anschließenden Einspeisung in das öffentliche Netz. Dies würde das PtH-Modul mit dem Batteriespeicher gleichsetzen. Für die Stromsteuer wird der von BDEW geforderte Höchstpreis von 0,05 €ct/kWh angenommen, der jedoch nur auf das PtH-Modul entfällt, da der Batteriespeicher bereist im jetzigen Rechtsrahmen von dieser Steuer befreit ist. Zudem wird für beide Technologien eine Befreiung von der Mehrwertsteuer angenommen. Für das 'Best-Case-Scenario' wird zusätzlich eine Veränderung der bestehenden HyReK-Strategie analysiert, die eine erhöhte Nutzung des PtH-Moduls ermöglicht. Hintergrund ist, dass durch die Reduzierung der Kostenbelastung auf den PtH-Strom, die erzeugte Wärme durch das PtH-Modul bei der angenommenen Vergütung von 10 €/MWh nun einen Gewinn erzielt.

Tabelle 7.20 gibt eine Übersicht über die Kostenbelastung für die drei Szenarien: *Base 2021, Worst and Best*

Steuern / Abgaben / Umlagen		Einspeicherung Batterie	PtH- Modul
Base-Scenario	Summe [€ct/kWh]	0,551	13,307
(2021) Ir	Inkl. Mehrwertsteuer [€ct/kWh]	0.656	15,835
Worst-Case-	Summe [€ct/kWh]	0,639	13,760
Scenario Inkl. Mehrwertsteuer [+	Inkl. Mehrwertsteuer [€ct/kWh]	0,760	16,374
Best-Case-Sce-	Summe [€ct/kWh]	0,639	0,689
nario	Inkl. Mehrwertsteuer [€ct/kWh]	-	-

Tabelle 7.20: Übersicht der Kostenbelastung für die drei Szenarien: Base 2021, Worst and Best

Ergebnisse

Abbildung 7.44 zeigt die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung des Base-Szenarios (2021), des Worst-Case-Szenarios und des Best-Case-Szenarios. Die Annahmen zur ökonomischen Bewertung sind in Arbeitsschritt 3.3 detailliert beschrieben. Das Base-Scenario basiert auf der Betriebsstrategie Uniform mit einem Ziel SOC von 70%, die in Abschnitt 7.3.5.2 bewertet wurde. Für die Bewertung des Worst-Case-Scenarios wurde dieselbe Betriebsstrategie verwendet. Der Unterschied zwischen Worst-Case und Base-Szenario besteht in der Steuerbelastung für erzeugte Wärme aus dem PtH-Modul und dem Netzbezug der Batterie (vgl. Tabelle 7.20). Da dieser Unterschied nur minimal ist, unterscheidet sich der Kapitalwert zwischen Base-Case und Worst-Case nach 15 Jahren Lebensdauer auch nur leicht. In beiden Szenarien amortisiert sich die Anlage nach 11 Jahren und der Kapitalwert liegt nach 15 Jahren bei einem Wert von etwa 3 Mio. €.

Im Best-Case-Szenario liegt der Steuersatz für PtH-Wärme mit 6,89 €/MWh unter den Einnahmen für Fernwärme von 10 €/MWh. Das bedeutet, dass im Gegensatz zu den vorherigen Szenarien der Einsatz des PtH-Moduls durch die Betriebsstrategie nicht mehr vermieden werden muss, um die PtH-Steuerausgaben niedrig zu halten. Mit jeder Energieeinheit Wärme, die erzeugt wird, können nun Einnahmen erzielt

werden. Entsprechend wurde für dieses Szenario die Betriebsstrategie angepasst und ein Ziel-SOC von 90% ("Nutzung der Freiheitsgrade zu maximaler Energieaufnahme") angenommen (Da das HyReK ab einem SOC von 90% in den PtH Betrieb wechselt, werden die PRL Freiheitsgrade mit dieser Strategie zur maximalen Energieaufnahme genutzt. Ein Ziel-SOC von 100% würde dieselben Ergebnisse liefern). Im Best-Case-Szenario amortisiert sich die Anlage nach 9 Jahren und erwirtschaftet nach 15 Jahren einen Kapitalwert von 4,5 Mio. €.





Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Steuererleichterung für die PtH-Anlage den Kapitalwert um etwa 1,3 Mio. € verbessern kann und damit großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des HyReKs hat. Mit Bezug auf die vorangehenden ökonomischen Analysen könnten für das HyReK förderliche Entwicklung des Rechtsrahmens, insbesondere im Hinblick auf die Besteuerung der PtH-Anwendung, einen ähnlich großen Einfluss wie die Batteriepreise, die PRL-Preise und die Betriebsstrategien haben.

Zudem könnten entsprechende Steuererleichterungen dazu führen, dass Optionen für weitere Anwendungen im Bereich der Sektorenkopplung möglich werden (z.B. Nutzung von überschüssigem Strom aus EE-Erzeugung für PtX-Anwendungen). Aufgrund der aktuellen Steuerlage sind diese Anwendungen noch sehr unwirtschaftlich (s. auch Abschnitt 7.3.11 Entwicklung einer HyReK Roadmap).

Das Base-Case und Worst-Case Szenario verwendet in diesem Unterkapitel die gegenwärtig praktizierte SOC70 Betriebsstrategie. Daher sind ökobilanzielle Ergebnisse dieselben wie in den Abschnitten 7.1.2 und 7.3.6, welche im entsprechenden Unterkapitel ausführlich beschrieben worden sind. Das Best-Case Szenario verfolgt dagegen die SOC90 Betriebsstrategie, welche durchaus veränderte Umweltwirkungen mit sich ziehen kann. Dies liegt an der erhöhten Erzeugung von Wärme und die gleichzeitige Einspeisung in das lokale Fernwärmenetz, das wiederum fossile Energieträger ersetzen kann. Die Ergebnisse für die SOC90 Betriebsstrategie wurde ebenfalls in den vorangegangenen Abschnitten grundlegend bewertet.

7.3.9. Identifizierung der Umsetzungspotenziale des HyReK-Systems in Deutschland - Definition von geeigneten Standorten (z.B. Wärmeabnehmer, Nahwärmenetz, erhöhte Stromerzeugung)

Inhalt dieses Arbeitsschrittes ist es eine Übersicht über die Entwicklung des Wärmemarktes zu geben. Dies schließt die Entwicklung des zukünftigen Einsatzes von Wärmeerzeugungstechnologien und die Entwicklung der Wärmenetze ein. Zudem wird geschaut, ob es zukünftig regionale Unterschiede innerhalb Deutschlands bei der Nutzung von strombasierten Wärmeerzeugungsanlage gibt. All dies gibt Aufschluss auf die Umsetzungspotenziale für das HyReK-Konzept. Für die Bearbeitung wird auf bestehenden Veröffentlichungen aus der Forschung zurückgegriffen.

Wärmenetze werden in Zukunft eine Schlüsselrolle für die Integration von erneuerbarer Wärme einnehmen und können Schwankungen zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch ausgleichen. (Dornberger et al. 2021) In den letzten Jahren wurden verschiedene Studien zur Transformation des Wärmemarkts durchgeführt. Eine Zusammenfassung der Studien inklusive Methodikbeschreibung und Ergebnisse ist in (Maaß et al. 2021) zu finden. Anbei sind die wesentlichen Erkenntnisse nach (Maaß et al. 2021) dargestellt:

- Anstieg des Fernwärmeanteils am gesamten Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) bis 2050 auf bis zu 40%, vor allem (weiterhin) in urbanen Gebieten. Durch den zeitgleichen Rückgang des Wärmebedarfs ist die absolute Steigerung der Fernwärmeerzeugung geringer bzw. in einigen Studien sogar rückläufig.
- Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung mit einem Anteil von bis zu 100% klimaneutraler Wärmequellen. Dies wird vor allem durch die Einbindung von Großwärmepumpen erreicht. Zudem können Solarthermie-, Geothermie-Anlagen, Abwärme und PtH-Anlagen eingesetzt werden. Biomasse und synthetische Brennstoffe werden nur im geringen Maße eingesetzt.
- Die Einbindung von erneuerbaren Energien erfordert auch eine Transformation der derzeitigen Wärmenetzinfrastruktur, vor allem dem Absenken der Netztemperaturen. Insofern ist die Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung eng mit der Transformation der Wärmenetzinfrastruktur gekoppelt.

Im Folgenden wird der Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenkessel genauer diskutiert. Wärmepumpen können im Zusammenhang mit verschiedensten Wärmequellen zum Einsatz kommen. Als Wärmequellen (im urbanen Raum) stehen u.a. Abwasser, Flusswasser, Grundwasser und Abluft zur Verfügung. Hierbei zeigen Analysen, dass insbesondre Abwasser und Umgebungswasser ("ambient water") aufgrund ihrer Temperaturstabilität ein großes Potenzial haben. (David et al. 2017) Da Großwärmepumpen im Vergleich zu anderen strombasierten Wärmetechnologien (wie bspw. der Elektrokessel) einen höheren energetischen Nutzen haben und dadurch auch ökonomisch und ökologisch vorteilhafter sind, sollten sie zur Deckung der Grund- du Mittelast eingesetzt werden. (Maaß et al. 2021) Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe ist für geringere Netztemperaturen größer, sodass auch die Absenkung der Netztemperaturen zu weiteren Effizienzsteigerungen führt. (David et al. 2017) Darüber hinaus werden vermehrt Luft-Wärmepumpen bei neuen Ein- und Zweifamilienhäusern mit niedrigen Vorlauftemperaturen eingesetzt. Aufgrund der Möglichkeiten zur Erschließung von großen Menge Umgebungswärme und der Skalierung von Großwärmepumpen, sollte der Bau von gebäudeindividuellen Wärmepumpen vornehmlich auf Siedlungsgebiete mit einem großen Anteil von Ein- und Zweifamilienhäusern beschränkt werden. (Dornberger et al. 2021) PtH-Anlage als direktelektrischer Wärmeerzeuger (Elektrodenkessel) werden langfristig gebraucht, um als Sektorenkopplungselement eine wesentliche Stütze in einem erneuerbaren Stromsystem zu fungieren. Deren Einsatz ist jedoch in erste Linie zur Stützung Stromsektors notwendig und nicht zur vorrangigen Wärmeerzeugung, sodass dies mit kürzeren Einsatzzeiten einhergeht.

Des Weiteren ist der Bau von Fernwärmenetzen von einigen zentralen Faktoren abhängig. Die Anzahl der Abnehmer und die benötigte erforderliche Leitungslänge wirken sich auf die spezifischen Kosten je Hausanschluss aus. Je mehr Abnehmer an einem Netz hängen, also je stärker bestehende oder neue Netze verdichtet werden, desto geringer sind die spezifischen Leitungskosten je Haushalt. Nichtsdestotrotz werden für die zunehmende Einbindung dezentraler erneuerbarer Wärmepotenziale im Vergleich zu zentralen Heizzentralen teilweise längere Leitungen benötigt. (Gerhardt et al. 2019)

Die Nutzung von Fernwärmenetzen und somit ihre Wirtschaftlichkeit wird jedoch nicht nur von den angeschlossenen Verbrauchern (Wärmeabnehmern), sondern auch von der Wärmeerzeugern beeinflusst. Im EU geförderten Forschungsprojektes "Heat Roadmap Europe" wurde hierzu eine Analyse für insgesamt 14 europäische Länder durchgeführt (die 90% des europäischen Wärmebedarfs abdecken), in dem der Bedarf und das Angebot übereinandergelegt wurde. Die Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland bereits heute zahlreiche Regionen existieren, in denen es sowohl ein großes Wärmeangebot und als auch eine große Wärmenachfrage gibt. Ein Großteil des Abwärmepotenzials, vor allem in Westen des Landes, ist jedoch auf die große Anzahl an Kohlkraftwerke zurückzuführen, welche zukünftig nicht mehr zur Verfügung stehen werden. Im Gegensatz dazu zeigt beispielsweise Hamburg bereits heute schon auf Basis von industrieller Abwärme ein großes Potenzial.

Zusammenfasend zeigt die Literaturauswertung, dass vor allem in den urbanen Gebieten der Ausbau an klimaneutraler Fernwärme zunimmt bzw. verdichtet werden sollte. Folglich bieten sich in den urbanen Regionen Potenziale zur Einbindung von PtH-Analgen bzw. HyReK-Konzepte in ein Wärmenetz. Da die Netze in urbanen Gebieten zudem auch in Zukunft tendenziell noch mit höheren Vorlauftemperaturen betrieben werden müssen, kann mit PtH-Anlagen (Elektrokessel) das erforderliche Temperaturniveau geliefert werden. Auch im Bereich der Quartierslösungen können PtH-Anlagen und somit HyReK-Konzepte eingesetzt werden. Allerdings könnten im Falle von Quartierlösungen kleinere Leistungsspektren des Hy-ReK-Konzepts sinnvoll sein.

Elektrifizierung der Prozesswärme

Neben der Einbindung des HyReKs in ein Wärmenetz, können die im HyReK gebundenen elektrischen Wärmerzeuger auch direkt in der Industrie zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt werden. Die Prozesswärmeerzeugung auf Basis fossiler Energien ist für einen Großteil des heutigen CO₂-Ausstoßes verantwortlich, sodass hier schnell der Umstieg auf erneuerbare Energien in Form von erneuerbarem Strom und Gas erforderlich ist. Von technischer Seite aus sind Technologien und somit das Potenzial zur Elektrifizierung der Prozesswärme für alle Temperaturbereiche vorhanden.

Nach derzeitigem Stand der Technik sind für Wärmepumpen Temperaturniveaus bis 120 °C möglich, wobei die Forschung hier an der Bereitstellung von höheren Temperaturniveaus arbeitet. (Seitz und Estelmann 2017) Derzeit bieten für höherer Temperaturbereiche trotz des geringeren Wirkungsgrads Elektroheizkessel eine gute Möglichkeit zur Bereitstellung von Prozesswärme auf Basis von erneuerbaren Energien. (Ausfelder et al. 2018) Zur Bereitstellung von Temperaturen > 500 °C gibt es neben dem direkten elektrischen Eintrag weiterhin die Möglichkeit über Verbrennungsprozesse auf Basis erneuerbare Gase hohe Temperaturen zu erzeugen. Zu den erneuerbaren Gasen zählen strombasierte Brennstoffe (Powerto-Gas) sowie biogene Brennstoffe, wobei der Einsatz letzterer limitiert sein sollte. (Seitz und Estelmann 2017) Der konkrete Einsatz bzw. die Integration in die bestehenden Produktionsprozesse erfordern jedoch individuell branchenspezifische Maßnahme und ggf. Anpassung in der Produktion durch beispielsweise den Wegfall von Brenngasen (Ausfelder et al. 2018). Eine Elektrifizierung von Heizwasser- und Dampfsystem bis ca. 250 °C durch Wärmepumpen und Elektrokessel ist von daher einfacher realisierbar, als die Elektrifizierung von Hochtemperaturprozeesen durch elektrochemische Verfahren (Guminski 2017). Neben den technischen Aspekten spielen bei der Elektrifizierung der Prozesswärme aber auch die ökonomischen und regulatorischen Randbedingungen eine entscheidende Rolle. Hier ist dringend Handlungsbedarf gefordert - sei es durch eine stärkere Bepreisung von CO₂-Emission oder durch die vereinfachte Nutzung von regenerativem Strom bzw. durch die Aufhebung von staatlich induzierten Strompreisbestandteile.

7.3.10. Bewertung des volkswirtschaftlichen Beitrags und des Beitrags zu den nationalen Klimaschutzzielen

In Abschnitt 1.5.2 wurden die zwei folgenden KPIs zur Bewertung des volkswirtschaftlichen Beitrags identifiziert: Beschäftigungseffekte und ökonomische Effekte bei großflächiger Umsetzung von HyReK-Systemen in Deutschland. Zusätzlich zu den definierten makroökonomischen Indikatoren wird in diesem Abschnitt auch betrachtet, welche ökologischen Effekte aus dem Einsatz verschiedener Systeme zur Bereitstellung von PRL folgen. Im Folgenden wird auf die Methodik und die Ergebnisse der einzelnen KPIs eingegangen, welche für die ökonomische und ökologische Bewertung herangezogen wurde.

7.3.10.1 Beschäftigungseffekte eines HyReKs

Methodik

Insgesamt basiert die Methodik zur Abschätzung der Beschäftigungseffekte in (O'Sullivan et al. 2019) auf der Input-Output (IO) Tabellen des statistischen Bundesamtes, welche die Verflechtungen der Volkswirtschaft inklusive der Güterströme mit dem Ausland berücksichtigt und damit eine Ermittlung der direkten wie indirekten Beschäftigung ermöglicht. Im Rahmen der Untersuchung wurden für jeden analysierten Sektor eigene IO-Strukturen definiert, indem die Technologien auf Ebene ihrer Komponenten den relevanten Wirtschaftszweigen zugeordnet wurden. Insgesamt gibt es eine Reihe von verschiedenen Herangehensweisen, die zur Ableitung der IO-Vektoren geführt haben. Eine Ausführung der methodischen Unterschiede ist auch in O'Sullivan et al. (2019) nachzulesen. Für die Sektoren der "großen Batteriespeicher" sowie "Anlagen zur Speicherung von Wärme" wurde im Wesentlichen auf bestehende Vektoren der deutschen IO-Tabelle zurückgegriffen, welche gemäß der Kostenstruktur der Komponenten kombiniert wurden. Für den Sektor "große Batteriespeicher" wurden allerdings die Importe in der Vorleistungsstruktur des Vektors "Elektrische Ausrüstungen" angepasst, da der Importanteil an Lithium Ionen Batteriezellen nach Deutschland deutlich höher liegt, als das aus den Vorleistungsstrukturen des Vektors der gesamten Wirtschaftssparte "Elektrische Ausrüstung" hervorgeht. Für den Bereich der Forschung und Entwicklung konnte direkt auf den vorliegenden IO-Vektor des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen werden.

Ergebnisse

Für die Ermittlung der Beschäftigungswirkung des Projektes HyReK wurden die Indikatoren Bruttobeschäftigung und Investitionen des Jahres 2018 der Sektoren "große Batteriespeicher", "Anlagen zur Speicherung von Wärme" und "Forschung und Entwicklung" herangezogen. Diese wurden dann direkt auf die Investitionssumme des HyReK-Systems bezogen und damit die Beschäftigung abgeleitet. Im Sektor der "großen Batteriespeicher" waren im Jahr 2018 bei einer Investitionssumme von 1 Mio. € 6,07 Personen in Deutschland beschäftigt. Im Sektor der "Anlagen zur Speicherung von Wärme" wurden 11,42 Beschäftigungsverhältnisse mit 1 Mio. € finanziert. Im Bereich der "Forschung und Entwicklung" lag dieser Wert bei 10,45 Personen. Bezogen auf die in HyReK getätigten Investitionen von 9,8 Mio. € für den Batteriespeicher, 0,7 Mio. € für den elektrisch betriebenen Wärmekessel und 2,5 Mio. € für die Forschungsleistung, kann abgeleitet werden, dass 59,5 Personen für ein Jahr mit der Produktion und Installation des Batteriespeichers beschäftigt waren, 8 Personen durch die Produktion und Installation des Wärmekessels und weitere 26,1 Personen für ein Jahr an der Forschung beteiligt waren. In Summe wurden dementsprechend rund 94 Personen für ein Jahr im Rahmen des HyReK-Projektes finanziert. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Zahlen sich auf Personenjahre beziehen, welche die durchschnittlichen Teilzeitbeschäftigungsverhältnisse der jeweiligen Wirtschaftsbereiche widerspiegeln.

7.3.10.2 Ökonomische und ökologische Effekte bei großflächiger Umsetzung von HyReK-Systemen in Deutschland

Methodik

Die Berechnung der Bereitstellungskosten von PRL in Deutschland basiert auf den ökonomischen und ökologischen Bewertungsmodellen aus Abschnitt 3. Es wurde angenommen, dass die gesamte PRL in Deutschland im Jahr 2020 (573 MW) von mehreren HyReK-Systemen in zwei unterschiedlichen Dimensionierungen bereitgestellt wird. Zusätzlich zum Vergleich wird ein Szenario betrachtet, indem nur Batteriespeicher (BESS) die nationale PRL bereitstellen. Anschließend werden die Kosten sowie die Umweltwirklungen der unterschiedlichen Szenarien berechnet.

Daten und Szenarien

Wie zuvor erwähnt wurden insgesamt drei Szenarien betrachtet. Diese basieren auf der Simulation eines (hybdriden) BESS, die für die entsprechenden Szenarien auf die nationale PRL-Leistung hochskaliert wurde. Das erste Szenario "HyReK PtH 0,8" beruht auf HyReK-Systemen der aktuellen Auslegung mit 18 MW Leistung und 14,244 MWh Speicherkapazität. Diese Dimensionierung der Batteriekapazität des HyReKs beruht noch auf dem 30-Minuten Kriterium, das 2019 durch das 15-Minuten Kriterium abgelöst wurde. Deshalb betrachtet das zweite Szenario "HyReK PtH 0,5" HyReK Systeme mit einem E/P-Verhältnis von 0,5 Stunden und damit 9 MWh Kapazität pro 18 MW Leistung, was der gegenwärtig optimalen Auslegung des HyReK-Systems entspricht, wenn das 15 Minuten Kriterium zu Grunde gelegt wird (Für mehr Informationen in Bezug auf die optimierte Auslegung des HyReKs ist auch das Zukunftsszenario in Abschnitt 7.3.7 relevant). Das dritte Szenario "BESS" betrachtet alleinstehende Lithium-Batteriespeicher für die nationale PRL-Bereitstellung. Das Szenario soll einen Status-Quo darstellen, da laut Figgener et al. (2021) im Jahr 2020 bereits 435 MW präqualifizierte Batteriespeicherleistung zur PRL bereitstand. Um die notwendige Batteriekapazität zu ermitteln, wurden die im Jahr 2020 auf dem PRL Markt aktiven Lithium-Batteriespeicher analysiert. Diese verfügten im Durchschnitt über eine E/P-Verhältnis von 1,28 Stunden. Dies wurde folglich für das Szenario "BESS angewendet (Figgener et al. 2020).

Tabelle 7.21 zeigt die Basisdaten der drei Szenarien auf einen Blick.

Szenario	E/P Verhältnis	Notwendige Batterie- kapazität, 573 MW	Bereitgestellte PtH Energie, Jahr
BESS	1,28	733 MWh	-
HyReK PtH 0,8	0,8	458 MWh	58.190 MWh
HyReK PtH 0,5	0,5	287 MWh	72.007 MWh

Tabelle 7.21. Zugrunde gelegte Daten für die drei betrachteten Szenarien für die nationale Auslegung von HyReK-System für den deutschen Primärregelleistungsmarkt. Die Zahlen basieren auf der Simulation eines BESS bzw. HyReK, deren Ergebnisse auf die nationale PRL Leistung von 573 MW hochskaliert wurden. Quelle: eigene Darstellung

Die Annahmen bezüglich der Anfangsinvestitionen in "HyReK PtH 0,8" basieren dabei auf den realen Hy-ReK-Investitionskosten. Die Investitionskosten für die Szenarien "BESS" und "HyReK 0,5" wurden anhand der E/P Verhältnisse linear skaliert.

Darüberhinaus wurden weitere Annahmen getroffen, die mit der in diesem Unterkapitel verfolgten Zielstellung, das Potenzial hybrider sektorenkoppelnder Systeme zu verdeutlichen, einhergeht. Deshalb beruhen die Berechnungen auf der Annahme, dass die Steuern und Abgaben für PtH, entsprechend dem Best-Case-Szenario in Abschnitt 7.3.8, geringer als die Einnahmen für Wärme sind. Daher muss die Wärmeerzeugung über das PtH Modul nicht gemieden werden, weshalb die folgenden Betrachtungen auf der Betriebsstrategie "SOC90 uniform" beruhen, die die PRL Freiheitsgrade zur maximalen Energieaufnahme ausnutzt. Für das Szenario "HyReK PtH 0,8" konnte daher auf die bereits durchgeführten Simulationen zurückgegriffen werden.

Für die Szenarien "HyReK 0,5" und "BESS" wurden zusätzliche Simulationen mit dem energiebilanztechnischen Basismodell durchgeführt. Darin zeigte sich, dass die Batteriespeicher im "HyReK PtH 0,5" Szenario ca. 9.000 Vollzyklen nach 15 Jahren erreichen. Laut Schmidt et al. (2019a) verlieren Lithium-NMC Batteriezellen nach etwa 8.000 Zyklen 20% ihrer Anfangskapazität und erreichen damit das End-of-life Kriterium in Bezug auf die zyklische Alterung. Deshalb wurde in diesem Szenario angenommen, dass die Batteriespeicher bei Erreichen dieser Grenze nach 11 Jahren um 20% ihrer Anfangskapazität zum Preis von 200 €/kWh erweitert werden (IRENA 2017). Auch die ökologischen Effekte dieser zusätzlich benötigten Batteriekapazitäten wurden in den Berechnungen berücksichtigt.

Ergebnisse ökonomische Bewertung

Abbildung 7.45 zeigt die jährlichen Kosten für die Bereitstellung von PRL durch die Systeme der entsprechenden Szenarien. Die Gesamtkosten aus 15 Jahren Betriebszeit wurden dafür auf ein Jahr skaliert, um sie besser mit bestehender Literatur vergleichen zu können. Die Ergebnisse zeigen ein beträchtliches Potenzial zur Kostenreduktion bei Vewendung von Hybridsystemen im Vergleich zu alleinstehenden BESS für die PRL Bereitstellung in Deutschland. Im Vergleich zum Status Quo-Szenario "BESS" können durch die Bereitstellung von PRL durch HyReK-Systeme 20% ("HyReK PtH 0,8") bzw. 32% ("HyReK PtH 0,5") Kosten eingespart werden. Die Kostenreduktion ist dabei hauptsächlich durch die geringere Batteriekapazität zu erklären (türkis in Abbildung 7.45). Trotz der zusätzlichen Kosten für die PtH-Module, die im BESS-Szenario nicht anfallen, weisen die HyReK-Szenarien deutlich geringere Kosten auf. Alle weiteren Kostenpunkte, die in allen Szenarien anfallen, liegen dabei auf einem ähnlichen Niveau. Es ist auffällig, dass Einnahmen durch die erzeugte Wärme der PtH-Module (grün gestreift in Abbildung 7.45) kaum Einfluss auf die Kostenreduktion haben. Die zusätzlichen Kosten für die Erweiterung der Batteriezellen im Szenario "HyReK PtH 0,5" aufgrund von Batteriealterung sind zu vernachlässigen.



Abbildung 7.45: Potenzielle Kostenreduktion der verschiedenen E/P Szenarien des HyReK-Systems im Vergleich zur stand-alone Batterieenergiepeichern (BESS). Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse ökologische Bewertung

Die potenziellen Umweltwirkungen, die mit einer anderen E/P Auslegung des HyReK-Systems ermöglicht werden, sind Abbildung 7.46 zu entnehmen. Im Vergleich zu einem BESS können verschiedene relative Anteile durch ein HyReK-System in der Umweltwirkungskategorie Klimawandel eingespart werden. Sofern die gegenwärtige Auslegung mit einem E/P Verhältnis von 0,8 h betrachtet wird, können ca. 21% der kg CO₂ eq/MWh_{PRL} eingespart werden, dass im Wesentlichen auf die Reduktion der benötigten Batterieka-pazität mit Umweltwirkungen von -4,2 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} sowie auch der geringeren Verluste während des Betriebs von -4,6 kg CO₂ eq/MWh_{PRL} zurückzuführen sind. Eine weitere Reduzierung des E/P Verhältnis auf 0,5 h, dass einer aktuellen Auslegung nach dem 15 Minuten Kriterium entspräche, vermag zwar eine weitere Reduzierung der Umweltwirkungen in der Kategorie Klimawandel um insgesamt 36% im Vergleich zum BESS zu erwirken. Die Haupttreiber der Einsparung sind in diesem Fall wieder die reduzierte Batteriekapazität (-11 kg CO₂ eq/MWh_{PRL}), jedoch sind die Einsparung in der Betriebsphase nicht relevant (-4,8 kg CO₂ eq/MWh_{PRL}) und befinden sich auf einem ähnlichen Niveau wie der Auslegung mit einem E/P Verhältnis von 0,79 h bzw. 0,8 h.



Abbildung 7.46. Potenzielle Reduktion der verschiedenen E/P Auslegungen des HyReK-Systems im Vergleich zur stand-alone Batterieenergiepeichern (BESS) in der Umweltkategorie Klimawandel. Quelle: eigene Darstellung

Diskussion und Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl in Bezug auf die PRL-Bereitstellungskosten als auch auf die CO₂-Emissionen ein Reduktionspotenzial beim Einsatz von HyReK-Systemen gegenüber BESS gegeben ist. In Bezug auf die Kosten muss allerdings erwähnt werden, dass diese in den HyReK Szenarien auf geringeren Steuersätzen für den Betrieb des PtH-Moduls beruhen. Aktuelle Steuersätze würden das Einsparpotenzial der HyReK-Szenarien schmälern. Dementsprechend ist eine Erkenntnis aus dieser Analyse, dass aktuelle Rahmenbedingungen und Steuerbelastungen von PtX-Systemen eine kosteneffizientere und kohlenstoffärmere Bereitstellung der PRL auf Basis der Sektorkopplung erschwert.

Laut dem Monitoringbericht der BNetzA (2020a) wurden für die Bereitstellung von PRL im Jahr 2019 46 Mio. € ausgegeben. In der vorliegenden Analyse liegen diese für das BESS Szenario bei 33 Mio. €. Die Differenz kann durch verschiedene Sachverhalte erklärt werden. Zum einen wurden keine Gewinnmarge der BESS bzw. HyReKs betrachtet. In der Regel werden Investitionen in diese Systeme nur getätigt, wenn auch ein Gewinn erzielt werden kann. Deshalb würden diese mit möglichst hohen Angeboten am Markt teilnehmen, um nicht nur die Kosten zu decken, sondern auch Gewinne erzielen zu können. Zweitens wurde hier angenommen, dass im Status Quo die gesamte PRL durch BESS bereitgestellt wird. Auch wenn BESS potentiell einen großen Teil der PRL bereitstellen könnten, ist aufgrund der Intransparenz des Marktes nicht ersichtlich, wie viele andere, z.B: fossile Kraftwerke am Markt teilnehmen und diesen beeinflussen.

Die Gesamtkosten aller Systemdienstleistungen in Deutschland lagen 2019 bei etwa 1,9 Billionen €. Im Vergleich sind die Kosten für PRL zu vernachlässigen. Allerdings könnten hybride Systeme wie das HyReK, die die Sektorkopplung für PRL nutzen, potentiell auch weitere Systemdienstleistungen bereitstellen. So könnten sie z.B. zu weiteren Kostensenkungen der anderen Regelleistungsmärkte führen oder durch kluge

Abschlussbericht HyReK 2.0

Konzepte die Kosten für das Einspeisemanagement verringern. Voraussetzung bleibt dabei jedoch, dass die Steuerbelastung für PtH und PtX-Anwendungen in systemdienlichen Anwendungen angepasst werden, um diese wirtschaftlich gestalten zu können.

7.3.10.3 Bewertung des Beitrags von HyReK-Systemen zu den nationalen Klimaschutzzielen

Im Pariser Abkommen haben sich weltweit Nationen dazu verpflichtet, durch Maßnahmen die Erderwärmung auf einen Wert deutlich unter 2 Grad Celsius zu beschränken. In Deutschland sind die nationalen Klimaziele im deutschen Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verankert. In einer Novelle, die am 24.06.2021 beschlossen wurde, wurde für Deutschland eine Senkung der Treibhausgase um 65% bzw. 88% im Vergleich zu 1990 für die Jahre 2030 bzw. 2040 beschlossen. Bis dem Jahr 2045 soll Deutschland die Treibhausgasneutralität erreichen.

Zur Erreichung der Ziele wurden verschiedene Maßnahmenpakete beschlossen, die die Umsetzung der Ziele in den einzelnen Sektoren unterstützen sollen. Dazu zählt der Klimaschutzplan 2050 für die langfristigen Absichten bis 2050 sowie das Klimaschutzprogramm 2030, um die gesetzten Ziele für 2030 zu erreichen. Außerdem wurde analog zur KSG-Novelle am 23.06.2021 ein Klimaschutzsofortprogramm verabschiedet, mit dem in erster Linie die Industrie, die Energiewirtschaft sowie Gebäudemaßnahmen mit 6,5 Mrd. € gefördert werden.

Um den Beitrag von HyReK-Systemen zu den Klimaschutzzielen zu ermitteln, müssen zunächst die Sektoren identifiziert werden, in denen eine Auswirkung zu erwarten ist. Da das HyReK PRL erbringt, ist erstens zu untersuchen, inwiefern durch ihren Einsatz bestehende CO₂-intensivere Systeme vom Markt verdrängt werden können. Da das HyReK zweitens durch das PtH Modul den Wärmemarkt bedient, könnten HyReK-Systeme zudem im Wärmesektor zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Sowohl der Strom- als auch der Wärmesektor sind in den Klimazielen der Energiewirtschaft zugeordnet. Die Ziele für diesen Sektor wurden in der KSG-Novelle des Jahres 2021 nochmal deutlich verschärft. Im Vergleich zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen von 280 Mio. t CO₂-Äquivalente auf maximal 108 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr 2030 verringert werden (BMU 2021).

Methodik

Der erste Schritt in der angewendeten Methodik fokussiert auf die Schaffung einer Vergleichsbasis die den Status Quo abbildet. Wie bereits beschrieben, könnte der Beitrag auf zwei Arten geleistet werden: zum einen durch den Einsatz auf dem PRL-Markt als Ersatz für ein Kraftwerk, das über den Lebenszyklus und in der Anwendung PRL einen höheren CO₂-Ausstoß aufweisen als das HyReK. Hier wurde eine Studie von Koj et al. (2015) herangezogen, die sich mit der Ökobilanz eines Batteriespeichers im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk im PRL Betrieb beschäftigt hat.

Zum anderen könnte die Bereitstellung von Wärme über das PtH-Modul der HyReK-Systeme zu einem geringeren CO₂-Ausstoß auf dem Wärmemarkt führen. Im Fall des HyReKs in Bremen wird diese Wärme in einen Wärmespeicher gespeist, der ein Fernwärmenetz bedient. Die Wärmeerzeugung durch Erdgas macht in Deutschland mit 45% den größten Teil der Fernwärmebereitstellung aus (AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. 2019). Aus diesem Grund wird angenommen, dass die erzeugte Wärme durch HyReK-Systeme die Wärmeerzeugung durch Erdgas ersetzt und so der Beitrag zu den nationalen Klimazielen ermittelt wird. Auf Basis der im vorherigen Kapitel beschriebenen Szenarien "HyReK PtH 0,8" und "HyReK PtH 0,5" kann abgeschätzt werden, ob und inwiefern die Bereitstellung von PRL in Deutschland (573 MW) durch HyReK Systeme zu den Klimaschutzzielen im Wärmebereich beitragen können.

Ergebnisse

Die Veröffentlichung von Koj et al. (2015) ergab eine potentielle CO₂-Ausstoßreduktion, wenn Batteriespeicher anstatt Kohlekraftwerken für PRL eingesetzt werden. Dieses Potenzial ist jedoch abhängig von der Betriebsweise und dem Wirkungsgrad des Kohlekraftwerks. Die Studie zeigte auch, dass die CO₂-Bilanz des Kohlekraftwerks unter Umständen sogar geringer als die des Batteriespeichers sein kann. Aufgrund dieses Ergebnisses und des relativ geringen Einflusses des PRL Marktes in der Energiewirtschaft kann davon ausgegangen werden, dass der Beitrag von Batteriespeichern zu den Klimaschutzzielen im PRL-Betrieb zu vernachlässigen ist.

Neben dem PRL Betrieb von Batteriespeichern wurde analysiert, ob die durch den Betrieb der PtH Module in den HyReK-Systemen Erdgas in der Wärmebereitstellung ersetzt werden kann und somit ein Beitrag zu den Klimaschutzzielen gegeben ist. Die Berechnungen zeigen, dass durch den Einsatz von HyReK-Systemen mit einem E/P Verhältnis von 0,8 Stunden ("HyReK PtH 0,8") für die Bereitstellung von PRL in Deutschland 12.900 Tonnen CO₂-Äquivalente (26 Mio. m³ Erdgas) eingespart werden können. Bei einem E/P Verhältnis von 0,5 Stunden ("HyReK PtH 0,5") und damit einer höheren PtH Nutzung wäre eine Einsparung von etwa 16.000 Tonnen CO₂-Äquivalenten (32 Mio. m³ Erdgas) möglich, indem Wärme, die ansonsten durch Erdgas erzeugt worden wäre, durch PtH-Module des HyReK bereitgestellt würden. Für die Energiewirtschaft ist von 2020 bis 2030 eine Verringerung von 172 Mio. t CO₂-Äquivalente notwendig. Mit einem Beitrag von 0,01% pro Jahr wäre der Beitrag von HyReK Systemen zu den Klimaschutzzielen bei der Bereitstellung von PRL vernachlässigbar.

Diskussion und Fazit

Der Beitrag zu den nationalen Klimaschutzzielen durch HyReK-Systeme ist als sehr gering zu bewerten. Dies liegt einerseits an der Tatsache, dass der PRL-Markt als Nischenmarkt einen relativ unbedeutenden Einfluss auf die CO₂-Einsparziele in der Energiewirtschaft hat. Andererseits zeigen die Ergebnisse von Koj et al. (2015), dass Batteriespeicher im Vergleich zu Kohlekraftwerken, die die Vorhaltung von PRL in ihren alltäglichen Betrieb integrieren können, einen vergleichbaren CO₂-Ausstoß vorweisen. Dennoch sollte die Fragestellung, inwiefern sektorkoppelnde Systeme die Regelleistungsmärkte effizienter gestalten können, weiterhin beforscht werden. In Zukunft könnten potentiell auch weitere, größere Systemdienstleistungsmärkte als der PRL Markt durch hybride Technologien bedient werden. In der Gesamtheit mehrerer Märkte ist dann ein größerer Beitrag zum Klimaschutz durchaus möglich.

7.3.11. Entwicklung einer HyReK Roadmap

In diesem Abschnitt wird eine Roadmap präsentiert, die die wichtigen aktuellen Aspekte und mögliche zukünftige Entwicklungen in Bezug auf das HyReK-Konzept zusammenfasst, um somit strategisch relevante Aspekte für die Weiterentwicklung des HyReK-Konzepts zu geben.

In der Literatur sind verschiedene Roadmap-Begriffe gängig und es gibt bisher keine allgemein akzeptierte Definition (Kleine und Braun 2014). Prinzipiell können drei Roadmap-Arten bzw. Inhalte unterschieden werden. Die Technologie-Roadmap befasst sich mit den technologischen Aspekten und Indikatoren von z.B. Speichertechnologien (Wirkungsgrad, Lebensdauer, Sicherheit, Kosten etc.) und wie sich diese zukünftig verändern werden. Im Gegensatz dazu bildet eine Produkt-Roadmap mögliche Anwendungen sowie deren Anforderungen und die Rahmenbedingungen (z.B. gesetzlich oder gesellschaftlich) ab. In einer Gesamt-Roadmap werden Aspekte der Technologie-Roadmap sowie der Produkt-Roadmap kombiniert und in Relation zueinander gesetzt. Entsprechend dieser Definition handelt es sich bei der vorliegenden HyReK-Roadmap um eine Gesamt-Roadmap, da diese verschiedene technische, als auch anwendungsspezifische sowie regulatorische und soziale Aspekte beinhaltet. Im Folgenden wird der Begriff "Gesamt-Roadmap" oder nur "Roadmap" genutzt.

Zunächst wird die methodische Vorgehensweise erläutert, mit der die Roadmap entwickelt wurde. Im Anschluss daran wird die Roadmap als Ergebnis dargestellt und beschrieben. Für jeden in der Roadmap genannten Aspekte ist ein kurzer Erläuterungstext verfasst, um ein eingehenderes Bild der Themen bieten zu können. Das abschließende Fazit fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Roadmap zusammen.

Methodik

Die vorliegende HyReK-Roadmap gibt auf einer übergeordneten Ebene einen Einblick in Aspekte, die den Erfolg oder Misserfolg hybrider BESS-Systeme beeinflussen können. Der Fokus der Roadmap soll nicht nur ökonomische Aspekte berücksichtigen, sondern auch die relevanten ökologischen, sozialen und technischen Faktoren, die für die zukünftige Entwicklung relevant sind oder sein können. Insbesondere die Nutzung eines räumlichen und zeitlichen Rahmens für die "Maßnahmen" sowie auch der Betrachtungsgegenstand "Produkt" sind zentrale Elemente einer Roadmap. Für die HyReK-Roadmap (hybriden Batteriespeichersystem) hat das Projektkonsortium den Betrachtungsfokus auf Deutschland gelegt. Der Betrachtungshorizont wird dabei unterteilt in den Abschnitt bis 2025 und ab 2025. Außerdem sollte ein Fokus auf Merkmale gelegt werden, die für hybride, sektorkoppelnde Systeme relevant sind.

Für die Sammlung der relevanten Aspekte wurde in vier Schritten vorgegangen. Erstens wurden mögliche Punkte wurden zunächst im HyReK-Team des DLRs in einer Brainstorming-Session gesammelt. Als nächstes wurden die Ergebnisse des Brainstormings aufbereitet und im Konsortialtreffen im Mai 2021 mit den Konsortialpartnern diskutiert und erweitert. Im dritten Schritt wurden die neuen und abgeänderten Inhalte aus dem Konsortialtreffen zu verschiedenen Themenblöcke zusammengefasst. Zu jedem dieser Themenblöcke wurde im vierten Schritt ein Kurztext verfasst, der ein generelles Verständnis für die Leserschaft vermitteln soll. Aufgrund der unterschiedlichen Hintergründe und Arbeitsinhalte des Projektkonsortiums konnte das HyReK-Konzept unter verschiedenen Gesichtspunkten beleuchtet werden. Für die Bearbeitung wurde einerseits auf bereits bestehende Arbeiten und Ergebnisse aus dem Projekt zurückgegriffen. Andererseits wurden auch neue Aspekte hinzugefügt, die noch nicht im Projekt thematisiert, jedoch auch als sehr bedeutend für das Roadmap erachtet wurden. Die spezifizierten Inhalte wurden anschließend in drei thematische Hauptbereiche unterteilt, wobei keine trennscharfe Unterscheidung vorliegt, da sich diese Bereiche gegenseitig bedingen:

- 1. Technologie und Technik
- 2. Markt- und Rahmenbedingungen
- 3. Anwendungen

Die graphische Umsetzung der vorliegenden Roadmap ist an die Roadmaps des Fraunhofer ISI angelehnt (Thielmann et al. 2015a; Thielmann et al. 2015c, 2015b).

Ergebnis des Roadmappingprozesses

Abbildung 7.47 zeigt die erarbeitete HyReK-Roadmap. Der Zeithorizont unterscheidet zwei Zeiträume: Status Quo inklusive kurzfristig erwartbarer Entwicklungen bis 2025 und mittel- bis langfristige Entwicklungen.



Abbildung 7.47: Roadmap der HyReK-Technologie. Quelle: eigene Darstellung

Vor allem in der Kategorie "Technologie und Technik" sind positiv zu bewertende Entwicklungen zu erwarten. Zum einen sind technologische Fortschritte bei BESS und Batterietechnologien zu erwarten. Andererseits können hybride System in DC-Inselsystemen Anwendung finden oder in Zukunft zu einem resilienteren Energiesystem beitragen. Auch Forschung im Bereich Batterierecycling und Wärmeerzeugung könnte hybride Lösungen fördern, auch wenn diesbezüglich noch wenig Sicherheit besteht.

In der Kategorie "Markt- und Rahmenbedingungen" gibt es sowohl hemmende, neutrale und fördernde Aspekte. Aktuell hemmt die Steuerbelastung von PtX-Anwendungen die breite Nutzung hybrider Systeme.

Auch die regional unterschiedlichen Regularien im Bezug auf Brand- und Umweltschutz und die daraus entstehende Unsicherheit kann die Bereitschaft hemmen, in BESS zu investieren. Positiv zu bewerten sind erste gesetzliche Grundlagen zur Verwendung von second-life Batterien und die prognostizierte Kostendegression von Lithium-Ionen-Batterien. Unsicherheiten bestehen noch in der dynamischen Strombepreisung, die die Nutzung CO₂-armen Stroms fördern könnte. Eine weitere Flexibilisierung der Regelmärkte könnte hybriden Systemen weitere Türen öffnen. Dies ist jedoch im Moment nicht absehbar. Zuletzt beinhaltet ein Blick in die Zukunft noch einige Fragezeichen, z.B. in Bezug darauf, wie in der Gesellschaft mehr Akzeptanz geschaffen werden kann. Die Rolle der Sektorenkopplung wird einerseits oft als sehr hoch eingeschätzt. Andererseits muss dafür auch ein förderlicher Rahmen geschaffen werden, der im Moment noch nicht besteht. Potentiell könnte auch eine Umstrukturierung des Energiesystems zu regionalen Echtzeitmärkten zu förderlichen Effekten und einem höheren Bedarf an Hybridisierung führen.

Die letzte Kategorie "Anwendungen" beinhaltet unsichere und neutrale Aspekte. Die Anwendung PRL ist aufgrund sinkender PRL-Preise für HyReK finanziell nur noch schwer tragbar. Weitere zusätzliche Anwendungen könnten in Zukunft attraktiv werden. Allerdings sind dafür oft keine Märkte vorhanden und deren Beschaffung und Organisation noch unsicher (Schwarzstart und schnelle PRL), oder nur unter bestimmten Voraussetzungen lukrativ (Peak Shaving, zuschaltbare Lasten). Eine Ausnahme bildet der Arbitrage-Handel, der bei geringeren Batteriepreise und einem volatilen Strommarkt bald für (hybride) BESS als Anwendung attraktiv werden könnte.

Eine ausführliche beschreibung und Bewertung der Aspekte der Roadmap findet sich im Anhang A.

8. Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Basierend auf den gewonnenen Ergebnissen aus dem Projekt HyReK2.0 sind vom Projektkonsortium Handlungsempfehlungen für verschiedene Adressaten entwickelt worden. Nachfolgend sind diese in den Abschnitten 8.1 bis 8.4 aufgelistet.

Ergebnis	Handlungsempfehlung für Entwickler:innen / Hersteller:innen
Durch verbessertes Batteriemanagement kann die Lebensdauer des Speichers um bis zu drei Jahre er- höht werden. Die Systemdimensionierung macht ei- nen Lebensdauerunterschied von bis zu acht Jahren aus (siehe Abschnitt 1.4). Die entwickelten Modelle sind in der Lage die Alterung zu beschreiben. Sie können genutzt werden, um das Batteriemanage- ment zu optimieren.	Die Betriebsstrategie und die Dimensionierung des Batteriesystems sollten unter Berücksichtigung der Batteriealterungsmodellierung optimiert werden.
Das erarbeitete Modell zur Simulation der Batterie- alterung ist aufgrund seines physikalischen Hinter- grundes mit weniger Messpunkten und Zeitaufwand parametrierbar als bisherige Modelle. Die vorge- stellte innovative Methode zur gezielten Paramet- rierung der Modellgleichungen erhöht die Extrapo- lationsfähigkeit des Modelles zusätzlich.	Zur schnellen und präzisen Abschätzung der in einer Anwendung zu erwartenden Batteriealterung sollte die vorgestellte Methode verwendet werden.
Leerlaufverluste der Wechselrichter tragen maß- geblich zur Gesamtverlustleitung bei. Eine Reduk- tion der Einschaltzeiten der Wechselrichter auf <1Sekunde ermöglicht das schnelle Zuschalten wei- terer Wechselrichter. Weiterhin eröffnet die verrin- gerte Einschaltzeit use-cases im Bereich sehr schnell aktivierbarer Regelleistung.	Der technische Aufwand für eine neue Generation an Wechselrichtern sollte untersucht werden. Bei ei- ner günstigen Aufwand- / Nutzenabschätzung ist die Entwicklung eines Demonstrators empfohlen.

8.1. Entwickler:innen / Hersteller:innen

8.2. Betreiber:innen

Ergebnis	Handlungsempfehlung für Betreiber:innen
Lokale Gegebenheiten bestimmen die jeweilige Ein- bindung der Anlage mit dem jeweiligen Netzbetrei- ber mittels Kommunikationstechnik. Ein einheitli- ches Design kann dies vereinfachen.	Kommunikationstechnik und Einbindung sollten standardisiert werden, um einen modularisierten Systemkomponentenaufbau zu ermöglichen.
Die Rahmenbedingungen und Auflagen bezüglich des Umweltschutzes und des Brandschutzes beein- flussen Energie- und Kostenbilanz von (hybriden) Batteriegroßspeichern erheblich, weiterhin gibt es große lokale Unterschiede.	Bei der Auswahl eines geeigneten Standortes für ei- nen Batteriegroßspeicher sollten frühzeitig die lokal geltenden Bestimmungen eruiert und in die poten- ziellen Kosten in den Planungen berücksichtigt wer- den.
Aufgrund der hohen Steuern und Abgaben für den Power-to-Heat Betrieb, erweist es sich derzeit als wirtschaftlicher, Strom aus dem Batteriespeicher zu verkaufen. Dadurch kann der SOC der Batterie ge- senkt und negative PRL bereitgestellt werden.	Betriebsstrategien sollten unter der Berücksichti- gung der Möglichkeit des Zu-/Verkaufs von Energie am Markt optimiert werden. Die ökonomische Be- nachteiligung des Power-to-heat Betriebs in diesem Konzept ist grundsätzlich zu diskutieren, da sich res- sourcenschonende Konzepte nicht wirtschaftlich ab- bilden lassen.
Derzeit werden in Spitzenerzeugungsphasen regenerative Energiequellen (Solar, Wind) abgeregelt.	Bislang abgeregelte Leistungen sollten (beispiels- weise durch Umlagenbefreiung) für die Sektoren- kopplung genutzt werden.
Bei einem möglichen Preisrückgang am Primärregel- leistungsmarkt sollten für den wirtschaftlichen Be- trieb von Batteriespeichern weitere Anwendungen mitberücksichtigt werden.	Zur ökonomischen Optimierung des Betriebs von Batteriespeichern sollten Multi-Use-Anwendungen berücksichtigt werden.
Die modulare Integration von Wechselrichtern, Bat- terien und Elektrokessel reduziert den Verkabe- lungsaufwand und verbessert damit die Ökobilanz.	Das HyReK-Konzept sollte bei größerer Stückzahl über ein modulares Design verfügen.
Die Leerlaufverluste in der Betriebsphase im Ge- schäftsmodell Primärregelleistung können zu bis zu 50% der Gesamtumweltwirkungen beitragen (bei ei- ner Lebensdauer >15 Jahre allerdings auch mehr).	Die Einschaltzeiten von Wechselrichtern sollten deutlich reduziert werden, um Leerlaufverluste zu minimieren.
8.3. Mittelgeber:innen / Forschung

Ergebnis	Handlungsempfehlung für Mittelgeber:innen / Forschung
Eine erwartete größere Durchdringung mit erneuer- baren Energien könnte den Bedarf an technisch noch schneller aktivierbarer Regelleistung hervorru- fen.	Es sollten frühzeitig Konzepte für eine schnelle PRL Erbringung erprobt werden, um im Falle der Not- wendigkeit diese schnell umsetzen zu können, bei- spielsweise der Ersatz von rotierender Momentan- reserve durch schnelle Leistungselektronik.
Durch zunehmende Elektromobilität werden in na- her Zukunft vermehrt genutzte Batterien in Auto- mobilen ausgemustert, die noch eine Wiederver- wendung in stationären Batteriespeichersystemen finden könnten. Bisher sind jedoch die ökonomi- schen, technischen und ökologischen Aspekte dies- bezüglich nicht vollständig geklärt, die jedoch essen- ziell für eine Weiterverwendung von Batteriezellen sind.	Die Forschung sollte die ökonomischen, ökologi- schen und technischen Randbedingungen identifi- zieren, bei denen second-life Batterie(systeme) nachhaltig aus Batteriefahrzeugen entnommen, in die neue Anwendung transferiert und betrieben werden können.
Digitalisierung und Dezentralisierung des Energie- systems und deren Komponenten bergen neue Ab- hängigkeiten von kritischen Infrastrukturen, d.h. IKT, Energie und andere Sektoren, welche die Resili- enz beeinflussen können.	Die Energiesystemgestaltung sollte die ökologischen und ökonomischen Effekte von Dezentralisierung und Digitalisierung in Forschungsprojekten betrach- ten sowie damit einhergehende Vulnerabilitäten be- rücksichtigen. Des Weiteren ist zu prüfen, welche Technologiekonstellation und Technologietypen bei gleichzeitig verfolgter Dezentralisierung ökono- misch und ökologisch Vorteile gegenüber gegenwär- tigen priorisierten Technologien haben.
Der Rohstoffabbau für Lithium-basierte und andere Batteriechemien hat generell einen hohen Energie- und Wasseraufwand sowie bedingt die Emission von toxischen Stoffen in die Umwelt. Diese Emissionen und Verbräuche schlagen sich auf die Ökobilanzer- gebnisse nieder. Recycling- und Entsorgungskon- zepte sind bisher nicht vollständig in großen Maß- stäben gelöst, werden jedoch für die Kreislaufwirtschaft und der damit geringeren Res- sourcenverbräuche benötigt.	Die Forschung an und Entwicklung von alternativen ressourcenschonenden und rezyklierbaren Batterie- chemien und -designs sollte gefördert werden, um kreislaufwirtschaftsfähige Anlagen bauen und wirt- schaftlich betreiben zu können.

8.4. Regulation / Gesetzgebung

Ergebnis	Handlungsempfehlung für Regulation / Gesetzgebung	
Einheitliche Rahmenbedingungen und Auflagen be- züglich des Umweltschutzes und des Brandschutzes bieten mehr Planungssicherheit und beschleunigen den Installationsprozess (Ergebnis Experteninter- views aus Abschnitt 7.1.5).	Vereinheitlichung der Anforderungen bzgl. Umwe schutz, Brandschutz bei Errichtung und Betrieb v BESS	
Durch die Power-to-Heat-Option konnte am HyReK die Batteriegröße reduziert werden. Steuern und Abgaben für den Power-to-Heat Betrieb sind jedoch zu hoch, weshalb die Betriebsstrategie so gewählt wurde, dass die Power-to-Heat Option möglichst nicht genutzt wird. Dadurch wird jedoch mit dem Hybridsystem kein Mehrwert in Form von Wärme geliefert.	Steuern und Abgaben für PtX in systemdienlichen Anwendungen sollten reduziert werden. Flexibilitä- ten sollten durch die Netzentgeltsystematik geför- dert werden.	
Mit Blick auf ökologische Effekte sollten nach Mög- lichkeit bei der Energieumwandlung die damit ver- bundenen Verluste minimiert werden. Sektoren- kopplung kann eine weitere Einnahmequelle darstellen und somit hybride Speichersysteme wirt- schaftlicher arbeiten lassen.	In einem gesamtsystemischen Ansatz sollte Sekto- renkopplung durch die regulatorischen Rahmenbe- dingungen gefördert werden, wobei möglichst eine hohe Energiewertigkeit anzustreben ist.	
Die interviewten Personen haben überwiegend die Akzeptanz als für ein zukünftiges wichtiger werden- des Thema erachtet. Die Akzeptanz betrifft dabei den verzögerten Netzausbau, die hiesigen Kosten- strukturen und auch Partizipationsaspekte.	Die Akzeptanz in der Bevölkerung und Industrie sollte durch qualitativ hochwertige Partizipation ge- steigert werden.	
Die Präqualifikation im Juni 2019 verzögerte die Auf- nahme des operativen PRL-Betriebs des HyReKs um fünf Monate. Die Verzögerung reduziert den Netto- barwert der Anlage.	Die Präqualifizierungs- und Genehmigungsprozesse von Anlagen zur Erbringung von Regelleistung soll- ten kurz gehalten werden.	
Das Design des PRL-Marktes wurde bereits flexibili- siert (kürzere Zeitscheiben, weniger Vorlauf). Diese Marktflexibilisierung führt zu Wettbewerb und da- mit zu höherer (Umweltwirkungs-) und Kosteneffizi- enz der Regelleistungsmärkte. Potentiell können zu- künftig auch Kleinspeicher in einem Pool (z.B. E- Autos) Regelleistung erbringen, wenn die Präqualifi- kation dafür ermöglicht wird.	Die Regelleistungsmärkte sollten weiter flexibilisiert und Hürden zur Teilnahme am Markt abgebaut wer- den z.B. die Separation von positiver und negativer Regelleistung.	

Zur Minimierung der Verlustleistungen sollte die PRL durch die effizientesten Anlagen erbracht werden. Eine Arbeitspunktverschiebung von bestehenden Netzteilnehmern hat zum Teil einen größeren Wir- kungsgrad als der Betrieb eines Batteriespeichers.	Primärregelleistung sollte verstärkt auch durch Netzteilnehmer (Erzeuger & Lasten & Speicher) er- bracht werden. Eine Vorraussetzung dafür sind ent- sprechende Anreizsysteme.
Ein effizientes Nachlademanagement zur PRL- Erbringung benötigt einen flexiblen Stromeinkauf / - verkauf an den Märkten.	Die Produkte an den Energiemärkten sollten weiter flexibilisiert werden (handelbare Mindestenergie- menge), um Angebot und Nachfrage kurzfristig aus- gleichen zu können.
Die Batteriekosten sind der Hauptkostentreiber von Batteriegroßspeichern.	Sinnvolle Maßnahmen zur kostenreduktion sind Mehrfachanwendungen und sektorenkoppelde Sys- temkonzepte. Es werden Rahmenbedingungen be- nötigt, die die Energiespeicherentwicklung (wie bspw. Batterien) weiterhin fördern.
Auch wenn durch die EU Direktive 2006/66/EC and amending Regulation (EU) No 2019/1020 die Erstel- lung und Nutzung von Batteriepässen angestrebt wird, gibt es noch diverse Aspekte zu klären, die technisch, regulatorisch, datenschutztechnisch so- wie ökonomisch und ökologisch untersucht werden müssen. Die Weiterverwendung verlängert die Le- bensdauer der Batterie und reduziert die Umwelt- wirkungen durch Einsparung der Herstellung einer neuen Batterie.	Es muss ein Rahmen geschaffen werden, der poten- tiellen Nutzern von second-life/use Batterien mehr Sicherheit bzgl. des Zustands, Datennutzungsrechte und des Handlings bei der Rückführung im ersten Le- ben der Batterie gibt.
Der Schlüssel für eine hohe Kreislaufwirtschaftsfä- higkeit liegt bereits in der Designphase von Techno- logien. Die Designentscheidungen beeinflussen maßgeblich nicht nur die Nutzung, sondern auch die Entsorgung und das Recycling von Batteriebestand- teilen. Dazu zählt unter anderem die Materialaus- wahl sowie der Zell- und Modulaufbau, die eine ein- fachere und höhere Rezyklierbarkeit bedeuten können. Die dadurch ermöglichte Nutzung von se- kundären Materialressourcen verringert die Um- weltwirkungen (durch Einsparung von Primärres- sourcen) und teilweise die Abhängigkeit von kritischen Materialien.	Es sollten Designprinzipien für Batteriezellen und Batteriemodule erarbeitet werden, die ein einfa- ches und rentables "Recycling" von Komponenten und Materialien ermöglichen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Kraftwerkstandort Hastedt, mit Fotomontage des HyReK-Systems1
Abbildung 2 Foto des fertigen HyReKs 1
Abbildung 1.1 PCS7 Prozessbild mit Block 15 mit 250 MWh Wärmespeicher
Abbildung 1.2 SOC Level
Abbildung 1.3 Jahreslastgang des Fernwärmenetzes in Bremen Hastedt. Datenquelle: swb, Darstellung:
DLR
Abbildung 1.4 Darstellung der statischen Freiheitsgrade. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 1.5 Künstliche Verzögerung PRL. Quelle: eigene Darstellung7
Abbildung 1.6 geordnete Regelleistung (berechnet auf der Netzfrequenz des Jahres 2014). Datenquelle:
Dr. Gobmaier GmbH, Darstellung: DLR
Abbildung 1.7 geordnete Jahresfrequenz 2014. Datenquelle: Dr. Gobmaier GmbH, Darstellung: DLR 8
Abbildung 1.8 Jahreslastgang des Betrages der Primärregelleistung - berechnet auf Basis der Netzfrequenz
des Jahres 2014. Quelle: eigene Darstellung9
Abbildung 1.9 Anzahl der Ereignisse mit Frequenzabweichungen größer ±100 mHz; aufgeschlüsselt nach
Kalenderwochen der Jahre 2014 – 2020. Quelle: eigene Darstellung 10
Abbildung 1.10 Schematische Aufbau des HyReK-Systems. Quelle: eigene Darstellung13
Abbildung 1.11 Schematischer Aufbau eines HyReK-Moduls. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 1.12 Schematischer Aufbau einer Batterie-Bank. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 1.13 Darstellung Batteriemanagementsystem (BMS). Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 1.14: Übersicht des Aufbaus des zyklischen Alterungmodells mit einbezogenen Stressfaktoren,
beschriebenen Alterungmsechanismen, zugehörigen Alterungmodi und der Zielgröße des Modells, nach
(Krupp et al. (submitted 2022))23
Abbildung 1.15: In der Alterungsmodellierung abgedeckte Betriebsstrategien des HyReK's unter Nutzung
des P2H-Moduls25
Abbildung 1.16: Abhängigkeit der Batterie-Lebensdauer von (a): dem Ziel-SOC im Betrieb (ohne
Totbandnutzung). (b): der Totbandnutzung bei einem Ziel-SOC von 70%
Abbildung 1.17: Batterielebensdauer bei Betrieb mit einem Ziel-SOC von 70% mit normaler
Totbandnutzung über der Anzahl an Spitzlastkappungsvorgängen pro Jahr
Abbildung 1.18: Lebensdauer eines Batteriespeichers im Betrieb mit Ziel-SOC 70% und normaler
Totbandnutzung über der Speicherdimensionierung, welche über das E/P-Verhältnis definiert ist 27
Abbildung 2.1 : Schematischer Aufbau einer Einzelanlage im Hyrek
Abbildung 2.2 : Betriebsbereich des Umschaltmanagment einer Einzelanlage im
Abbildung 2.3 : Realisierung der Ablaufsteuerung zur automatischen Umschaltung der Betriebsmodie 43
Abbildung 2.4 Anzahl der aktiven Wechselrichter eines HyReK-Moduls in Abhängigkeit von der
Regelsollleistung des Moduls. Durch die Berücksichtigung der Leistungsänderung wird ein wiederholtes
Aktivieren und Deaktivieren einzelner Umrichter an den Stufengrenzen verhindert. Quelle: eigene
Darstellung
Abbildung 2.5 Kurvenschar der simulativ ermittelten Gesamtverlustleistungen über der Leistung am
Netzanschlusspunkt variiert wurd die Anzahl der aktiven Wechselrichter. Die dickere blaue Linie zeigt die
Anzahl der Wechselrichter, bei der die Gesamtverluste minimal ist. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 2.6 Oben: Ladestandverläufe aller 24 Batteriebänke bei der minloss-Strategie bei einem Ziel-
SOC von 60% (blau) und einem Ziel-SOC von 80% (gelb). Unten: Die zugehörigen Leistungen am
Netzanschlusspunkt in Verbindung mit der zulässigen Leistung entsprechend. Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 3.1 Aufbauschema des energiebilanztechnischen Basismodells. Quelle: eigene Darstellung . 53
Abbildung 3.2 Oberste Ebene im physikalischen HyReK Modell (Netzanschluss). Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.3 Modell eines HyReK Moduls im detaillierten elektrischen Modell. Quelle: eigene Darstellung 58
Abbildung 3.4 Modell eines HyReK Moduls im Powermodel. Quelle: eigene Darstellung 59
Abbildung 3.5 Leistungsübertragung der Transformatoren im Powermodel. Quelle: eigene Darstellung 60
Abbildung 3.6 Umrichter mit Simulink-SPS und Simscape . Quelle: eigene Darstellung 60
Abbildung 3.7 Umrichter DC-Seite mit Simscape. Quelle: eigene Darstellung 60
Abbildung 3.8 Umrichter AC-Seite mit Simulink-SPS. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.9 Umrichter mit Simulink-SPS aber ohne Simscape. Quelle: eigene Darstellung 61
Abbildung 3.10 Umrichter im Powermodel ohne Simulink-SPS und ohne Simscape. Quelle: eigene
Darstellung
Abbildung 3.11 Batteriemodell unter Simscape Blöcken. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.12 Batteriemodell ohne Simscape. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.13 Darstellung der nachträglich synchronisierten Signale von Netzfrequenz (oben) nominelle
PRL-Soll-Leistung, gemessene Leistung am Umrichter, gemessene Leistung an Batteriebank (unten)
jeweils im Detail (links)
Abbildung 3.14 Darstellung der nachträglich synchronisierten Signale von Netzfrequenz (oben) nominelle
PRL-Soll-Leistung, gemessene Leistung am Umrichter, gemessene Leistung an Batteriebank (unten)
jeweils im Detail (links)
Abbildung 3.15 Darstellung der nominalen P(f) Kennlinie in (Deutsche Ubertragungsnetzbetreiber 2020)
(links) und der im HyReK eingesetzten Kennlinie (rechts). Die grauen Flächen zeigen jeweils die
Freiheitsgrade an, die blauen Kurven die nominalen Kennlinien. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.16 Gegenüberstellung der modellierten und gemessenen Soll-Primärregelleistung. Quelle:
eigene Darstellung
Abbildung 3.17 Vergleich der Elektrokesselnutzung in Simulation und Messung. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.18 Simuliert wurde der August 2020 - Ausgewertet wird der SOC Fehler. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.19 Modellgenauigkeit bezüglich Leistung und Ladestand nach zwei Tagen. Quelle: eigene
Darstellung
Abbildung 3.20 Leistungsabweichung am Netzanschlusspunkt zwischen dem AC&DC Modell und dem
Leistungsflussmodell - links: Zeitreihe einer Woche rechts: Histogramm der Abweichungen. Quelle: eigene
Darstellung
Abbildung 3.21 Paarweiser Vergleich der Ladestände der drei Modellimplementierungen. Durch die SoC
Rundung auf 0,5% in den Modellen haben die Histogramme Wertelücken. Im Ergebnis gibt es einen
systematischen Ladungsverlust im Leistungsflussmodell. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.22 Vergleich modellierter und gemessener Power-to-Heat Energien. Quelle: eigene
Darstellung 70
Abbildung 3.23 Vergleich der mit dem energiebilanz-technischen Basismodell simulierten Energien mit
den gemessenen Energien. Alle Angaben sind in MWh. Die Messungen stehen in Klammern. Das Modell
wurde mit den sekündlichen Netzfrequenzwerten zwischen dem 06.08.2020 und dem 25.08.2020
betrieben. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.24 Vergleich der mit dem energetischen / technischen Model simulierten Energien mit den
gemessenen Energien. Alle Angaben sind in MWh. Die Messungen stehen in Klammern. Das Modell wurde

mit den sekündlichen Netzfrequenzwerten zwischen dem 06.08.2020 und dem 25.08.2020 betrieben.
Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.25 Struktur der Steuerung im Modell des HyReK. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 3.26 Systematische Erfassung von Kostendaten nach LCC. Quelle: eigene Darstellung basierend
auf ISO 15686-5 und DIN 60300
Abbildung 3.27 Verbindliche Bestandteile der Wirkungsabschätzungsphase. Quelle: eigene Darstellung
nach DIN EN ISO 14040:2009
Abbildung 3.28. Lebenszyklus unter Angabe verschiedener Systemgrenzen inkl. eingehender und
ausgehender Flüsse Die End-of-life Phase ist in dieser Studie nicht berücksichtigt gehört jedoch zur
cradle-to-grave Perspektive Quelle: eigene Darstellung 85
Abhildung 3.29 Systemfließhild aller berücksichtigten Komponenten des Produktsystems sowie der
Datenquellen Detaillerte Beschreibung in Besner (2021)
Abhildung 3 30 Aufbau des CSN-Durchlauferhitzers anhand der Bauzeichnung. Quelle: eigene Darstellung
nach Straßonburg (2017)
Abbildung 4.1 Anstauarung E. Kassal
Abbildung 4.2 Simulation der Wirkweise der DC Umschalteinheit auf den SOC der Batterie mittels
Abbildung 4.2 Simulation der Wirkweise der DC-Omschaltenmeit auf den SOC der Battene mittels
Aktivierung des Elektrokessels. Rot. Soll-Frequenz von So,000Hz, Schwarz. Ist-Frequenz im Zeitabschnitt
09.07.18 - 05:00 Ohr bis 09.07.18 - 09:00 Ohr, Grun : simulerter Ladezustand bzw. SOC der Batterie. Er
stellt das integral der Leistungsauf- und Abgabe der Batterie aus bzw. In das Netz dar. Biau: simulierte
Leistungsauthanme aus dem Netz durch den Elektrokessel
Abbildung 4.3 Schaltplan des aktuellen Hybridspeichersystems (HyRek 1) mit Thyristor und mechanischem
Schalter
Abbildung 4.4 Kommutierungsverfahren
Abbildung 4.5 Natürliche Kommutierungsverfahren: (a) Netzkommutierung, (b) Selbstkommutierung und
(c) Lastkommutierung ((Ravi Teja 2021), (Singh und Khanchandani 2007))
Abbildung 4.6 Arbeitsprinzip und Simulationsergebnisse der Spannungskommutierung
Abbildung 4.7 Arbeitsprinzip und Simulationsergebnisse der Stromkommutierung
Abbildung 4.8 Vergleich der Stromkommutierungsverfahren, (a) Standardverfahren, (b) Optimiertes
Verfahren
Abbildung 4.9 Vergleich der Stromkommutierungsverfahren, (a) Standardverfahren, (b) Optimiertes
Verfahren
Abbildung 4.10 Messergebnisse Stromkonmmutierungsschaltung ohne Klemmerdiode
Abbildung 4.11 Messergebnisse Stromkonmmutierungsschaltung mit Klemmerdiode100
Abbildung 4.12 Infineon Thyristor Modul als DC-Schalter, Kalkulation von Verlusten und thermischen
Character 101
Abbildung 4.13 Aufbau des Thyristorsatzes 102
Abbildung 4.14 Vollstromlabormuster (Version 1) des DC-Schalters und Versuchsaufbau und
Testergebnisse
Abbildung 4.15 (a) Mechanische Konstruktion des DC-Schalters mit zwei Thyristor Modulen, (b)
mechanische Konstruktion und Prototyp des P2H Schranks 104
Abbildung 4.16 Labortest des P2H Schranks
Abbildung 4.17 Testergebnisse des P2H Prototyps
Abbildung 4.18 Typprüfprotokoll der P2H-Einheit
Abbildung 4.19 Installation des P2H Schranks bei swb107
Abbildung 4.20 Ausgewählte Testergebnisse bei verschiedenen Betriebsarten
Abbildung 4.21 Prinzip Sektorenkopplung Strom mit Wärme

Abbildung 4.22 Wärmezähler	111
Abbildung 4.23 Datenblatt des Frequenzmessgerätes eines Hyrek-Moduls	111
Abbildung 4.24 Bus Anbindung eines HyReK Moduls	113
Abbildung 4.25: Schematischer Aufbau der Realisierung einer Anlage im Hyrek	114
Abbildung 4.26: Begrenzung des Stressfaktorraumes (Linie) der zyklischen Batterietests u	und
Stressfaktoreinstellungen der durchgeführten Messungen (Marker).	117
Abbildung 4.27: Kapazitätsverlust der kalendarischen Alterung bei verschiedenen SOC und Temperatur	ren.
Die Marker sind die Messdaten der je zwei pro Stressfaktoreinstellung getesteten Zellen, die Linie ist	das
Ergebnis der Kapazitätsverlustmodellierung (Krupp et al. 2022).	118
Abbildung 4.28: Incremental Capacity (IC) aufgetragen über der Batteriespannung. Die Änderung	der
markierten Peakflächen gibt Aufschluss über wirkende Alterungsmodi in der Batterie (Krupp et	al.
(submitted 2022))	119
Abbildung 4.29: Gemessener und modellierter Kapazitätsverlust bei (a): verschiedenen DOD bis 60% D	OD,
einer Stromrate von 0,5C und 50% mittlerem SOC. (b): 80% und 90% DOD, 0,5C und 50% mittlerem S	50C
und 100% DOD, 2C (Krupp et al. (submitted 2022)).	120
Abbildung 4.30: Validierung des Batteriealteurngsmodells. Gemessener Kapazitätsverlust der dynami	isch
gealterten Batteriezelle und Modellergebnisse aufgeteilt in kalendarische Alterung, Kapazitätsver	lust
durch Loss of Lithium Inventory (LLI) bei Zyklisierung und Kapazitätsverlust durch Loss of Active Mate	erial
(LAM) bei Zyklisierung (Krupp et al. (submitted 2022)).	121
Abbildung 5.1 Vergleich der 15 Minuten Leistungsmittelwerte von Modul 61 aus den Fernwärmeda	ten
mit den aus der DC-seitigen Umrichterleistung berechneten Werten. Datenguelle: swb, Darstellung: I	DLR
······································	123
Abbildung 5.2 Links: Zeitreihen der Wechselrichterleistung auf der DC-Seite und der Leistung	der
angeschlossenen Batteriebank. Rechts: Relative Abweichungshäufigkeiten zwischen beiden Signaler	n in
den ersten sieben Tagen des Augusts 2020. Die Auswerteintervalle des Histogramms sind 10 kW breit.	. Im
Histogramm sind Abweichungen zwischen -100 kW und 100 kW dargestellt. Datenguelle: s	wb,
Darstellung: DLR	124
Abbildung 5.3 Vergleich der mit den verschiedenen Betriebsstrategien aufgenommen Energi	ien.
Ausgewiesen ist der Anteil, der durch "Nachladen über Markt" eingekauft werden musste	129
Abbildung 5.4 Vergleich der mit den verschiedenen Betriebsstrategien abgegeben Energi	ien,
aufgeschlüsselt nach Ziel. Mit der "minloss"-Strategie werden die Verluste in den Umrichtern mehr	als
halbiert.	129
Abbildung 6.1 Betriebskonzepte im Rahmen der Dimensionierungshilfe – Variante 1, Quelle: (Schlach	hter
et al. 2020)	132
Abbildung 6.2 Auswertung der HyReK-Dimensionierung (Batteriekapazität und Ziel-SOC) in Abhängig	keit
von saisonalen Einflüssen basierend auf dem Modell aus Variante 1. Jeder der Datenpunkte zeigt	das
Ergebnis der Auswertung für ein Zeitdauer von 30 Tagen (30-Tage Block) im Zeitraum vom 01.01.2014	bis
31.12.2019 (72 Datenpunkte). Quelle: eigene Darstellung	133
Abbildung 6.3 Darstellung der Nettobarwerts in Abhängigkeit von saisonalen Einflüssen basierend	auf
dem Modell aus Variante 1. Jeder der Datenpunkte zeigt das Ergebnis der Auswertung für ein Zeitda	uer
von 30 Tagen (30-Tage Block) im Zeitraum vom 01.01.2014 bis 31.12. Quelle: eigene Darstellung	133
Abbildung 6.4 Betriebskonzepte im Rahmen der Dimensionierungshilfe – Variante 2. Quelle: ein	ene
Darstellung	135
Abbildung 7.1 Kapitalwertanalyse des HyReK über 15 Jahre. Es ist zudem eine Amortisationszeit für be	eide
Kriterien nach 13 Jahren zu erkennen. Quelle: (Draheim et al. 2020)	143
Kriterien nach 13 Jahren zu erkennen. Queile: (Draheim et al. 2020)	143

Abbildung 7.2 Aufstellung der Kosten und Einnahmen nach 15 Jahren Betrieb. Quelle: eigene Darstellung Abbildung 7.3. Relative Umweltwirkungen des HyReK-Systems inklusive aller relevanten Komponenten basierend auf der ILCD 2018 Midpoint Indikatoren Methode. Legende: PtH: power-to-heat. Quelle: Abbildung 7.4. Die absoluten Umweltwirkungen in der ILCD 2018 Kategorie Klimawandel für die HyReK-Hauptbestandteile bezogen auf die funktionelle Einheit MWhKap. Quelle: basierend auf Besner (2021) Abbildung 7.5: Umweltwirkungen (Klimawandel) der BESS-Bestandteile bezogen auf 1 MWh_{Kap} ohne Abbildung 7.6: Umweltwirkungen der Komponenten des Batteriemoduls. Quelle: basierend auf (Besner Abbildung 7.7: Relative Umweltwirkungen der Komponente der Batteriezelle. Quelle: basierend auf Abbildung 7.8: Relative Umweltwirkungen der Bestandteile der Kathode. Quelle: basierend auf Besner Abbildung 7.9: Umweltwirkungen ("climate change, total") nach Herstellungs- und Betriebsphase der jeweiligen Szenarien bezogen auf die funktionelle Einheit einer bereitgestellten MWhPRL in der Betriebsstrategie SOC70. Quelle: (Besner 2021)......153 Abbildung 7.10: Relative Veränderung der ILCD 2018 Umweltwirkungskategorien bei der Reduktion um 10% und 20% des positiven Aktivmaterials in der Kathode im Vergleich zum Basismodells. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Besner (2021)......154 Abbildung 7.11: Vergleich der Umweltwirkungen (climate change, total) der Batteriemodule anhand des Energiebedarfs bei BESS-Zellproduktion von zwei Literaturquellen und den geografischen Regionen Südkorea (KR) und China Jiangsu Province (CN-JS) bezogen auf eine MWh Batteriekapazität. Quelle: Abbildung 7.12: Vergleich der relevantesten Umweltwirkungskategorien bei Reduktion des Abbildung 7.13. Substitutionspotenziale des PtH-Moduls während des HyReK-Betriebs über 15 Jahre für das SOC70 uniform Szenario. Quelle: basierend auf Besner (2021) 156 Abbildung 7.14: Vergleich der Umweltwirkungen der Betriebsverluste und der Einfluss verschiedener Strommixe auf die Umweltwirkungen climate change, total und ionising radiation. Quelle: basierend auf Abbildung 7.15 Links: Strom-Spannungskennlinie der im leistungselektronischen DC-Schalter verwendeten Dioden. Rechts: Abhängigkeit der Verlustleistung eines leistungselektronischen DC-Schalters von der Stromstärke. Quelle: eigene Darstellung......162 Abbildung 7.16 Jahresdauerstromkennlinie an einem DC-Schalter ermittelt aus den Frequenzdaten des Abbildung 7.17: Modelliertes Energiesystem Bremen in QGIS. Die Strom- und Wärmenetzknoten sind mit Leitungen verbunden. Das Wärmenetz wurde nur in der unmittelbaren Umgebung des HyReK-Systems betrachtet. Alle Erzeuger und Verbraucher sind einem Netzknoten zugeordnet. Quelle: (Feller 2021). 165 Abbildung 7.18: Vorgehen bei der Simulation der Störereignisse. Hypothese: Mit steigendem Resilienzbeitrag sinken die Auswirkungen gleicher Störereignisse auf die Zielgröße. Die geringeren Auswirkungen sind durch den Vergleich der Zielgrößen feststellbar. Quelle: (Feller 2021)...... 166 Abbildung 7.19: Darstellung unterschiedlicher Szenarien, in denen die Störereigniswirkungen simuliert

Abbildung 7.20: Vorgehen bei der Bestimmung der Anzahl an ausfallenden Komponenten. Quelle: (Feller Abbildung 7.21. Die drei verschiedenen Dimensionen der Akzeptanz und deren Verbindungen. Quelle: in Anlehnung an Wüstenhagen et al. (2007)...... 173 Abbildung 7.22. Multiimpulsmodell für das HyReK-Konzept basierend auf den Interviews von Expert*innen (mit ,*' gekennzeichnet) inklusive der Treiber, Hemmnisse und (Leit)Akteure für die Markakzeptanz des HyReK-Konzepts. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Brand (2016) 181 Abbildung 7.23. Rainbow-plot der Software Visual Promethee für das Gewichtungsszenario "Equal Distribution". Die Technologien werden von links nach rechts nach ihrer Rangfolge aufgelistet. Auf der positiven y-Achse sind jeweils die Kriterien aufgelistet, die als Vorteil für die Technologie gewertet wurden. Auf der negativen y-Achse sind die Kriterien abgebildet, die als Nachteil für die Technologie aufgefasst werden. Die Größe der jeweiligen rechteckigen Boxen entspricht der Höhe der positiven und Beiträge. Die Farbe symbolisiert die Zugehörigkeit der Kriterien negativen zu den Bewertungsdimensionen: Grau – Technische Dimension; Grün – Ökologische Dimension; Gelb – Abbildung 7.24: Entwicklung der täglichen PRL-Leistungspreise vom 01/2020 bis zum 05/2021 gruppiert Abbildung 7.25: Lineare Korrelationsanalyse zwischen den täglichen Leistungspreise der Primärregelleistung und ausgewählte Zeitreihen für den Zeitraum vom 01/2020 bis zum 05/2021. Quelle: in Anlehnung an (BNetzA 2020b; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2021; Deutsche ÜNB Abbildung 7.26: Qualitative Einordnung von Einzelanwendungen für (Groß-)Batteriespeichersysteme basierend auf Experteninterviews im HyReK-Team & durchgeführten Marktanalysen. Legende: ,++': vielversprechend, ,+': geringes Potenzial, ,-': kein potenzial. Quelle: eigene Darstellung und Einschätzung Abbildung 7.27: Kapitalwertanalyse des HyReK für die Anwendung Primärregelleistung und Arbitrage Abbildung 7.28: Exemplarische Ergebnisdarstellung des entwickelten Kosten-Optimierungsmodells. Abbildung 7.29: Ausgewählte Lastprofile. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Seim et al. 2021) 199 Abbildung 7.30 Einsatz der Batterie für das Peak-Shaving je Kalendewoche für drei ausgewählte Branchenlastprofile nach (Seim et al. 2021). Aktiv: Peak-Shaving Einsätze sind in der jeweiligen Woche vorhanden, jedoch ohne Aussage über die Höhe und Dauer der Einsätze. Quelle: eigene Darstellung. 200 Abbildung 7.31 Resultierende Beanspruchung der Batterie in der Folge des Peak-Shavings (PS). Quelle: eigene Darstellung...... 200 Abbildung 7.32: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 11 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Abbildung 7.33: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 38 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Abbildung 7.34: Ökonomische Bewertung der Mehrfachanwendung PRL und Peak Shaving für das Industrielastprofil WZ 46 im Vergleich mit einem potentiellen Zukunftsszenario und der Abbildung 7.35: Ökonomischer Vergleich verschiedener Betriebsstrategien mit der zuvor verwendeten Betriebsstrategie "SOC90 uniform". Quelle: eigene Darstellung...... 206

Abbildung 7.36. Anteile der Energieerzeugungstechnologien am deutschen Gesamtenergiemix 2019 in
wöchentlicher Auflösung. Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA (2020)
Abbildung 7.37. Vergleich zweier Szenarien "SOC70 minloss" und "SOC70 uniform" relativer
wöchentlicher Abweichung von dem Jahresdurchschnitt der jeweiligen ILCD 2018
Umweltwirkungskategorie. Die Kategorie Ozone layer depletion wurde aufgrund geringer absoluter
Werte und dadurch hoher relativer Abweichungen vernachlässigt. Quelle: eigene Darstellung 211
Abbildung 7.38: Statische und dynamische Umweltwirkungen und Betriebsverluste des Jahres 2019 der
Betriebsstrategie "SOC70 minloss" bezogen auf eine MWh _{PRL} . Quelle: eigene Darstellung basierend auf
Besner (2021)
Abbildung 7.39: Vergleich der durchschnittlichen wöchentlichen Umweltwirkungen und Betriebsverlusten
nach Strategie und Szenario. Quelle: eigene Darstellung basierend auf Besner (2021)
Abbildung 7.40. Vergleich der verschiedenen Peak-Shaving Szenarien und der relativen wöchentlichen
Abweichung von dem Jahresdurchschnitt der jeweiligen ILCD 2018 Umweltwirkung. Quelle: eigene
Darstellung
Abbildung 7.41. Vergleich vom Standardgeschäftsmodell und Geschäftsmodell PRL und Peak Shaving (PS)
und deren Umweltwirkungen in der II CD 2018 Klimawandelwirkungskategorie. Quelle: eigene Darstellung
Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und
Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)
216 Abbildung 7.42 A-D: Sensitivitätsanalyse der PRL-Erlöse (A), der Batteriekosten (B), des Restwertes (C) und der Nachladekosten (D) in Abhängigkeit des Kapitalwerts (NPV). Die Veränderung der PRL-Erlöse wird prozentual zum Basiswert von 2019 (1500 €/MW) angegeben. Quelle: Willenbrock (2021)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1 Aus Netzfrequenz berechnete Primärregelenergie in MWh bezogen auf eine präqualifizierte
Leistung von einem Megawatt für die Jahre von 2014 bis 2020. Datenquelle: Dr. Gobmaier GmbH,
Darstellung: DLR
Tabelle 1.2 Relative Leistungen für die Zeitschwellen nach Abbildung 1.8 für die Jahre 2014 bis 2020.
Quelle: eigene Darstellung
Tabelle 1.3 Ausgewählte allgemeine technische Daten des HyReKs 11
Tabelle 1.4 Ausgewählte technische Daten des Batteriesystems 11
Tabelle 1.5 Ausgewählte technische Daten der Wechselrichter
Tabelle 1.6 Ausgewählte technische Daten der Elektrokessel
Tabelle 1.7: Aufteilung der Batteriekapazitäten im HyReK-System. Quelle: eigene Darstellung
Tabelle 1.8: Übersicht der Strompreisebestandteile
Tabelle 1.9: Sonderregelungen für Batteriespeicher. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Burchard
2021; Gährs et al. 2018; Schnabel und Kreidel 2018; BVES-Bundesverband Energiespeicher e.V., DIHK-
Deutscher Industrie- und Handelskammertag 2017; Doderer et al. 2018)
Tabelle 1.10: Kostenbelastung für einen Batteriespeicher mit ausschließlich Bezug und Einspeisung in das
öffentliche Netz
Tabelle 1.11: Kostenbelastung für einen Elektrokessel mit ausschließlichem Strombezug aus dem
öffentlichen Netz
Tabelle 1.12: Strompreisbestandteile für das Jahr 2019 (www.netztransparenz.de, Preisblätter
Wesernetz)
Tabelle 1.13: Überblick über die identifizierten Indikatoren in der ökonomischen Bewertung. Die Annuität
wurde im Rahmen des Projektes nicht betrachtet, da sie gegenüber dem Kapitalwert keinen
Erkenntnisgewinn liefert. Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Schuster und Rüdt von Collenberg
2017) und (Poggensee 2011) und (ISO 15686-5)
Tabelle 2.1: Übersicht über mögliche Anwendungen für das HyReK- Arbeitspreis = AP & Leistungspreis =
LP
Tabelle 2.2: Übersicht der analysierten Betriebszenarien
Tabelle 2.3: Übersicht der verwendeten Betriebszenarien für weiterführende Analysen
, Tabelle 3.1: Wichtige Elemente einer LCC Methode gemäß ISO 15686-5
Tabelle 3.2: Übersicht der Investitionskosten. Quelle: swb
Tabelle 3.3: Betriebs- und Wartungsparameter für die ökonomische Bewertung
Tabelle 3.4: Inputparameter für die Simulation des HyReK-Betriebs mit dem energiebilanztechnischen
Basismodell
Tabelle 4.1 Vergleich von Halbleitertechnologien
Tabelle 4.2 Technische Spezifikation des herunterskaliertem Labormusters
Tabelle 4.3 Technische Spezifikation des herunterskaliertem Labormusters
Tabelle 4.4 Messkanäle im Prozessdatenmanagementsystem TeBIS eines Moduls
Tabelle 5.1 Aus den Messungen am Hyßek berechnete KPIs
Tabelle 5.2 Gegenüberstellung der aus den Messungen identifizierten technische KPIs und Energien mit
denen aus den Simulationen verschiedener Steuerungsstrategien. Das U kennzeichnet die Strategien bei
denen die Last auf alle Bänke gleichverteilt wird ("uniform"), das M die Strategien, bei denen die Last auf
die optimale Anzahl von Bänken gleich verteilt wird ("minloss"). Die Zahl zeigt den Ziel-SOC an
Tabelle 6.1: Übersicht über mögliche Technologien in einem Wohnquartier
,

Tabelle 7.1: Übersicht der simulierten Betriebskosten für SOC 90 uniform des HyReK-Systems für das 15- und 30 min Kriterium. Quelle: eigene Simulationen mit dem energiebilanztechnischen Basismodell 142 Tabelle 7.2: Ökonomische Bewertung des HyReK in Bezug auf die in 1.4.1 definierten KPIs. Quelle: eigene Berechnungen
Tabelle 7.3. Unterteilung möglicher Störereignisse und Einordnung entsprechender Eigenschaften und Fähigkeiten resilienter Systeme (Gleich und Gößling-Reisemann 2015) 164
Tabelle 7.4: Mögliche Störereignisse, die im Rahmen der Monte-Carlo Simulationen in den verschiedenenSzenarien simuliert werden. Quelle: (Feller 2021)168
Tabelle 7.5: Anzahl an Komponentenausfällen bei konstanten / länger andauernden StörereignissenQuelle: (Feller 2021)170
Tabelle 7.6: Anzahl an Erzeugerausfällen bei abrupten / schnellen Störereignissen sowie die möglicheDauer des Ausfalls Quelle: (Feller 2021)170
Tabelle 7.7: Semiquantitative Zusammenfassung des Resilienzbeitrages des HyReKs hinsichtlich der Systemdienstleistung Versorgungssicherheit verglichen zum Basisszenario 1 (Ohne HyReK). Legende: +: weniger als 10% Durchläufe mit Ausfall, ++: weniger als 20% Durchläufe mit Ausfall, ++: weniger als 30% Durchläufe mit Ausfall. Quelle: (Feller 2021)
Tabelle 7.8: Semiquantitative Zusammenfassung des Resilienzbeitrages des HyReKs hinsichtlich der Systemdienstleistung Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Basisszenario 1 (ohne HyReK). Legende: -: höhere Kosten, o: keine Veränderung, +: Kosteneinsparung geringer als 0,5%, ++: Kosteneinsparungen größer als 0,5%. Quelle: (Feller 2021)
Tabelle 7.9. Die fünf verschiedenen Gewichtungsszenarien für die multikriterielle Bewertung alternativerTechnologien, die jeweils verschiedene Stakeholder repräsentieren. Quelle: Hoppe (2021)
Tabelle 7.11. Absolute und relative Auswertung der Rankings über die 25 MCDA Iterationen
Tabelle 7.13: technische Ergebnisse des Kosten-Optimierungsmodell zur Mehrfachanwendung Peak- Shaving und Primärregelleistung für drei ausgewählte Branchenlastprofile nach (Seim et al. 2021) 199 Tabelle 7.14 finanzieller Mehrwert der Mehrfachanwendung Peak-Shaving und Primärregelleistung im Vergleich zur Einzelanwendung PRL und keinem Peak-Shaving auf Basis des Kosten-Optimierungsmodell. Lastgänge basierend auf (Seim et al. 2021)
Tabelle7.15: Aufstellung der Anfangs- und Betriebskosten der drei betrachteten Lastprofile undBatteriegrößen. Quelle: Eigene Berechnungen
Tabelle 7.16: Anpassung der Betriebsstrategie SOC 90 uniform in AS 7.3.4. Quelle: eigene Darstellung206Tabelle 7.17: Vergleich von Steuern und Abgaben sowie dem Kapitalwert der analysiertenBetriebsstrategien
Tabelle 7.18: Kopplung der SMARD-Daten mit den jeweiligen ecoinvent-Datensätzen zur Abbildung desStrom-Mixes für die Betriebsphase im Beispieljahr 2019.208Tabelle 7.19: Vergleich des HyReK-Basisszenario mit einem Zukunftsszenarios mit optimierter
Dimensionierung und geringeren Batteriekosten. Quelle: eigene Darstellung
HyReK-System für den deutschen Primärregelleistungsmarkt. Die Zahlen basieren auf der Simulation eines BESS bzw. HyReK, deren Ergebnisse auf die nationale PRL Leistung von 573 MW hochskaliert wurden.
Contraction of the particular in the second se

Tabelle 8.1: Vergleich von gängigen Kathoder	nmaterialien für	Lithium-Batterien	(Mohamed	und Allam
2020; Nitta et al. 2015; Cheng et al. 2021)				279

Abkürzungsverzeichnis

Α

AbLaV	
Abschaltbaren Lasten Verordnung	
AC	
Alternating Current dt.	
Wechselstrom	
ALCA	
attributional LCA	

В

BDEW	
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	179
BESS	
Battery Energy Storage System	30
BEV	
Battery Electric Vehicle	80
BGH	
Bundesgerichtshof	17
BHKW	
Blockheizkraftwerk	85
BMBF	
Bundesministerium für Bildung und Forschung	223
BMS	
Batteriemanagementsystem	15
BMWi	
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	32
BNetzA	
Bundesnetzagentur	286
BOP	
Balance of plant	159

С

CEID	
Circular Economy Initiative Deutschland	283
CF	
Charakterisierungsfaktoren	
CPU	
Central Processing Unit - ist eine programmierbare elektronische Schaltung, die gemäß übergebenen	Befehlen andere
elektrische Schaltungen steuert und dabei einen Algorithmus vorantreibt.	72
CSV	
Comma-Separated Values	109

D

DC	
Direct Current	
DLCA	
Dynamic Life-cycle assessment - dynamische Lebenszyklusanalyse	207

Ε

EE	
Erneuerbare Energien	46
EEG	
Erneuerbare-Energien-Gesetz	282
EOL	
End-of-Life-Phase	81
EPEX	

Die europäische Strombörse EPEX SPOT SE (European Power Exchange) ist eine Börse für kurzfristigen Stromgroßhandel .286

F

FCE	
Full Cycle Equivalents	.73
fE	
Funktionelle Einheit	.82
FMU	
Functional Mock-Up Unit	.53

G

SWP	
Global Warming Potential	81

Н

НуRеК	
Hybridregelkraftwerk	1

I

IGBT	
Insulated Gate Bipolar Transistor	88
ILCD	
International Life Cycle Data	33
IRR	
Internal Rate of Return	30

К

AV
Konzessionsabgabenverordnung16
PI
Key Performance Indicator
SG
Klimaschutzgesetz
WK
Kraft-Wärme-Kopplung
WKG
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz16

L

LCA

Life-cycle assessment - Lebenszyklusanalyse	51
LCC	
life-cycle costing	
LCI	
Life Cycle Inventory	82
LCIA	
Life Cycle Impact Assessment	82
LCO	
Lithium Cobalt Oxide	287
LCOESA	
Levelized Costs of Electricity for Storage Applications	
LCOS	
Levelized Costs of Storage	30
LFP	
Lithium Iron Phosphate	287
LIB	
Lithium-Ionen-Batterien	80
LMO	
Lithium Ion Manganese Oxide	287
LNG	
Liquified Natural Gas	180
LP	
Leistungspreis	45

Μ

MCDA	
Multi Criteria Decision Analysis	183
MRL	
Minutenreserve bzw. Minutenregeleistung	45
MsbG	
Messstellenbetriebsgesetz	17

Ν

ICA	
Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxide	87
IEMoG	
Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur2	22
IPV	
Net Present Value	29
IsA	
Nutzen statt Abregeln	86

Ρ

PHS	
Pumped Hydro Storage	184
PLS	
Prozessleitsystem	15
PS	
Peak Shaving	200
PtH	
Power-to-Heat	13
PtX	
Power-to-X-Technologien	134

PV	
Photovoltaik	 139

R

RMSE	
Root Mean Squared Error	.66
RoCoF	
Rate of Change of Frequency	.10

S

SDL	
Systemdienstleistungen	285
SMARD	
Strommarktdaten	208
SOC	
State Of Charge	15
SOH	
State Of Health	109
SPS	
Specialized Power Systems Matlab/Simulink Toolbox	57
SRL	
Sekundärreserve bzw. Sekundärregelleistung	45
StromNEV	
Stromnetzentgeltverordnung	16
StromStG	
Stromsteuergesetz	17

Х

·	_
Хt	Р

9. Literaturverzeichnis

3M Company (2020): 3M Novec[™]1230 Feuerlöschmittel. Produktinformation. St. Paul, MN, USA. Online verfügbar unter https://multimedia.3m.com/mws/media/4800870/3mtm-novectm-1230-fire-protection-fluid.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2020.

AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hg.) (2019): AGFW - Hauptbericht 2018.Onlineverfügbarunterhttps://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedown-loads&p=436&u=0&g=0&t=1644493069&hash=b65d1343b4fab79bcefa38b04b1c0624f46ee1ec&file=/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2018.pdf, zuletzt geprüft am 23.09.2021.

Angenendt, Georg; Zurmühlen, Sebastian; Figgener, Jan; Kairies, Kai-Philipp; Sauer, Dirk Uwe (2020): Providing frequency control reserve with photovoltaic battery energy storage systems and power-to-heat coupling. In: *Energy* 194, Artikel 116923, S. 116923. DOI: 10.1016/j.energy.2020.116923.

Ausfelder, Florian; Serafin von Roon; Antje Seitz (Hg.) (2018): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Frankfurt am Main: DECHEMA. Online verfügbar unter https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_Kopernikus_Flexoptionen_Band+II_kompl.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2022.

BAFA (2021): Merkblatt elektrochemische Herstellung von Wasserstoff 2021. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Banza Lubaba Nkulu, Célestin; Casas, Lidia; Haufroid, Vincent; Putter, Thierry de; Saenen, Nelly D.; Kayembe-Kitenge, Tony et al. (2018): Sustainability of artisanal mining of cobalt in DR Congo. In: *Nature sustainability* 1 (9), S. 495–504. DOI: 10.1038/s41893-018-0139-4.

Battke, Benedikt M. (2014): Multi-purpose technologies, lock-in and efficiency: Policy implications from the case of stationary electricity storage. Unter Mitarbeit von Volker H. Hoffmann. ETH Zurich. Zürich, Switzerland.

Bauer, Christian (2010): Ökobilanz von Lithium-Ionen Batterien - Analyse der Herstellung von Energiespeichern für den Einsatz in Batteriefahrzeugen, Studie im Auftrag von Volkswagen AG. Paul Scherrer Institut, Labor für Energiesystem-Analysen (LEA). Villingen, Switzerland.

Baumann, Henrikke; Tillman, Anne-Marie (2004): The hitch hiker's guide to LCA. An orientation in life cycle assessment methodology and application. Lund, Sweden: Studentlitteratur.

Baumann, M.; Peters, J. F.; Weil, M.; Grunwald, A. (2017): CO2 Footprint and Life-Cycle Costs of Electrochemical Energy Storage for Stationary Grid Applications. In: *Energy Technol.* 5 (7), S. 1071–1083. DOI: 10.1002/ente.201600622.

BDEW (Hg.) (2020): Positionspapier Power-to-Heat. Ein Baustein der Sektorenkopplung für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200427_Power-to-Heat.pdf, zuletzt geprüft am 09.02.2022.

Bengtsson, Marcus; Kurdve, Martin (2016): Machining Equipment Life Cycle Costing Model with Dynamic Maintenance Cost. In: *Procedia CIRP* 48, S. 102–107. DOI: 10.1016/j.procir.2016.03.110.

Benini, Lorenzo; Mancini; Lucia; Serenella, Sala; Manfredi, Simone; Schau, Erwin M.; Pant, Rana (2014): Normalisation method and data for Environmental Footprints. European Commission - Joint Reserach Center (Report EUR 26842 EN).

Berckmans, Gert; Messagie, Maarten; Smekens, Jelle; Omar, Noshin; Vanhaverbeke, Lieselot (2017): Cost Projection of State of the Art Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles Up to 2030. In: *Energies* 10 (9), S. 1314. DOI: 10.3390/en10091314.

Bermejo, Carlos; Geissmann, Thomas; Möller, Timo; Nägele, Florian; Winter, Raffael (2021): The impact of electromobility on the German electric grid. In: *McKinsey and Company*.

Besner, Rebekka (2021): Vergleich einer statischen und dynamischen Ökobilanzierung eines Hybridregelkraftwerks unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsstrategien. HTW Berlin, DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme Oldenburg. Berlin, Oldenburg, Germany.

best gmbh marketing services (2020): Prospektmappe Bewehrung. Online verfügbar unter www.baustahlgewebe.com, zuletzt geprüft am 06.07.2020.

Biegert, Claus; Hamm, Horst; Kriener, Manfred; Hermeyer, Günter; Snyder, Susi; Schneider, Mycle et al. (2019): Uranatlas 2019. Daten und Fakten über den Rohstoff des Atomzeitalters. Hg. v. Le Monde diplomatique, Nuclear Free Future Foundation, Rosa-Luxemburg-Stiftung, Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Online verfügbar unter https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp132.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2020.

Biscoping, Michaela; Kampen, Rolf (2017): Zusammensetzung von Normalbeton – Mischungsberechnung. Zement-Merkblatt Betontechnik. Hg. v. InformationsZentrum Beton GmbH. Erkrath (B 20), zuletzt geprüft am 08.07.2020.

Blitzschutz Graff GmbH (2018a): Angebot - Erstellung einer Erdungsanlage für das BV: Hyrek, Hastedt, SWB.

Blitzschutz Graff GmbH (2018b): Objekt: Kraftwerk Hastedt, HyReK Anlage Erdung. Erdungs- und Blitzschutzanlage. AutoCAD-Zeichnung. Bergisch Gladbach.

BMU (2021): Das neue Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/mehrklimaschutz, zuletzt geprüft am 23.09.2021.

BMWi (Hg.) (2020): Newsletter: Energiewende direkt. EEG-Umlage sinkt 2021. Online verfügbar unter https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/11/Meldung/News1.html, zu-letzt aktualisiert am 05.07.2021.

BMWi (Hg.) (2021): Studien des BMWi zur Energiewende und den Auswirkungen auf Investitionen, Wachstum und Beschäftigung. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/arbeitsplaetze-und-beschaeftigung.html, zuletzt geprüft am 24.09.2021.

BMWi (Hg.) (2022): Europäischer Emissionshandel – wichtig für die Energiewende. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/emissionshandel.html, zuletzt aktualisiert am 28.01.2022, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

BNetzA (2020a): Monitoringbericht 2020, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

BNetzA (2020b): SMARD Strommarktdaten. Daten herunterladen (realisierte & prognostizierte Stromerzeugung). Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.smard.de/home/downloadcenter/, zuletzt geprüft am 05.07.2021.

BNetzA (2021a): Monitoringbericht 2021. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 09.02.2022.

BNetzA (Hg.) (2021b): Nut-zen statt Ab-re-geln. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/59_BesonderhUENB/595_Nutzen_Abreg/BK8_Nutze n_Abreg_node.html, zuletzt geprüft am 06.08.2021.

Bobba, Silvia; Mathieux, Fabrice; Ardente, Fulvio; Blengini, Gian Andrea; Cusenza, Maria Anna; Podias, Andreas; Pfrang, Andreas (2018): Life Cycle Assessment of repurposed electric vehicle batteries: an adapted method based on modelling energy flows. In: *Journal of Energy Storage* 19, S. 213–225. DOI: 10.1016/j.est.2018.07.008.

Bos, Ulrike; Horn, Rafael; Beck, Tabea; Lindner, Jan Paul; Fischer, Matthias (2016): Lanca - Characterization factors for life cycle impact assessment Version 2.0. Fraunhofer Institute for Building Physics. Stuttgart, Germany.

Boulay, Anne-Marie; Bare, Jane; Benini, Lorenzo; Berger, Markus; Lathuillière, Michael J.; Manzardo, Alessandro et al. (2018): The WULCA consensus characterization model for water scarcity footprints: assessing impacts of water consumption based on available water remaining (AWARE). In: *Int J Life Cycle Assess* 23 (2), S. 368–378. DOI: 10.1007/s11367-017-1333-8.

Boxleitner, Martin; Brauner, Günther (2009): Virtuelle Schwungmassen. In: *6. Internationale Energiewirt-schaftstagung an der TU Wien (IEWT 2009)*. Online verfügbar unter https://publik.tuwien.ac.at/files/Pub-Dat_180872.pdf.

Braeuer, Fritz; Rominger, Julian; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2019): Battery storage systems: An economic model-based analysis of parallel revenue streams and general implications for industry. In: *Applied Energy* 239, S. 1424–1440. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.050.

Brand, Urte (2016): Leitkonzepte Nachhaltigkeit und Resilienz als Richtungsgeber in Transformationsprozessen von Energiesystemen. Universität Bremen. Bremen.

Bühler, Jochen; Resch, Matthias; Wiemann, Johannes; Twele, Jochen (2015): Lebenszyklusanalyse von Großbatterien am deutschen Regelenergiemarkt. In: *9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien* 2015, S. 1–44. DOI: 10.13140/RG.2.1.4454.6400.

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2021): Positives Signal für den Klimaschutz: 40 Prozent Wachstum bei Wärmepumpen. Online verfügbar unter https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/de-tails/positives-signal-fuer-den-klimaschutz-40-prozent-wachstum-bei-waermepumpen/#content, zuletzt geprüft am 06.08.2021.

Burchard, von Friedrich (2021): Rückfragen zum Blogbeitrag "Stromspeicher im deutschen Ordnungsrahmen", 11.01.2021. E-Mail.

BVES-Bundesverband Energiespeicher e.V., DIHK-Deutscher Industrie- und Handelskammertag (Hg.) (2017): Faktenpapier Energiespeicher - Rechtsrahmen, Geschäftsmodell, Forderungen. Berlin, Brüssel.

Cardellini, Giuseppe; Mutel, Christopher L.; Vial, Estelle; Muys, Bart (2018): Temporalis, a generic method and tool for dynamic Life Cycle Assessment. In: *The Science of the total environment* 645, S. 585–595. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.07.044.

CEID (2021): Circular Economy Initiative Deutschland. Online verfügbar unter https://www.circular-economy-initiative.de/, zuletzt geprüft am 09.08.2021.

Chen, Wei; Lei, Tianyu; Wu, Chunyang; Deng, Min; Gong, Chuanhui; Hu, Kai et al. (2018): Designing Safe Electrolyte Systems for a High-Stability Lithium-Sulfur Battery. In: *Adv. Energy Mater.* 8 (10), S. 1702348. DOI: 10.1002/aenm.201702348.

Cheng, Hui; Shapter, Joseph G.; Li, Yongying; Gao, Guo (2021): Recent progress of advanced anode materials of lithium-ion batteries. In: *Journal of Energy Chemistry* 57, S. 451–468. DOI: 10.1016/j.jechem.2020.08.056.

Chukka, Pragna (2016): Current Commutated chopper - Engineering notes. Online verfügbar unter http://engineeringwrittennotes.blogspot.com/2016/07/current-commutated-chopper-enginee-ring.html, zuletzt aktualisiert am 07.07.2016, zuletzt geprüft am 25.08.2022.

Classen, Mischa; Ruiz, Emilia Moreno; Weidema, Bo; Hischier, Roland (1994-2019): Ecoinvent 3.6 dataset documentation. ferromanganese production, high-coal, 74.5% Mn - RER.

Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Hg.) (2018): BMWi-Vorhaben "Netzentgelte": Auswertung von Referenzstudien und Szenarienanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Aachen, Karlsruhe.

Cui, Yingzhi; Du, Chunyu; Yin, Geping; Gao, Yunzhi; Zhang, Lingling; Guan, Ting et al. (2015): Multi-stress factor model for cycle lifetime prediction of lithium ion batteries with shallow-depth discharge. In: *Journal of Power Sources* 279, S. 123–132. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.01.003.

Dai, Qiang; Kelly, Jarod C.; Gaines, Linda; Wang, Michael (2019): Life Cycle Analysis of Lithium-Ion Batteries for Automotive Applications. In: *Batteries* 5 (2), S. 48. DOI: 10.3390/batteries5020048.

David, Andrei; Mathiesen, Brian Vad; Averfalk, Helge; Werner, Sven; Lund, Henrik (2017): Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. In: *Energies* 10 (4), S. 578. DOI: 10.3390/en10040578.

Dell-Almak, Olga; Dick, Bernhard; Dietrich, Andreas; Gall, Jan; Hasselmann, Maike; Grunwald, Leander et al. (2018): Gemeinsamer Abschlussbericht des Forschungsvorhabens "Die Stadt als Speicher". Föderkennzeichen 0325527.

Deshpande, Rutooj D.; Bernardi, Dawn M. (2017): Modeling Solid-Electrolyte Interphase (SEI) Fracture: Coupled Mechanical/Chemical Degradation of the Lithium Ion Battery. In: *J. Electrochem. Soc.* 164 (2), A461-A474. DOI: 10.1149/2.0841702JES.

Deutsche ÜNB (2014a): Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb. Hg. v. ÜNB. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf.

Deutsche ÜNB (2014b): Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL, zuletzt geprüft am 18.02.2020.

Deutsche ÜNB (2018): Frequenzstabilität Notwendiges Zeitverhalten bei Über-und Unterfrequenz. Hg. v. ÜNB.

Deutsche ÜNB (2020a): Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland.

Deutsche ÜNB (2020b): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Stand 01.09.2020. Online verfügbar unter https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahU-KEwj4tIHZ9M3tAhXM-6QKHRLPCfwQFjACegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.regelleis-

tung.net%2Fext%2Fdownload%2Fpq_capacity&usg=AOvVaw20NKVIxMH4kNtds6d1bYXD, zuletzt aktualisiert am 15.11.2020.

Deutsche ÜNB (2020c): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Stand 01.09.2020. Die Übertragungsnetzbetreiber.

Deutsche ÜNB (2020d): regelleistung.net. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Hg. v. Deutsche ÜNB. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/static/prl, zuletzt geprüft am 03.11.2020.

Deutsche ÜNB (Hg.) (2021): regelleistung.net - Datencenter. Ergebnisse Ausschreibung PRL. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/, zuletzt aktualisiert am 05.07.2021.

Deutsche ÜNB (2022): regelleistung.net. Online verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/, zuletzt aktualisiert am 28.01.2022, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Deutscher Bundestag (Hg.) (2020): Fragen zur Entwicklung der netzentgelte im Stromsektor. Berlin.

Die Europäische Kommission (2017): Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Text von Bedeutung für den EWR.) 220. Online verfügbar unter http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/deu.

DIN EN 60300 (2005): Teil 3-3: Anwendungsleitfaden - Lebenszykluskosten.

Ding, Yuanli; Cano, Zachary P.; Yu, Aiping; Lu, Jun; Chen, Zhongwei (2019): Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives. In: *Electrochem. Energ. Rev.* 2 (1), S. 1–28. DOI: 10.1007/s41918-018-0022-z.

Dirican, Mahmut; Yan, Chaoyi; Zhu, Pei; Zhang, Xiangwu (2019): Composite solid electrolytes for all-solidstate lithium batteries. In: *Materials Science and Engineering: R: Reports* 136, S. 27–46. DOI: 10.1016/j.mser.2018.10.004.

DNV GL (2016): Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP. Pacificorp.

Doderer, Hannes; Steffensen, Sophia; Schäfer-Stradowsky, Simon (2018): Power to Heat Eine Chance für die Energiewende. erstellt im Rahmen von SINTEG-WINDNODE. Hg. v. IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. Berlin, Greifswald, Stuttgart.

Dornberger, Johannes; Miller, John A.; Schönberg, Sebastian (2021): AGFW-Stellungnahme zum "Dialog Klimaneutrale Waerme - Zielbild, Bausteine und Weichenstellung 2030/2050" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Februar 2020. Hg. v. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. Frankfurt am Main.

Draheim, Patrick; Schlachter, Uli; Wigger, Henning; Worschech, Alena; Brand, Urte; Diekmann, Theys et al. (2020): Business case analysis of hybrid systems consisting of battery storage and power-to-heat on the German energy market. In: *Utilities Policy* 67, S. 101110. DOI: 10.1016/j.jup.2020.101110.

Dress, Tim; Wiede, Thomas; Meinecke, Mario; König, Regina (2020.000Z): Netzentwicklungsplan Strom. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 09.09.2020.000Z. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2020.158Z.

Droege, Peter; Stadler, Ingo; Trimborn, Christoph (Hg.) (2020): Load Profile Analysis of Medium Voltage Regulating Transformers on Battery Energy Storage Systems (BESS). Proceedings of the 14th International Renewable Energy Storage Conference 2020 (IRES 2020). Düsseldorf Germany. Online verfügbar unter https://www.atlantis-press.com/proceedings/ires-20/125952228, zuletzt geprüft am 09.02.2021.

Drünert, Sebastian; Neuling, Ulf; Timmerberg, Sebastian; Kaltschmitt, Martin (2019): Power-to-X (PtX) aus "Überschussstrom" in Deutschland – Ökonomische Analyse. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (3), S. 173–191. DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7.

Dubet, G. K. (1983): Classification of Thyristor Commutation Methods. In: *IEEE Trans. on Ind. Applicat*. IA-19 (4), S. 600–606. DOI: 10.1109/TIA.1983.4504260.

EC-JRC (2010): International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook. General guide for life cycle assessment : detailed guidance. European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability. First edition March 2010. Luxembourg: Publications Office of the European Union (Scientific and technical research series, EUR 24708).

ecoinvent (2019): ecoinvent 3.6. Zurich, Switzerland. Online verfügbar unter https://www.ecoinvent.org/home.html, zuletzt aktualisiert am 30.07.2020, zuletzt geprüft am 30.07.2020.

Ellingsen, Linda Ager-Wick; Majeau-Bettez, Guillaume; Singh, Bhawna; Srivastava, Akhilesh Kumar; Valøen, Lars Ole; Strømman, Anders Hammer (2014): Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. In: *Journal of Industrial Ecology* 18 (1), S. 113–124. DOI: 10.1111/jiec.12072.

Energie-Atlas bayern (2022): Erste Kommune als "Gestalter im Team Energiewende Bayern" ausgezeichnet. Projektträger: Fuchstal, zuletzt aktualisiert am 31.01.2022.

Engels, Jonas; Claessens, Bert; Deconinck, Geert (2020): Optimal Combination of Frequency Control and Peak Shaving With Battery Storage Systems. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 11 (4), S. 3270–3279. DOI: 10.1109/TSG.2019.2963098.

Englberger, Stefan; Hesse, Holger; Hanselmann, Nina; Jossen, Andreas (2019): SimSES Multi-Use: A simulation tool for multiple storage system applications. In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916568.

Englberger, Stefan; Jossen, Andreas; Hesse, Holger (2020): Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications. In: *Cell Reports Physical Science* 1 (11), S. 100238. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100238.

Enseling, Andreas; Vaché, Martin; Hinz, Eberhard (2015): Weiterentwicklung der Lebenszykluskosten-Methodik - Endbericht. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU). Darmstadt.

Farjana, Shahjadi Hisan; Huda, Nazmul; Mahmud, M. ParvezA. (2019): Life cycle assessment of cobalt extraction process. In: *Journal of Sustainable Mining* 18 (3), S. 150–161. DOI: 10.1016/j.jsm.2019.03.002.

Fazio, Simone; Castellani, V.; Sala, Serenella; Schau, Erwin M.; Secchi, M.; Zampori, L.; Diaconu, E. (2018): Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment method. New models and differences with ILCD. Luxembourg (EUR 28888 EN).

Feller, Lars (2021): Entwicklung eines Bewertungsschemas zur Abschätzung des Resilienzbeitrages eines Hybridregelkraftwerks. Technische Universität Darmstadt, DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme Oldenburg. Oldenburg, Darmstadt, Germany.

Feron, Baptiste; Monti, Antonello (2018): Domestic Battery and Power-to-Heat Storage for Self-Consumption and Provision of Primary Control Reserve. In: 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). Dublin, Ireland, 11.06.2018 - 15.06.2018: IEEE, S. 1–6.

Figgener, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29, S. 101153. DOI: 10.1016/j.est.2019.101153.

Figgener, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp; Linßen, Jochen; Haberschusz, David; Wessels, Oliver et al. (2021): The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. In: *Journal of Energy Storage* 33, S. 101982. DOI: 10.1016/j.est.2020.101982.

Fischhaber, Sebastian; Regett, Anika; Schuster, Simon F.; Hesse, Holger (2016): Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen. 1. Aufl. Reinheim, Deutschland: Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (BuW).

Fleer, Johannes; Zurmühlen, Sebastian; Badeda, Julia; Stenzel, Peter; Hake, Jürgen-Friedrich; Sauer, Dirk Uwe (2016): Model-based Economic Assessment of Stationary Battery Systems Providing Primary Control Reserve. In: *Energy Procedia* 99, S. 11–24. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.093.

Fleer, Johannes; Zurmühlen, Sebastian; Meyer, Jonas; Badeda, Julia; Stenzel, Peter; Hake, Jürgen-Friedrich; Sauer, Dirk Uwe (2018): Techno-economic evaluation of battery energy storage systems on the primary control reserve market under consideration of price trends and bidding strategies. In: *Journal of Energy Storage* 17, S. 345–356. DOI: 10.1016/j.est.2018.03.008.

Florin, Marie-Valentine; Linkov, Igor (2016): IRGC Resource guide on Resilience. International Risk Governance Center. Lausanne, Switzerland.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021): Energy-Charts. Preise - Börsenstrompreise. On-lineverfügbarunterhttps://energy-charts.info/charts/price_spot_mar-ket/chart.htm?l=de&c=DE&year=2020&interval=year,https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&year=2021&interval=year,zuletzt geprüftam 05.07.2021.bitbit

Frischknecht, Rolf (1999): Umweltrelevanz natürlicher Kältemittel. Ökobilanzen von Wärmepumpen und Kälteanlagen -Anhang zum Schlussbericht. Bundesamt für Energie. Bern, Schweiz.

Gährs, Swantje; Knoefel, Jan; Cremer, Noelle (2018): Politische Zielsetzungen und rechtlicher Rahmen für Quartierspeicher - Bestandsaufnahme der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und Diskurse. Projekt ESQUIRE, Arbeitspapier. Berlin.

Gasser, Patrick; Lustenberger, Peter; Cinelli, Marco; Kim, Wansub; Spada, Matteo; Burgherr, Peter et al. (2021): A review on resilience assessment of energy systems. In: *Sustainable and Resilient Infrastructure* 6 (5), S. 273–299. DOI: 10.1080/23789689.2019.1610600.

Geissler; Groß; Keiler; Neumann; Oelinger; BernHold et al. (2011): Lebenszykluskosten Prognosemodell. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.

Gerhardt, Norman; Ganal, Irina; Jentsch, Mareike; Rodriguez, Juan; Stroh, Kilian; Buchmann, Elisabeth Klara (2019): ENTWICKLUNG DER GEBÄUDEWÄRME UND RÜCKKOPPLUNG MIT DEM ENERGIESYSTEM IN -95 % THGKLIMAZIELSZENARIEN. Teilbericht im Rahmen des Projektes: TRANSFORMATIONSPFADE IM WÄRMESEKTOR – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem. Hg. v. Fraunhofer IEE. Kassel.

Gewald, Tanja; Candussio, Adrian; Wildfeuer, Leo; Lehmkuhl, Dirk; Hahn, Alexander; Lienkamp, Markus (2020): Accelerated Aging Characterization of Lithium-ion Cells: Using Sensitivity Analysis to Identify the Stress Factors Relevant to Cyclic Aging. In: *Batteries* 6 (1), S. 6. DOI: 10.3390/batteries6010006.

GitHub (2021a): CATIA-Systems/FMIKit-Simulink. Online verfügbar unter https://github.com/CATIA-Systems/FMIKit-Simulink, zuletzt aktualisiert am 08.03.2021, zuletzt geprüft am 08.03.2021.

GitHub (2021b): CATIA-Systems/FMPy. Online verfügbar unter https://github.com/CATIA-Systems/FMPy, zuletzt aktualisiert am 08.03.2021, zuletzt geprüft am 08.03.2021.

Gleich, A. v.; Gößling-Reisemann, Stefan (2015): Resilienz als Leitkonzept für regionale Entwicklung und Klimaanpassung. Hg. v. A. v. Gleich und B. Siebenhüner. Metropolis Verlag. Marburg (Regionale Klimaanpassung im Küstenraum (S. 20-21)).

Gobmaier GmbH (2022): Historische Messdaten | Gobmaier.de. Online verfügbar unter https://www.gobmaier.de/produkt1.html, zuletzt aktualisiert am 18.01.2022, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Godin, Hélène (2020): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Flexibilitätssteckbrief der Papierindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Greim, Peter; Solomon, A. A.; Breyer, Christian (2020): Assessment of lithium criticality in the global energy transition and addressing policy gaps in transportation. In: *Nature communications* 11 (1), S. 4570. DOI: 10.1038/s41467-020-18402-y.

Grosse, Benjamin; Werner, Yannick; Held, Denise; Selinger, Joschka; Schäfer-Stradowsky, Simon; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2020): Bewertung regulatorischer Maßnahmen der Sektorenkopplung für den Einsatz von Power-to-Heat. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 44 (4), S. 261–274. DOI: 10.1007/s12398-020-00287-5.

Guminski, Andrej (2017): Power-to-Heat in der industriellen Prozesswärme – technische Potenziale und Kosten für ausgewählte Beispiele. 3. Dialogplattform Power-to-Heat. Berlin, 16.05.2017.

Guo, Feng; Schlipf, David (2021): A Spectral Model of Grid Frequency for Assessing the Impact of Inertia Response on Wind Turbine Dynamics. In: *Energies* 14 (9), S. 2492. DOI: 10.3390/en14092492.

Habermehl, Johannes (2019): Achtung: Sturmtief Franz bringt heute schwere Sturmböen! Hg. v. Meteored - Alpred S.L. DasWetter.com. Online verfügbar unter https://www.daswetter.com/nachrichten/aktuel-les/achtung-sturmtief-franz-bringt-heute-schwere-sturmboen.html.

Haffert, Claus (2020): Flexibler Strompreis: gewünscht, möglich, aber noch nicht in Sicht. In: *heise online*, 01.07.2020. Online verfügbar unter https://www.heise.de/news/Flexibler-Strompreis-gewuenscht-moeglich-aber-noch-nicht-in-Sicht-4800289.html, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Hannah Ritchie; Max Roser (2020): Energy. South Korea: Energy Country Profile. In: *Our World in Data*. Online verfügbar unter https://ourworldindata.org/energy/country/south-korea?country=~KOR#what-sources-does-the-country-get-its-energy-from.

Haram, Mohammed Hussein Saleh Mohammed; Lee, Jia Woon; Ramasamy, Gobbi; Ngu, Eng Eng; Thiagarajah, Siva Priya; Lee, Yuen How (2021): Feasibility of utilising second life EV batteries: Applications, lifespan, economics, environmental impact, assessment, and challenges. In: *Alexandria Engineering Journal* 60 (5), S. 4517–4536. DOI: 10.1016/j.aej.2021.03.021.

Haug, Gerald H.; Spath, Dieter; Hatt, Hanns (2021): Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? Halle (Saale), München, Mainz (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung).

Hauschild, Michael Z.; Rosenbaum, Ralph K.; Olsen, Stig Irving (Hg.) (2018): Life Cycle Assessment. Theory and Practice. Cham: Springer International Publishing. Online verfügbar unter https://www.rivm.nl/bibli-otheek/rapporten/2016-0104.pdf.

Heidelberger Beton GmbH (2019): Heidelberger Leichtbeton – Der Leichtbaustoff für anspruchsvolle Konstruktionen, zuletzt geprüft am 20.11.2020.

Heijungs, Reinout (2020): On the number of Monte Carlo runs in comparative probabilistic LCA. In: *Int J Life Cycle Assess* 25 (2), S. 394–402. DOI: 10.1007/s11367-019-01698-4.

Helukabel (2015): Technisches Datenblatt A-2Y(L)2Y. Bd Fernmelde-Außenkabel, nach DIN VDE 0816, Schichtenmantel, ungefüllt. Online verfügbar unter https://www.helukabel.com/de/produkte/a-2y-l-2y-bd-opc-STD_34100.html, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

Hemmelskamp, Jens (1999): Umweltpolitik und technischer Fortschritt: Eine theoretische und empirische Untersuchung der Determinanten von Umweltinnovationen. Physica Verlag. Heidelberg.

Hiremath, Mitavachan; Derendorf, Karen; Vogt, Thomas (2015): Comparative life cycle assessment of battery storage systems for stationary applications. In: *Environmental science & technology* 49 (8), S. 4825– 4833. DOI: 10.1021/es504572q.

Hollinger, Raphael; Diazgranados, Luis M.; Wittwer, Christof; Engel, Bernd (2016): Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation. In: *Energy Procedia* 99, S. 204–214. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.111.

Hoppe, Lukas (2021): Comparative multi-criteria assessment of frequency containment reserve technologies – A case study of the German hybrid regulating power station. Technical University of Denmark, DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme. Kopenhagen, Dänemark, Oldenburg, Germany.

Hydrosion GmbH: Projekt UnLimited. Online verfügbar unter https://www.geothermal-lithium.org/, zuletzt geprüft am 06.08.2021.

ifeu, adelphi, Ecofys, PwC, dena, AEE (Hg.) (2017): Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". Unter Mitarbeit von Martin Pehnt, Michael Nast, Christian Götz, Sebastian Blömer, Anton Barackhausen, David Schröder et al. Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, April. Ilyas, Muhammad; Kassa, Freselam Mulubrhan; Darun, Mohd Ridzuan (2021): Life cycle cost analysis of wastewater treatment: A systematic review of literature. In: *Journal of Cleaner Production* 310, S. 127549. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.127549.

IRENA (2017): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi.

ISE (2019): Cobalt. Preise, Geschichte, Vorkommen, Gewinnung und Verwendung. Institut für Seltene Erden und strategische Metalle e.V. Mönchengladbach. Online verfügbar unter https://institut-seltene-erden.de/seltene-erden-und-metalle/strategische-metalle-2/kobalt/, zuletzt aktualisiert am 09.11.2020.000Z, zuletzt geprüft am 09.11.2020.217Z.

ISO 15686-5 (2008). Buildings and constructed assets - Service-life planning - Life-cycle costing.

Jahn, Andreas; Graichen, Patrick; Lenck, Thorsten (2019): Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichun-gen/netzentgelte-2019-zeit-fuer-reformen/, zuletzt geprüft am 21.01.2022.

Janda, Agnes (2016): Kläranlagen im Virtuellen Kraftwerk –Ein Beitrag zur Systemstabilität Strom. KLÄRANLAGEN UND WASSERWERKE IN VIRTUELLEN KRAFTWERKEN. Gelsenwasser AG, 03.11.2016.

Jesse, Bernhard-Johannes; Heinrichs, Heidi Ursula; Kuckshinrichs, Wilhelm (2019): Adapting the theory of resilience to energy systems: a review and outlook. In: *Energ Sustain Soc* 9 (27), S. 1–19. DOI: 10.1186/s13705-019-0210-7.

Johnson, Samuel C.; Rhodes, Joshua D.; Webber, Michael E. (2020): Understanding the impact of nonsynchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways. In: *Applied Energy* 262, S. 114492. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114492.

Jomaux, Julien; Mercier, Thomas; Jaeger, Emmanuel de (2017): Provision of frequency containment reserves with batteries and power-to-heat. In: *2017 IEEE Manchester PowerTech*, S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2017.7980915.

KABECK (2020): NYY-J / NYY-O Starkstromkabel. Kabeck Kabel GmbH. Online verfügbar unter http://www.kabeck.de/produktblaetter/NYY-J-NYY-O.pdf, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

Kamath, Dipti; Arsenault, Renata; Kim, Hyung Chul; Anctil, Annick (2020): Economic and Environmental Feasibility of Second-Life Lithium-Ion Batteries as Fast-Charging Energy Storage. In: *Environmental science* & technology 54 (11), S. 6878–6887. DOI: 10.1021/acs.est.9b05883.

Kambanou, Marianna Lena (2020): Life Cycle Costing: Understanding How It Is Practised and Its Relationship to Life Cycle Management—A Case Study. In: *Sustainability* 12 (8), S. 3252. DOI: 10.3390/su12083252.

Kloess, M. (2012): Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment. In: *9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012)*, S. 1–8. DOI: 10.1109/EEM.2012.6254729.

Koj, Jan Christian; Stenzel, Peter; Schreiber, Andrea; Hennings, Wilfried; Zapp, Petra; Wrede, Gunnar; Hahndorf, Ina (2015): Life Cycle Assessment of Primary Control Provision by Battery Storage Systems and Fossil Power Plants. In: *Energy Procedia* 73, S. 69–78. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.563.

Korpi, Eric; Ala-Risku, Timo (2008): Life cycle costing: a review of published case studies. In: *Managerial Auditing Journal* 23 (3), S. 240–261. DOI: 10.1108/02686900810857703.

Kost, Christoph; Schick, Christoph; Grosse, Benjamin; Kochems, Johannes (2019): Abschlussbericht zum ENAVI-Schwerpunkt Wärmewende. Sektorenkopplung, Nutzerintegration & flexible, intelligente

Steuerung. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://doi.org/10.24406/ise-n-574616.

Krupp, Amelie (2020): Labormessungsergebnisse zu Batteriemodul JP3. DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme (VE). Oldenburg.

Krupp, Amelie; Beckmann, Robert; Diekmann, Theys; Ferg, Ernst; Schuldt, Frank; Agert, Carsten (2022): Calendar aging model for lithium-ion batteries considering the influence of cell characterization. In: *Journal of Energy Storage* 45, S. 103506. DOI: 10.1016/j.est.2021.103506.

Krupp, Amelie; Beckmann, Robert; Diekmann, Theys; Liebig, Gerd; Schuldt, Frank; Ferg, Ernst; Agert, Carsten ((submitted 2022)): Semi-empirical Cyclic Aging Model for Stationary Storages Based on Graphite Anode Aging Mechanisms. In: *tbd*.

Krupp, Amelie; Beckmann, Robert; Draheim Patrick; Schuldt Frank; Ferg, Ernst; Agert Carsten ((in prep.)): Optimization of operating strategies of a hybrid system consisting of a battery and a power-to-heat module for the provision of primary control power under consideration of battery aging. In: *tbd*.

KTC (2018): Bewehrung der Gründung Bereich E-Kessel. KTC-Ingenieurgesellschaft mbH & Co. KG. Onlineverfügbarunterhttps://www.beton.org/fileadmin/beton-org/media/Doku-mente/PDF/Service/Zementmerkbl%C3%A4tter/B20.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2022.

Kuckartz, Udo (2018): Qualitative Inhaltsanalyse. Methoden, Praxis, Computerunterstützung. 4th. Weinheim, Basel: Beltz Juventa.

Kühne, Dr.-Ing. Eglantine; Theile, Philipp; Wagner, Dr.-Ing. Christian (2019): Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem Im Auftrag der SiemensAG. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), ef.Ruhr GmbH. Köln.

Lazard (2016): Lazards' Levelized Cost of Storage - Version 2.0. New York. Online verfügbar unter https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf, zuletzt geprüft am 08.02.2022.

Leisen, Robin; Steffen, Bjarne; Weber, Christoph (2019): Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector. In: *Journal of Cleaner Production* 219, S. 865–878. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.01.330.

Lerche, Nils; Geldermann, Jutta (2016): Practical guideline for the application of methods from Multi-Criteria Decision Analysis (in German). Georg-August-Universität Göttingen.

Levasseur, Annie; Lesage, Pascal; Margni, Manuele; Deschênes, Louise; Samson, Réjean (2010): Considering time in LCA: dynamic LCA and its application to global warming impact assessments. In: *Environmental science* & *technology* 44 (8), S. 3169–3174. DOI: 10.1021/es9030003.

Lewerenz, Meinert; Fuchs, Georg; Becker, Lisa; Sauer, Dirk Uwe (2018): Irreversible calendar aging and quantification of the reversible capacity loss caused by anode overhang. In: *Journal of Energy Storage* 18, S. 149–159. DOI: 10.1016/j.est.2018.04.029.

Li, Bingbing; Gao, Xianfeng; Li, Jianyang; Yuan, Chris (2014): Life cycle environmental impact of high-capacity lithium ion battery with silicon nanowires anode for electric vehicles. In: *Environmental science & technology* 48 (5), S. 3047–3055. DOI: 10.1021/es4037786. Linkov, Igor; Palma-Oliveira, José Manuel (Hg.) (2017): Resilience and risk. Methods and application in environment, cyber and social domains[. NATO Advanced Research Workshop on Resilience-Based Approaches to Critical Infrastructure Safeguarding. Dordrecht: Springer (NATO science for peace and security series. Series C, Environmental security).

Litjens, G.B.M.A.; Worrell, E.; van Sark, W.G.J.H.M. (2018): Economic benefits of combining self-consumption enhancement with frequency restoration reserves provision by photovoltaic-battery systems. In: *Applied Energy* 223, S. 172–187. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.04.018.

Lombardi, P.; Schwabe, F. (2017): Sharing economy as a new business model for energy storage systems. In: *Applied Energy* 188, S. 485–496. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.016.

Lopez, Sergio; Akizu-Gardoki, Ortzi; Lizundia, Erlantz (2021): Comparative life cycle assessment of high performance lithium-sulfur battery cathodes. In: *Journal of Cleaner Production* 282, S. 124528. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.124528.

Maaß, Christian; Möhring, Paula; Purkus, Alexandra; Sandrock, Matthias; Freiberger, Leona; Kleinertz, Britta (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland - Potenziale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Hg. v. HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Hamburg, München.

Majeau-Bettez, Guillaume; Hawkins, Troy R.; Strømman, Anders Hammer (2011): Life cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles. In: *Environmental science & technology* 45 (10), S. 4548–4554. DOI: 10.1021/es103607c.

Marchgraber, Jürgen; Gawlik, Wolfgang; Wailzer, Günter (2020): Reducing SoC-Management and losses of battery energy storage systems during provision of frequency containment reserve. In: *Journal of Energy Storage* 27, S. 101107. DOI: 10.1016/j.est.2019.101107.

Mareschal, Betrand (2021): Visual PROMETHEE. Version 1.4. Bruxelles, Belgium. Online verfügbar unter http://www.promethee-gaia.net/software.html, zuletzt geprüft am 16.07.2021.

Meena, Manoj; Rama, V. Siva Brahmaiah (2015): Simulation Study of Voltage & Current Commutated Chopper. In: *International Journal of Science and Research (IJSR)* 4 (7), S. 1590–1593. Online verfügbar unter https://www.ijsr.net/get_abstract.php?paper_id=SUB156701.

Melo, S. P.; Brand, U.; Vogt, T.; Telle, J. S.; Schuldt, F.; Maydell, K.v. (2019): Primary frequency control provided by hybrid battery storage and power-to-heat system. In: *Applied Energy* 233-234, S. 220–231. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.177.

Meschede, Eva; Schalchter, Uli; Diekmann, Theys; Hanke, Benedikt; Maydell, Karsten von (2021): Assessment of Sector-Coupling Technologies in combination with Battery Energy Storage Systems for Frequency Containment Reserve.

Meyer, C.; Doncker, R. W. de (2006): Solid-state circuit breaker based on active thyristor topologies. In: *IEEE Trans. Power Electron.* 21 (2), S. 450–458. DOI: 10.1109/TPEL.2005.869756.

Miao, Yu; Hynan, Patrick; Jouanne, Annette von; Yokochi, Alexandre (2019): Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements. In: *Energies* 12 (6), S. 1074. DOI: 10.3390/en12061074.

MMA (2018): Bauzeichnung Einheit 3. Aufstellungsplanung HyReK. Bauherr: Stadtwerke Bremen. Unter Mitarbeit von martin menzel architekten ingenieure GmbH. Bremen, Deutschland.

Mohamed, Nourhan; Allam, Nageh K. (2020): Recent advances in the design of cathode materials for Liion batteries. In: *RSC Adv.* 10 (37), S. 21662–21685. DOI: 10.1039/D0RA03314F.

Mueller, S.; Rohr, S.; Schmid, W.; Lienkamp, M. (Hg.) (2017): Analysing the influence of driver behaviour and tuning measures on battery aging and residual value of electric vehicles: Landesmesse Stuttgart GmbH. Online verfügbar unter https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85050099481&partnerID=40&md5=b8c98a1067de435b7feb00dc5702ad96, zuletzt geprüft am 08.02.2022.

Müller, Melanie; Reckordt, Michael (2017): Ohne Verantwortung und Transparenz. Menschenrechtliche Risiken entlang der Nickellieferkette. Hg. v. philippinenbüro e. V. und PowerShift - Verein für eine ökologisch-solidarische Energie- & Weltwirtschaft e. V. Köln, Berlin, zuletzt geprüft am 10.11.2020.

Müller, Ulf Philipp; Schachler, Birgit; Bunke, Wolf-Dieter; Bartels, Julian; Glauer, Martin; Büttner, Clara et al. (2019a): Netzübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlatform. open eGo - Projektabschlussbericht. Europa-Universität Flensburg, Reiner Lemoine Institut gGmbH, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme. Flensburg.

Müller, Ulf Philipp; Schachler, Birgit; Scharf, Malte; Bunke, Wolf-Dieter; Günther, Stephan; Bartels, Julian; Pleßmann, Guido (2019b): Integrated Techno-Economic Power System Planning of Transmission and Distribution Grids. In: *Energies* 12 (11), S. 2091. DOI: 10.3390/en12112091.

Nahmmacher, Paul; Paris, Christian; Ruge, Martin; Spieker, Sebastian; Anderski, Thomas; Bohlen, Sebastian et al. (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2020.

Nitkiewicz, Anna; Sekret, Robert (2014): Comparison of LCA results of low temperature heat plant using electric heat pump, absorption heat pump and gas-fired boiler. In: *Energy Conversion and Management* 87, S. 647–652. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.07.032.

Nitta, Naoki; Wu, Feixiang; Lee, Jung Tae; Yushin, Gleb (2015): Li-ion battery materials: present and future. In: *Materials Today* 18 (5), S. 252–264. DOI: 10.1016/j.mattod.2014.10.040.

Notter, Dominic A.; Gauch, Marcel; Widmer, Rolf; Wäger, Patrick; Stamp, Anna; Zah, Rainer; Althaus, Hans-Jörg (2010): Contribution of Li-ion batteries to the environmental impact of electric vehicles. In: *Environmental science & technology* 44 (17), S. 6550–6556. DOI: 10.1021/es903729a.

Oksanen, Santeri (2017): Participation in ancillary service and physical electricity markets with flexible demand resources. Masterarbeit.

O'Sullivan, Marlene; Edler, Dietmar; Lehr, Ulrike (2019): Ökonomische Indikatoren der Energiebereitstellung. Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000-2017 : Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin: DIW Berlin Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin, 135). Online verfügbar unter http://hdl.handle.net/10419/201574.

Ozden, Banu; Brennan, Colin; Landsberger, Sheldon (2019): Investigation of bauxite residue (red mud) in terms of its environmental risk. In: *J Radioanal Nucl Chem* 319 (1), S. 339–346. DOI: 10.1007/s10967-018-6355-6.

Pant, Rana; Sala, Serenella; Bersani, Raffaelle; Wolf, Marc-Andree; Brandao, Miguel; Pennington, David W. (2011): Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the European context-based on existing environmental impact assessment models and factors. First. European Commission - Joint Reserach Center. Luxembourg.

Papathanasiou, Jason; Ploskas, Nikolaos (2018): Multiple Criteria Decision Aid. Methods, Examples and Python Implementations. Cham, Switzerland: Springer.

Pellow, Matthew A.; Ambrose, Hanjiro; Mulvaney, Dustin; Betita, Rick; Shaw, Stephanie (2020): Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues. In: *Sustainable Materials and Technologies* 23, e00120. DOI: 10.1016/j.susmat.2019.e00120.

Perassi, Eduardo M.; Leiva, Ezequiel P.M. (2019): Capacity fading model for a solid electrolyte interface with surface growth. In: *Electrochimica Acta* 308, S. 418–425. DOI: 10.1016/j.electacta.2019.03.202.

Peters, Jens F.; Weil, Marcel (2018): Providing a common base for life cycle assessments of Li-Ion batteries. In: *Journal of Cleaner Production* 171, S. 704–713. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.10.016.

Piroozfar, Poorang; Pomponi, Francesco; Farr, Eric R.P. (2016): Life cycle assessment of domestic hot water systems: a comparative analysis. In: *International Journal of Construction Management* 16 (2), S. 109–125. DOI: 10.1080/15623599.2016.1146111.

Poggensee, Kay (2011): Investitionsrechnung. Grundlagen - Aufgaben - Lösungen. 2. Aufl. Wiesbaden: Gabler.

Poplavskaya, Ksenia; Vries, Laurens de (2019): Distributed energy resources and the organized balancing market: A symbiosis yet? Case of three European balancing markets. In: *Energy Policy* 126, S. 264–276. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.11.009.

Ravi Teja (2021): SCR Turn OFF Methods. Online verfügbar unter https://www.electronicshub.org/scr-turn-off-methods/.

Redaktionsteam, Eha (2020): Strom-Umlagen 2021: die neuen Umlagen für 2021 im Überblick. In: *EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG*, 27.10.2020. Online verfügbar unter https://www.eha.net/blog/details/strom-umlagen-2021.html, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Regelleistung Online GbR (2019): PRL-Präqualifikation: BNetzA kippt 30-Minuten-Kriterium - Regelleistung-Online. Online verfügbar unter https://www.regelleistung-online.de/prl-praequalifikation-bnetzakippt-30-minuten-kriterium/, zuletzt aktualisiert am 15.05.2019, zuletzt geprüft am 28.01.2022.

Rey, F. J.; Martin-Gil, J.; Velasco, E.; Pérez, D.; Varela, F.; Palomar, J. M.; Dorado, M. P. (2004): Life Cycle Assessment and External Environmental Cost Analysis of Heat Pumps. In: *Environmental Engineering Science* 21 (5), S. 591–605. DOI: 10.1089/ees.2004.21.591.

Rintamäki, Tuomas; Siddiqui, Afzal S.; Salo, Ahti (2017): Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. In: *Energy Economics* 62, S. 270–282. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.12.019.

Röben, Ewald (2020a): AP 4.4 - Betriebserfahrung Wartung und Instandhaltung im lf. Betrieb. 4. Konsortialtreffen HyReK. swb AG, 17.06.2020.

Röben, Ewald (2020b): Offene Fragen zum HyReK-Konzept. Oldenburg - Bremen, 01.07.2020. Telefongespräch an Rebekka Besner. Skype. Röben, Ewald (2020c): Offene Fragen zum Aufbau des HyReKs und deren Anlagenkomponenten. Oldenbrug, 07.08.2020. Telefonat an Rebekka Besner.

Romero Rodríguez, Laura; Brennenstuhl, Marcus; Yadack, Malcolm; Boch, Pirmin; Eicker, Ursula (2019): Heuristic optimization of clusters of heat pumps: A simulation and case study of residential frequency reserve. In: *Applied Energy*. Online verfügbar unter https://agris.fao.org/agris-search/search.do?recor-dID=US201900018563.

Rösch, Christine; Bräutigam, Klaus-Rainer; Kopfmüller, Jürgen; Stelzer, Volker; Lichtner, Patrick; Fricke, Annika (2018): Indicator-based Sustainability Assessment of the German Energy System and its Transition. 1. Aufl. Hg. v. KIT Scientific Publishing. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe, Deutschland.

Rothfuchs, Hermann (2020): Wasserstoff und Speicherung - Marktpotential und Rechtsrahmen. Bird & Bird LLP. STORENERGY congress. Offenburg, 12.11.2020.

Rubio, Alejandro; Behrends, Holger; Geißendörfer, Stefan; Maydell, Karsten von; Agert, Carsten (2020): Determination of the Required Power Response of Inverters to Provide Fast Frequency Support in Power Systems with Low Synchronous Inertia. In: *Energies* 13 (4), S. 816. DOI: 10.3390/en13040816.

Rumberg, Björn; Epding, Bernd; Stradtmann, Ina; Schleder, Max; Kwade, Arno (2020): Holistic calendar aging model parametrization concept for lifetime prediction of graphite/NMC lithium-ion cells. In: *Journal of Energy Storage* 30, S. 101510. DOI: 10.1016/j.est.2020.101510.

Sala, Serenella; Wolf, Marc-Andree; Pant, Rana (2012): Characterisation factors of the ILCD Recommended Life Cycle Impact Assessment methods. Database and supporting information. European Commission - Joint Reserach Center. Luxembourg (EUR 25167 EN).

Sathre, Roger; Scown, Corinne D.; Kavvada, Olga; Hendrickson, Thomas P. (2015): Energy and climate effects of second-life use of electric vehicle batteries in California through 2050. In: *Journal of Power Sources* 288, S. 82–91. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2015.04.097.

Schafer, Benjamin; Timme, Marc; Witthaut, Dirk (2018): Isolating the Impact of Trading on Grid Frequency Fluctuations. In: 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, October 21-25, 2018 : proceedings. 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 10/21/2018 -10/25/2018. IEEE PES ISGT Europe; IEEE Power & Energy Society; Institute of Electrical and Electronics Engineers; IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–5.

Schäfer, Michael (2019): Ein methodischer Ansatz zur Bereitstellung energetischer Flexibilität durch einen anpassungsfähigen Kläranlagenbetrieb. Dissertation. Online verfügbar unter https://kluedo.ub.uni-kl.de/frontdoor/index/index/year/2019/docId/5608.

Schenler, Warren; Bachmann, Till M.; Hirschberg, Stefan (2008): NEEDS Deliverable D5.2 - RS2b "Final report on economic indicators for sustainability assessment of future electricity supply options". Hg. v. EDF, Paul Scherrer Institut.

Schlachter, Uli (2020): Simulation des HyReK-Betriebs. DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme (VE). Oldenburg. Medium: Excel-Tabelle.

Schlachter, Uli; Worschech, Alena; Diekmann, Theys; Hanke, Benedikt; Maydell, Karsten von (2020): Optimised capacity and operating strategy for providing frequency containment reserve with batteries and power-to-heat. In: *Journal of Energy Storage* 32, S. 101964. DOI: 10.1016/j.est.2020.101964. Schlecht, Ingmar; Wagner, Christian; Lehnert, Wieland; Bucksteeg, Michael; Schinke-Nendza, Aiko; Voß, Nadine (2020): Effizienzprüfung marktgestützter Beschaffung von nicht- frequenzgebundenen Systemdienstleistungen (NF-SDL). In: *Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.

Schmidt, Oliver; Melchior, Sylvain; Hawkes, Adam; Staffell, Iain (2019a): Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. In: *Joule* 3 (1), S. 81–100. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008.

Schmidt, Tobias S.; Beuse, Martin; Zhang, Xiaojin; Steffen, Bjarne; Schneider, Simon F.; Pena-Bello, Alejandro et al. (2019b): Additional Emissions and Cost from Storing Electricity in Stationary Battery Systems. In: *Environmental science & technology* 53 (7), S. 3379–3390. DOI: 10.1021/acs.est.8b05313.

Schnabel, Frieder; Kreidel, Katrin (2018): Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher - Analyse der ökonomisch relevanten Kenngrößen für Energiedienstleistungen. Projekt Esquire, Arbeitspapier. Stuttgart.

Schniewindt GmbH & Co. KG (2018): Zusammenstellung der Bescheinigungen der verwendeten Werkstoffe. List of material certificates. Neuenrade, Deutschland.

Schniewindt GmbH & Co. KG (2019): Betriebsanleitung. Artikel-Nummer: 20716130055991 Durchlauferhitzer. Neuenrade, Deutschland.

Schröder, Dierk; Marquardt, Rainer (Hg.) (2018): Leistungselektronische Schaltungen. Funktion, Auslegung und Anwendung. 4. Aufl. 2019. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1498404.

Schuster, Thomas; Rüdt von Collenberg, Leona (2017): Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Schwiegershausen, Florian (2020): Gas statt Kohle im Kraftwerk Hastedt. Wie der Ausstieg gelingen soll. In: *WESER-KURIER Mediengruppe*, 08.05.2020. Online verfügbar unter https://www.weser-kurier.de/bremen/bremen-wirtschaft_artikel,-gas-statt-kohle-im-kraftwerk-hastedt-_arid,1912169.html.

Seim, Stephan; Ruedt, Daniel; Wu, Qi; Held, Maike; Verwiebe, Paul; Mueller-Kirchenbauer, Joachim (2021): Regression-based electricity load profiles of 32 industrial and commercial subsectors in Germany.

Seitz, Antje; Estelmann, Stefan (2017): Erneuerbare Energien für Prozesswärme aus Sicht der Wissenschaft. Fachgespräch "Erneuerbare Energien und Abwärme in der Prozesswärme". Berlin, Deutschland, 24.10.2017.

Singh, M. D.; Khanchandani, K. B. (2007): Power electronics. 2nd ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill.

Sohn, Joshua; Kalbar, Pradip; Goldstein, Benjamin; Birkved, Morten (2020): Defining Temporally Dynamic Life Cycle Assessment: A Review. In: *Integrated environmental assessment and management* 16 (3), S. 314–323. DOI: 10.1002/ieam.4235.

Stadt Hamburg - Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (2022): Projektbeispiel Flexible Wärmeerzeugung für 800 Wohnungen, zuletzt geprüft am 31.01.2022.

Stefan, Werner (2021): Demonstrationsprojekt "SoLAR". Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg. Online verfügbar unter https://solarlago.de/solar-allensbach/, zuletzt geprüft am 31.01.2022.

Stephan, A.; Battke, B.; Beuse, M. D.; Clausdeinken, J. H.; Schmidt, T. S. (2016): Limiting the public cost of stationary battery deployment by combining applications. In: *Nat Energy* **1** (7), S. 16079. DOI: 10.1038/nenergy.2016.79.

Sternberg, André; Bardow, André (2015): Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. In: *Energy Environ. Sci.* 8 (2), S. 389–400. DOI: 10.1039/c4ee03051f.

Straßenburg, R. (2017): CSN[®] Durchlauferhitzer 5940 kW (16 Stufen); 910 V DC . Typ 97/DF -5940. Unter Mitarbeit von Robin Gerecht. Schniewindt GmbH & Co. KG.

Straßenburg, R. (2018): CSN[®]-Heizflansch DN 600 5940 kW (16 Stufen); 910 V DC for Typ 97/DF-5940. Hg. v. Schniewindt GmbH & Co. KG. Neuenrade.

Sun, Chunwen; Liu, Jin; Gong, Yudong; Wilkinson, David P.; Zhang, Jiujun (2017): Recent advances in all-solid-state rechargeable lithium batteries. In: *Nano Energy* 33, S. 363–386. DOI: 10.1016/j.na-noen.2017.01.028.

swb Erzeugung AG & Co. KG (2018): Technisches Betriebskonzept für den Primärregelleistungsspeicher "HyReK". Bremen, 20.07.2018.

Tagesschau.de (2022): Grünen-Fraktion will "gezielter" helfen. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.tagesschau.de/inland/gruene-eeg-umlage-101.html, zuletzt geprüft am 08.02.2022.

Tan, P.; Jiang, H. R.; Zhu, X. B.; An, L.; Jung, C. Y.; Wu, M. C. et al. (2017): Advances and challenges in lithium-air batteries. In: *Applied Energy* 204, S. 780–806. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.054.

The HDF Group (2021): The HDF5[®] Library & File Format - The HDF Group. Online verfügbar unter https://www.hdfgroup.org/solutions/hdf5, zuletzt aktualisiert am 19.07.2021, zuletzt geprüft am 19.07.2021.

Thielmann, Axel; Neef, Christoph; Hettesheimer, Tim; Döscher, Henning; Wietschel, Martin; Tübke, Jens (2017): Energiespeicher-Roadmap (Update 2017). Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/GRM-SES.pdf, zuletzt geprüft am 15.04.2020.

Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Schnell, Mario; Isenmann, Ralf Abert; Wietschel, Martin (2015a): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030.

Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Wietschel, Martin (2015b): Gesamt-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. In: *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI*.

Thielmann, Axel; Sauer, Andreas; Wietschel, Martin (2015c): Produkt-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. In: *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI*.

THM Technische Hochschule Mittelhessen (2022): Eneff:Stadt FlexQuartier Gießen: Integrale Planung und Errichtung eines hochflexiblen Hybridspeichers mit Sektorkopplung für ein energieeffizientes netzdienliches Neubau-Quartier. Föderkennzeichen: 03ET1607A. Projektbeschreibung, zuletzt geprüft am 31.01.2022.

Thomas Nacht (2020): FeldBatt - Quartierspeicherlösung für Feldbach. strommarkttreffen, 21.02.2020, zuletzt geprüft am 31.02.2022.

Tichelen, Paul Van; Mudgal, Shailendra; Peeters, Eefje; Goovaerts, Lisbet; Stevens, Marcel; Geerken, Theo et al. (2011): LOT 2: Distribution and power transformers. Tasks 1–7. Sustainable Industrial Policy –Building on the Ecodesign Directive –Energy-Using Product Group Analysis/1. Hg. v. VITO NV und BIO Intelligence Service S.A.S. European Commission DG ENTR unit B1 (2010/ETE/R/106). Online verfügbar unter

https://www.eup-network.de/fileadmin/user_upload/EuP_Lot_2_Transformers_Final_Report_05.pdf, zuletzt geprüft am 20.07.2020.

TOP ENERGY NEWS (2017): Kläranlagen liefern Regelleistung zur Netzstabilisierung. Online verfügbar unter https://www.top-energy-news.de/klaeranlagen-liefern-regelleistung/, zuletzt geprüft am 13.07.2021.

UBA (2020): GSBL Stoffdaten Webapplikation 3.0. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.gsbl.de, zuletzt aktualisiert am 06.11.2020.000Z, zuletzt geprüft am 06.11.2020.127Z.

DIN EN ISO 14044:2006: Umweltmanagement- Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006).

Upham, Paul; Oltra, Christian; Boso, Àlex (2015): Towards a cross-paradigmatic framework of the social acceptance of energy systems. In: *Energy Research & Social Science* 8, S. 100–112. DOI: 10.1016/j.erss.2015.05.003.

USGS (2019): Manganese. Mineral commodity summaries 2019. Washington, USA: United States Government Printing Office. Online verfügbar unter https://prd-wret.s3-us-west-2.amazonaws.com/assets/palladium/production/atoms/files/mcs2019_all.pdf.

USGS (2020): Mineral commodity summaries 2020. U.S. Geological Survey. Washington, USA.

van Oers, L.; Koning, A. de; Guinee, J. B.; Huppes, G. (2002): Abiotic Resource Depletion in Life Cycle Assessment. Road and Hydraulic Engineering Institute, Ministry of Transport and Water. Amsterdam, The Netherland.

VDI 2884 (2005): Beschaffung, Betrieb und Instandhaltung von Produktionsmitteln unter Anwendung von Life Cycle Costing (LCC).

Wagner, Christian; Schlecht, Ingmar; Bucksteeg, Michael (2020): Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit. In: *Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.

Wang, Lei; Hu, Jianxing; Yu, Yajuan; Huang, Kai; Hu, Yuchen (2020a): Lithium-air, lithium-sulfur, and sodium-ion, which secondary battery category is more environmentally friendly and promising based on footprint family indicators? In: *Journal of Cleaner Production* 276, S. 124244. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.124244.

Wang, Liguang; Li, Jun; Lu, Guolong; Li, Wenyan; Tao, Qiqi; Shi, Caihong et al. (2020b): Fundamentals of Electrolytes for Solid-State Batteries: Challenges and Perspectives. In: *Front. Mater.* 7, Artikel 111. DOI: 10.3389/fmats.2020.00111.

Wankmüller, Florian; Thimmapuram, Prakash R.; Gallagher, Kevin G.; Botterud, Audun (2017): Impact of battery degradation on energy arbitrage revenue of grid-level energy storage. In: *Journal of Energy Storage* 10, S. 56–66. DOI: 10.1016/j.est.2016.12.004.

Waskönig+Walter Kabel-Werk GmbH u. Co. KG (2019): Datenblatt NYY-J. Saterland. Online verfügbar unter https://de.waskoenig.de/produkte/energiekabel-1kv_1.php?grp=EC000057&dt=NYY-J, zuletzt geprüft am 07.02.2022.

wesernetz Bremen GmbH (2021): Preisblatt 1 – Netznutzung Strom. Gültig ab 01.01.2021 – 31.12.2021, Stand: 31.12.2020.

Westfall, Luke Aiden; Davourie, Julia; Ali, Mohammed; McGough, Doreen (2016): Cradle-to-gate life cycle assessment of global manganese alloy production. In: *Int J Life Cycle Assess* 21 (11), S. 1573–1579. DOI: 10.1007/s11367-015-0995-3.

White, Chris; Thompson, Ben; Swan, Lukas G. (2020): Repurposed electric vehicle battery performance in second-life electricity grid frequency regulation service. In: *Journal of Energy Storage* 28, S. 101278. DOI: 10.1016/j.est.2020.101278.

Wikner, Evelina; Thiringer, Torbjörn (2018): Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC. In: *Applied Sciences* 8 (10), S. 1825. DOI: 10.3390/app8101825.

Willenbrock, Clemens (2021): Entwicklung eines ökonomischen Bewertungsmodells für Energietechnologien und Anwendung auf ein Hybridregelkraftwerk unter Berücksichtigung potenzieller zukünftiger Szenarien. DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme (VE); Technische Universität Hamburg. Hamburg, Oldenburg.

Wolsink, Maarten (2018): Social acceptance revisited: gaps, questionable trends, and an auspicious perspective. In: *Energy Research & Social Science* 46, S. 287–295. DOI: 10.1016/j.erss.2018.07.034.

Worschech, Alena; Schlachter, Uli; Wigger, Henning; Hanke, Benedikt; Draheim, Patrick; Schuldt, Frank et al. (2021): Analysis of taxation and framework conditions for hybrid power plants consisting of battery storage and power-to-heat providing frequency containment reserve in selected European countries. In: *Energy Strategy Reviews* 38, S. 100744. DOI: 10.1016/j.esr.2021.100744.

Wrede, Insa (2020): Ein ungehobener Schatz: Recycling von E-Auto-Batterien. Deutsche Welle. Berlin, Deutschland. Online verfügbar unter https://www.dw.com/de/ein-ungehobener-schatz-recycling-von-e-auto-batterien/a-51996406, zuletzt geprüft am 09.08.2021.

Wüstenhagen, Rolf; Wolsink, Maarten; Bürer, Mary Jean (2007): Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. In: *Energy Policy* 35 (5), S. 2683–2691. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.

Xypolytou, Evangelia; Gawlik, Wolfgang; Zseby, Tanja; Fabini, Joachim (2018): Impact of Asynchronous Renewable Generation Infeed on Grid Frequency: Analysis Based on Synchrophasor Measurements. In: *Sustainability* 10 (5), S. 1605. DOI: 10.3390/su10051605.

Yu, Seung-Ho; Feng, Xinran; Zhang, Na; Seok, Jeesoo; Abruña, Héctor D. (2018): Understanding Conversion-Type Electrodes for Lithium Rechargeable Batteries. In: *Accounts of chemical research* 51 (2), S. 273–281. DOI: 10.1021/acs.accounts.7b00487.

Zackrisson, Mats; Avellán, Lars; Orlenius, Jessica (2010): Life cycle assessment of lithium-ion batteries for plug-in hybrid electric vehicles – Critical issues. In: *Journal of Cleaner Production* 18 (15), S. 1519–1529. DOI: 10.1016/j.jclepro.2010.06.004.

Zackrisson, Mats; Fransson, Kristin; Hildenbrand, Jutta; Lampic, Gorazd; O'Dwyer, Colm (2016): Life cycle assessment of lithium-air battery cells. In: *Journal of Cleaner Production* 135, S. 299–311. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.06.104.

Zakeri, Behnam; Syri, Sanna (2015): Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42, S. 569–596. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
Zeh, Alexander; Müller, Marcus; Naumann, Maik; Hesse, Holger; Jossen, Andreas; Witzmann, Rolf (2016): Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany. In: *Batteries* 2 (3), S. 29. DOI: 10.3390/batteries2030029.

Zheng, Qifeng; Yamada, Yuki; Shang, Rui; Ko, Seongjae; Lee, Yun-Yang; Kim, Kijae et al. (2020): A cyclic phosphate-based battery electrolyte for high voltage and safe operation. In: *Nat Energy* 5 (4), S. 291–298. DOI: 10.1038/s41560-020-0567-z.

Zoellner, J.; Rau, I.; Schweizer-Ries, P. (2009): Akzeptanz Erneuerbarer Energien und sozialwissenschaftliche Fragen. Madgeburg, Deutschland.

Anhang

A. Roadmap - Einzelbetrachtungen

A.1. Einzelbetrachtungen: Technologie und Technik

Entwicklungen in der Wärmeerzeugung

Ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaziele ist, neben der Dekarbonisierung der Stromproduktion (Energiewende) auch die Dekarbonisierung der Wärmeproduktion (Wärmewände). Die wichtigsten Systeme zur CO₂ neutralen Wärmeproduktion sind Wärmepumpen. Sie entnehmen thermische Energie aus einer Wärmequelle und leiten sie zur Senke. Dafür benötigen sie elektrische Energie. Diese beträgt etwa ein Drittel bis ein Sechstel der transportierten thermischen Energie. In vielen technischen Prozessen entsteht Abwärme, die als Wärmequelle für Wärmepumpen genutzt werden kann. Zudem gibt es viele technische Prozesse die Wärme benötigen. Die Schwierigkeit besteht nun in der Anpassung der vorhandenen bzw. benötigten Temperaturen und im Transport der Wärme von der Quelle zur Senke.

Wie die erforderliche Wärme erzeugt wird, wird insbesondere im gewerblichen und industriellen Sektor anhand wirtschaftlicher Kriterien entschieden. Anders als bei Wärmepumpen zur Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung sind hier oftmals projektspezifische Lösungen erforderlich, die mit relativ hohen Kosten pro kWh thermischer Energie einhergehen.

Nach Angaben des BDEW beträgt, bei einem Bestand von 42,5 Mio Wohnungen, der Anteil der Wärmepumpen 2,6%. Dagegen beträgt der Anteil der mit Gas oder Heizöl beheizten Wohneinheiten 74,5%. Daraus ergibt sich langfristig ein enormes Marktpotenzial. Tatsächlich steigt auch die Anzahl der jährlich installierten Wärmepumpen nach (Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2021) Jahr für Jahr und betrug im Jahr 2020 ca. 140.500 Einheiten.

DC Inselsysteme

Es gibt viel Netzteilnehmer die prinzipbedingt nicht zwingend ein Wechselstromnetz mit konstanter Frequenz benötigen. Solche Netzteilnehmer können sich an einem DC-Netz das Gleichrichten sparen, wodurch die Verlustleistungen sinken. Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob ein DC-Inselsystem tatsächlich energetisch und finanziell im Vorteil gegenüber einem AC-System ist.

Auch für DC Inselsysteme wäre es denkbar, das HyReK-Konzept zur Strom- und Wärmeversorgung zu integrieren. Da ein Inselsystem in der Regel nicht an das zentrale Stromnetz angebunden ist, wäre die Anwendung PRL vermutlich nicht möglich. Allerdings könnten andere Anwendung für den Batteriespeicher in Frage kommen, wie etwa die Erhöhung der Nutzung von EE-Quellen sowie der Wärmeerzeugung, sobald der Batteriespeicher komplett geladen ist.

Nachhaltige Beschaffung von Lithium

Lithium Ionen Batteriespeichersysteme werden als Schlüsseltechnologie in der Energiewende und vor allem in der Verkehrswende gesehen. Die steigende weltweite Nachfrage wirft jedoch die Frage auf, ob und wie dieser Lithium Bedarf langfristig gedeckt werden kann. Gemäß einer Studie von Greim et al. (2020) ist spätestens zum Ende des Jahrhunderts mit Lieferengpässen von Lithium zu rechnen, in manchen Szenarien sogar deutlich früher. Zusätzlich ist zu beachten, dass 79% der weltweiten Ressourcen in Argentinien, Australien und Chile zu finden sind, was potentiell eine hohe Ressourcenabhängigkeit Deutschlands von diesen Ländern zur Folge hat (USGS 2020). Ein weiterer Aspekt ist in diesem Zusammenhang die ökologischen Folgen des lokalen Abbaus von Lithium im jeweiligenLand, der oft großer Kritik ausgesetzt ist, sowie des Transports großer Lithium-Mengen nach Deutschland.

Um die in den Zellen enthaltenen Rohstoffe wieder rückgewinnen zu können, die in wenigen Jahren in großen Mengen vorhanden sein werden, sind bereits heute klare Richtlinien notwendig. Batteriemodule und -zellen sollten, sofern sie nicht für Folgeanwendungen in Frage kommen, so einfach wie möglich zerlegt und getrennt, dem Recycling zugeführt und in neuen Zellen eingebaut werden können. Außerdem müssen Recyclingprozesse und -anlagen vorhanden sein, die ihrerseits ein nachhaltiges Batterierecycling ermöglichen.

Neben dem Recycling von Lithium gibt es auch Überlegungen, die Beschaffung von Lithium in Deutschland zu unterstützen. Es wird geschätzt, dass in Deutschland etwa 2,5 Mio. Tonnen Lithiumrohstoffe vorhanden sind, was in etwa 3% des weltweiten Rohstoffvorkommens entspräche. Im Forschungsproject UnLimited wurden bereits erste Verfahren getestet, um am Oberrheingraben aus Tiefenwässern Lithium zu gewinnen. (USGS 2020; Hydrosion GmbH) Damit könnte der drohenden Lithium-Abhängigkeit Deutschlands von anderen Ländern zumindest teilweise entgegengewirkt, der Lithium Bedarf vor Ort gedeckt und die Wertschöpfungskette so verkürzt werden. Gleichzeitig wäre es möglich, hohe Nachhaltigkeitsstandards an die Gewinnungsprozesse zu erfüllen.

Batterietechnologien und -zellchemien

In einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem steigt, wegen der fluktuierenden Einspeisung von Leistung in das Stromnetz, der Bedarf nach Flexibilitätsoptionen. Lithium-Ionen-Batteriespeicher sind aufgrund von einer hohen Energiedichte, guter Effizienz und kurzer Reaktionszeit eine vielversprechende Option, um netzstützende Dienstleistungen wie Primärregelleistung (PRL) bereitzustellen. Die Anzahl an PRL Batteriespeichern in Deutschland ist in den letzten Jahren deutlich auf etwa 450 MW angestiegen (Figgener et al. 2020). Weiterhin sind Lithium-Ionen-Batterien als Energiequelle batteriebetriebener Elektrofahrzeuge sehr gefragt.

Lithium-Ionen-Batterien haben sich auf dem Markt aufgrund von ihrer hohen Energiedichte und rapiden Kostenreduktion (heute < 600 €/kWh möglich) gegen Blei und Nickel basierte Batterietechnologien durchgesetzt . Die Komponenten der Lithium-Ionen-Batterie, Anoden- und Kathodenmaterialien, Separatoren und Elektrolyte, werden kontinuierlich weiterentwickelt um die Eigenschaften der Batterien zu verbessern. Im Folgenden werden der heutige Entwicklungsstand wichtiger, kommerzialisierter Elektrodenmaterialien in Bezug auf Lebensdauer, Leistungs- und Energiedichte, Kosten und Nachhaltigkeit der verwendeten Rohstoffe zusammengefasst. Dabei wird zwischen Anoden- und Kathodenmaterialien differenziert.

Material	Spannung vs Li/Li^+ [V]	Kapazität [mAh/g]	Sicherheit	Stabilität	Preis	Kritikalität und Nachhaltig- keitsaspekte der eingesetz- ten Materialien	Besonders her- vorzuheben
LiCoO2 (LCO)	3.9	140	-	-	-	Kobalt ist wenig ver- fügbar (teuer) und umweltschädlich	 Exotherme Elektrodenzersetzung bei hohen Spannungen (und Temperatu- ren), dies schränkt Spannungsbereich und Kapazität ein

Tabelle 8.1: Vergleich von gängigen Kathodenmaterialien für Lithium-Batterien (Mohamed und Allam 2020; Nitta et al. 2015; Cheng et al. 2021)

Abschlussbericht HyReK 2.0	

LiMn2O4 (LMO)	4.0	120	+	0	+	Mangan reichlich ver- fügbar, günstig und unbedenklicher	 Geringere Kapazität Stabilisierung durch Dotierung vermin- dert Kapazität etwas weiter, erhöht Le- bensdauer aber deutlich Dennoch niedrige Zyklen-Stabilität
Li(Ni1-y-z MnyCoz)O 2 (NMC)	3.8-4.2	150- 200	0	0	0	Versorgungsabhän- gigkeit ist an dem Verhältnis von Nickel, Mangan und Cobalt gebunden.	 Vereint Vorteile der Übergangsmetalle Ni, Mn Co Hohe Kapazitäten, Spannungen und Leistungen möglich
LiFePO4 (LFP)	3.5	170	+	+	+	Eisen ist gut verfüg- bar, unbedenklich	 Kostengünstiges und sehr stabiles Ma- terial Niedrige elektrische und ionische Leit- fähigkeit Niedrige Zellspannung
LiNiCoAlO2 (NCA)	3.8 - 4.0	200	-	- 0	-	Der hohe Ni- Gehalt (ca. 80%) Co-Gehalt bis zu 15% hat tende- zielle ein höheres Be- schaffungsrisiko	 Hohe Kapazität und hohe Leistungen möglich Kritische Zersetzungsreaktion bei hohen Spannungen und Temperaturen. Co und Al stabilisieren Kathode, dennoch risikoreicher als andere Chemien Teuer
Graphit	0,05-0,3	- 372	- +	- +	- +	- Verbreitetstes Anoder - Hohe Stabilität, niedri - Kapazität und Hochst	nmaterial ge Kosten romfähigkeit sind weniger gut
LTO	1,5	- 175	- ++	- ++	- 0	 Hohes Potenzial und Hohes Potenzial unte Kaum Volumenänder (0.2%) Gut für Hochleistung hem Anspruch an Sicl 	geringe Kapazität rdrückt SEI Bildung und Lithium-Plating rung während der Ladung und Entladung sanwendungen und Anwendungen mit ho- herheit und Stabilität geeignet

Entwicklungen Li-Batterien bis 2025

Die Grenzen der Kosten, Energie- und Leistungsdichte, Lebensdauer und Sicherheit werden in Form von Verbesserung bestehender und Entwicklung neuer Elektrodenmaterialien kontinuierlich ausgeweitet. Dabei werden folgende Strategien eingesetzt: Reduktion der Partikelgröße in Aktivmaterialien, Bildung von Stoffverbunden, Dotierung von Materialien, Partikel Morphologie kontrollieren, Beschichtung der Aktivmaterialien und Modifikation des Elektrolyten (Nitta et al. 2015).

Hier wird die Weiterentwicklung bereits kommerzialisierter Materialien im Vordergrund stehen. Im Bereich der Kathoden kann beispielsweise das Sicherheitsverhalten von LCO durch Oberflächenbeschichtung der Elektroden den Kapazitätsverlust und die Hochstromfähigkeit bei hohen Spannungen deutlich verbessern (Mohamed und Allam 2020). Durch höhere Spannungen wird auch die Energiedichte der Zelle erhöht. Weiterhin werden Nickel-reiche NMC Materialien kommerzialisiert. Bei diesen besteht jeder Partikel aus einem Kern mit höhere Ni-Gehalt welcher für eine höhere Energie und Leistungsdichte sorgt und von einer Hülle aus mit höherem Mn- und Co-Gehalt umgeben ist für bessere Stabilität und höhere Sicherheit (Nitta et al. 2015). Außerdem werden durch sinkende Co-Anteile die Umweltfreundlichkeit erhöht und Kosten reduziert.

Im Bereich der Anoden kann die spezifische Kapazität und die Ionen-Leitfähigkeit von Graphit-Anoden durch eine Verkleinerung der Partikelgröße in den nm-Bereich hinein verbessert werden (Cheng et al. 2021).

Entwicklungen Li-Batterien bis 2030

Mittelfristig (bis 2030) ist eine Weiterentwicklung von Hochvolt-Kathoden in Kombination mit Hochvolt-Elektrolyten zu erwarten. Aktuelle Studien zeigen bereits erste Erfolge in diesem Bereich (Zheng et al. 2020). Ebenfalls ist eine zunehmende Kombination von LTO- oder Lithium-Metall-Anoden mit Hochvoltkathoden denkbar.

Entwicklungen Li-Batterien ab 2030

Im Bereich der Anoden schreitet die Forschung an Lithium-Legierungen, Graphit-Metallkompositen und Metalloxiden weiter fort. Diese zeichnen sich durch eine sehr hohe Kapazität aus. Allerdings sind für aktuelle Problematiken, insbesondere den schnellen Zerfall der Elektroden durch ihre hohe Volumenänderung von mehreren 100%, bisher nicht gelöst. Hier könnte es langfristig zu Innovationen und Kommerzialisierungen kommen.

Weiterhin ist mit der Entwicklung neuer Kathodenmaterialien wie Konversionsmaterialien (Yu et al. 2018) oder der Lithium-Luft-Batterie zu rechnen. Auch die Einführung von Festkörperelektrolyten könnte die Nutzbarmachung neuer Materialien ermöglichen und Sicherheit und Energiedichte der Lithium-Ionen-Batterien erhöhen (Wang et al. 2020b).

Kostenentwicklung von Bestandteilen des HyReK-Systems

Die Gesamtkosten des HyReKs belaufen sich auf 10,5 Mio. €. Ohne die Kosten für den 18 MW Wärmeerzeuger und die Anbindung an das Nahwärmenetz belaufen sich die Kosten für das Gesamtsystem Batteriespeicher (mit Systemungebung) auf circa 9,6 Mio. € (674 €/kWh Speicherkapazität). In den kommenden Jahren sind diesbezüglich deutliche Kostenreduktionen zu erwarten. Bis 2030 rechnen IRENA (2017) für Li-NMC Batteriezellen im System mit Preisen zwischen 63 €/kWh und 281 €/kWh, was etwa 60-90% unter den HyReK-Kosten liegen würde. DNV GL (2016) rechnen für NMC Zellen mit Preisen von etwa 85 €/kWh bis zum Jahr 2026. Ähnliche Ergebnisse zeigte die Untersuchung von Berckmans et al. (2017). Für das HyReK belaufen sich die Kosten der Batteriezellen auf etwa 5 Mio. € (386 €/kWh) womit eine Kostenreduktion von etwa 75% zu erwarten ist.

Weitere Kosteneinsparungen wären bei heutiger Projektumsetzung in Bezug auf Lerneffekte zu erwarten. Würde das HyReK zum heutigen Zeitpunkt und den Erfahrungen aus dem bestehenden HyReK konzipiert, wären geringere Kosten zu erwarten. Zunächst ergaben sich in den Bereichen Bautechnik und Verkabelung Lerneffekte, die heute zu etwa 30-40% geringeren Kosten in diesen Bereichen führen würden.

Resilienzbeitrag durch HyReK

Die Ergebnisse der Resilienz-Untersuchung zeigen, dass HyReK die Resilienz des Energiesystems aus technischer Sicht fördern kann. Im Rahmen einer voranschreitenden Sektorenkopplung und möglichen Resilienzfragen wäre es daher förderlich, wenn diese positiven Effekte auch finanziell entlohnt würden, um Betreiber oder Investoren für hybride Systeme zu gewinnen und das Energiesystem resilienter zu machen.

A.2. Einzelbetrachtungen: Markt- und Rahmenbedingungen

Steuerbelastung von PtX Technologien

Der Betrieb von PtX-Technologien wie dem PtH-Modul von HyReK mit Bezug aus dem Stromnetz ist meistens noch sehr hohen Steuern und Abgaben ausgesetzt. Aktuell sind für jede kWh Wärme, die durch das PtH-Modul im HyReK erzeugt wird, 15,8 €Ct. Steuern und Abgaben zu entrichten. Bei Einnahmen von etwa

Abschlussbericht HyReK 2.0

1 €ct/kWh für den Einsatz im Fernwärmenetz ist der Betrieb des PtH-Moduls höchst unökonomisch. Dies spiegelt sich auch in der Analyse unterschiedlicher Betriebsstrategien wieder, die zeigt, dass Strategien mit geringerer Wärmeerzeugung wirtschaftlicher sind. Der Kapitalwert könnte um über eine Million Euro verbessert werden, wenn die Steuern deutlich gesenkt werden. Dieser Effekt könnte sich noch deutlich verstärken, wenn weitere systemdienliche PtH-Anwendungen mit dem PRL Betrieb verknüpft werden. Entsprechend könnten derartige Steuererleichterungen zu einem breiteren Einsatz von sektorkoppelnden Technologien führen und so die Energiewende vorantreiben.

Verschiedene Beiträge in der Literatur zeigen ein ähnliches Bild. Zum aktuellen Zeitpunkt ist der Einsatz von großen, alleinstehenden PtH-Anlagen in Deutschland aufgrund der Steuerbelastungen ökonomisch nicht sinnvoll (Drünert et al. 2019). In ihrer Studie haben Grosse et al. (2020) zu den ökonomischen Effekten möglicher Änderungen des regulatorischen Rahmens geforscht. Dabei wurden sowohl die mikroökonomischen Effekte betrachtet, als auch aus makroökonomischer Perspektive die Verteilungsgerechtigkeit untersucht. Als besonders vorteilhaft wurde darin für die untersuchten Fragen die sektorübergreifende CO₂-Bepreisung hervorgehoben.

Als positives Beispiel ist in diesem Zusammenhang zu nennen, dass gemäß dem EEG seit 2021 die Wasserstoffelektrolyse unter bestimmten Voraussetzungen EEG-Umlage befreit ist bzw. nur reduzierte Abgaben fällig sind (BAFA 2021) Wie AS 1.2 zeigt, macht die EEG-Umlage einen großen Teil der Endverbraucher-Belastung aus, womit das EEG seit 2021 einen ersten Schritt macht, um für Elektrolysebetreiber Sektorenkopplung ökonomischer zu gestalten. Zudem erwägt die Bundesregierung eine Abschaffung der EEG-Umlage, was PtX-Technologien zumindest teilweise entlasten würde (Tagesschau.de 2022).

Genehmigungsprozesse Brand- und Umweltschutz

Im Rahmen der Akzeptanzbewertung wurde von einigen interviewten Personen die Genehmigungsprozesse als Nadelöhr für eine rechtzeitige Inbetriebnahme identifiziert. Auch wenn diese im speziellen Fall von HyReK weniger problematisch waren, ist für zukünftige Projekte jedoch eine schlanke Genehmigungsprozedur von hybriden Batteriespeichern wünschenswert. Im Allgemeinen sind die Inbetriebnahme und der dazugehörige Genehmigungsprozess neben den Netzbetreibern auch den örtlichen Behörden vorenthalten. Als Hemmnis wurden die nicht einheitlichen Regelungen zum Brand- und Umweltschutz genannt, die sich von Bundesland zu Bundesland maßgeblich unterscheiden können. Hier wäre auch eine Vereinheitlichung wünschenswert sowie ein früher Einbezug der relevanten Behörden in den Planungsprozess.

Flexibilisierung der Regelmärkte

Batteriespeichersysteme haben in den vergangenen Jahren deutlich an Bedeutung für den Primärregelleistungsmarkt gewonnen. Laut den deutschen ÜNBs sind Stand September 2020 450 MW Batteriespeicherleistung für den PRL-Markt präqualifiziert. Auch auf den anderen Regelleistungsmärkten sind dezentrale Technologien wie Biogasanlagen und Demand Side Management, also die Anpassung der Nachfrage an Frequenzabweichungen, bereits mit mehreren GW vertreten. Poplavskaya und Vries (2019) untersuchten in ihrer Studie Faktoren, die die Teilnahme dezentrale Technologien auf den Regelleistungsmärkten beeinflussen. In den folgenden Punkten könnten die Regelleistungsmärkte in Deutschland noch angepasst werden, um dezentralen Systemen oder Ansätzen Marktzugang zu verschaffen.

- Kleinere Minimalgebote
- Höhere Produktauflösung
- Kürzere Zeiträume zwischen Handelsschluss und Teilnahme am Markt
- Möglichkeiten einer Teilnahme für nicht präqualifizierte Systeme über einen Energiepreis

Vor allem für den PRL Markt wurden einige dieser Punkte bereits umgesetzt. So hat sich die Produktauflösung zuletzt von einwöchigen auf 4 Stunden-Zeitschreiben verkürzt. Auch die Ausschreibungen werden nun täglich anstatt wöchentlich durchgeführt. Allerdings stellt die Minimalgebotsgrenze von 1 MW sowie die Präqualifizierung noch eine Hürde für die Teilnahme am PRL-Markt dar, die jedoch in den kommenden Jahren weiter aufgelockert werden könnten. Auch eine Studie von (Leisen et al. 2019) berechnete den Anstieg des Wettbewerbes auf dem PRL-Markt durch neue Marktteilnehmer als Hauptrisiko für bestehende PRL-Systeme.

Verwendung von second-life Batterien

Bis 2030 könnten allein in Deutschland 9 Mio. batteriebetriebene Elektroautos angemeldet sein (Bermejo et al. 2021). Diese Batterien werden nach einige Jahren Betriebszeit irgendwann bestimmte Leistungsoder Sicherheitsanforderungen in ihrer Anwendung nicht mehr erfüllen und ausgetauscht werden müssen. Dies führt unweigerlich zu der Frage, wie mit ausgedienten Batterien aus diesen Fahrzeugen umgegangen wird. Doch wie genau Wieder- und Weiterverwendung sowie auch die Wieder- und Weiterverwertung, ablaufen und organisiert werden könnte, ist bisher noch nicht geklärt. Eine weitere Hürde gibt es aus technischer Hinsicht, da die Demontage von Batteriemodulen noch sehr schwierig ist (Wrede 2020). Doch es gibt erste gesetzliche Grundlagen.:

Ende 2020 verabschiedete die EU-Kommission im Rahmen der Green Deal Initiative eine Verordnung zum nachhaltigeren Umgang mit Batterien in Europa. In Deutschland befasst sich die Circular Economy Initiative Deutschland (CEID) mit dem Thema Nachhaltigkeit und Kreislaufwirtschaft für Batterien. Sie ist ein Zusammenschluss aus Wirtschaft, Wissenschaft und gesellschaftlichen Akteuren. In der Arbeitsgruppe 3 wird dabei ein Fokus auf Traktionsbatterien gesetzt. In einer Roadmap wurden dabei 23 Punkte bis 2030 festgelegt, unter anderem die Einführung eines Batteriepasses, der Daten zur Nutzung einer Batterie in der Erstanwendung aufzeichnet. Dadurch kann mehr Transparenz für Betreiber von second-life Batterien garantiert werden sowie die Wahl der Folgeanwendung auf Basis der Leistungsdaten der Batterie ausgewählt werden. Außerdem können damit Sicherheitsfragen besser thematisiert werden. (CEID 2021)

In der Literatur gibt es bereits Ansätze, wie diese sog. Second-life Batterien unter anderem für Regelleistungsanwendungen weiterverwendet werden könnten (z.B. White et al. (2020)). Haram et al. (2021) zeigten in ihrer Studie, dass der Einsatz von second-life Batterien sowohl ökonomisch als auch ökologisch sinnvoller sein kann. Auch im Rahmen des Projektes wurde die Thematik aufgenommen.

Dynamische Strompreise

Bei sehr hohen EE-Anteilen kommt es zu einem Stromüberangebot und Preisabfällen, die sogar teilweise negative Werte annehmen. Damit führt der Markt oft schon dazu, dass CO₂-armer Strom durch günstige Preise an der Börse gefördert wird.

Die ökologischen Bewertungen haben gezeigt, dass die Umweltwirkungen des HyReKs im Betrieb stark von dem aktuellen Anteil an EE im Strommix abhängt. Die Akzeptanzbewertung hat in diesem Zusammenhang die Bedeutung von CO₂-Preisen für die Energiewende verdeutlicht, die die Stromnutzung in Zeiten hoher EE-Anteile im Stromnetz ökonomisch motivieren soll. Seit 2013 hat CO₂ durch Emissionszertifikate auf dem Strommarkt einen Preis, um Akteure zu klimafreundlicherem Verhalten zu bewegen und stärker auf klimaneutrale Stromerzeugung zu setzen (BMWi 2022).

Diese vom Markt bzw. der Politik motivierten Preissignale werden bisher jedoch noch kaum an die Endverbraucher weitergegeben, um z.B. Endverbraucher zu netzdienlicher und klimafreundlicher Nachfrage zu motivieren. Gründe hierfür sind einerseits das limitierte Sparpotenzial, da ein Großteil des

Abschlussbericht HyReK 2.0

Strompreises aus Steuern und Abgaben (z.B. EEG und Netzentgelten) besteht und nur ein Teil direkt von den Preisen an den Strombörsen abhängt. Mit zusätzlichen dynamischen Netzentgelten könnte der mögliche Spareffekt für Endkunden verstärkt werden, die z.B. netzdienlich oder zu Zeiten hoher EE-Anteile im Strommix ihre Stromnachfrage anpassen und somit sowohl EE-Strom nutzen als auch das Netz entlasten. ((Haffert 2020), (Jahn et al. 2019))

Zukünftige Relevanz der Sektorenkopplung

In der Akzeptanzbewertung wurden die Expert*innen unter anderem zu der Rolle der Sektorenkopplung befragt. Die Sektorenkopplung wurde von den interviewten Personen einheitlich als ein wesentlicher, aber fehlenden Schritt in der gegenwärtigen Energiewende gesehen. Die Sektoren Mobilität, Wärme und Strom werden mit Blick auf potenzielle Umweltentlastungspotenziale als gleichermaßen relevant erachtet. Quartierslösungen erscheinen dabei besonders interessant, da durch die Wärmebedarfe und Menge an energetisch sanierungswürdigen Altbeständen durchaus Potenziale für Beiträge zum Klimaschutz eingeräumt wird. Es sollte auch berücksichtigt werden, dass die Kopplung von kritischen Infrastrukturen neue Abhängigkeiten der einzelnen Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität, aber auch in Bezug auf Informations- und Kommunikationstechniken schafft. Die großflächige Sektorenkopplung sollte daher auch unter Resilienz-Aspekten betrachtet werden. Ein weiterer Punkt, der auch von mehreren Interviewpartner*Innen herausgestellt worden ist, betreffen die Umwandlungsverluste die mit der Sektorenkopplung einhergehen. Umwandlungsprozesse sind immer mit Effizienzverlusten verbunden, wie es beispielsweise bei der Wärme und insbesondere bei der Wasserstoffherstellung der Fall ist. Daher sollte man in einem gesamtsystemischen Ansatz die Nutzung von Energie so fördern, dass eine möglichst hohe Energiewertigkeit sichergestellt ist.

Partizipation und Akzeptanz in der Gesellschaft

Ein weiterer Aspekt, der in den Interviews genannt wurde, ist die gesellschaftliche Partizipation und Akzeptanz. Es wird von allen befragten Personen erwartet, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung und Industrie in naher Zukunft stark an Bedeutung zunehmen wird. Es wurde darauf hingewiesen, dass generell die Öffentlichkeit vermehrt partizipativ in den Energiesystemtransformationsprozess eingebunden werden soll, in welchem von einer oftmals negativ wahrgenommenen medialen Berichterstattung in eine neutralere und konstruktive Diskussion gewechselt werden muss, um in einem Konsens entsprechende Fortschritte machen zu können.

Echtzeitmärkte

In der durchgeführten Umfrage wurden Echtzeitmärkte als besonders relevant erachtet. Es wird bereits heute z.B. im Projekt SoLAR an diesen Echtzeitmärkten geforscht, die die Organisation von Regelleistungsmärkten, wie sie heute bestehen, überflüssig machen könnten. Durch die Einbindung von lokalen Flexibilitäten wie z.B. Wärmepumpen, Kühlschränken oder batteriebetriebenen Fahrzeugen könnten Schwankungen im Stromnetz sekundenschnell ausgeglichen werden, womit im Optimalfall keine Zwischenspeicherung und damit auch keine Batteriespeicher mehr benötigt würden Um diese Art der Strommarktorganisation resilient und effizient gestalten zu können, wurde eine zelluläre Struktur vorgeschlagen. Die einzelnen Zellen können gegebenenfalls, z.B. bei Ausfall oder bei Engpässen in einer Zone, auch autark bestehen. Diese Ideen wurden von mehreren Personen des Verteilers sehr positiv und interessant wahrgenommen.

A.3. Einzelbetrachtungen: Anwendungen

PRL Markt

Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der deutschen PRL-Leistung durch (alleistehende oder hybride) Batteriespeicher erbracht wird. Auch wenn die Zuschlagsverteilung von den deutschen ÜNBs nicht veröffentlicht wird, war dieses Ergebnis einerseits Teil der Auswertung in AS 7.2 und wird andererseits auch in der Literatur bestätigt (z.B. Figgener et al. (2020)). Es wird zudem angenommen, dass Batteriespeicher für den starken Abfall der PRL Preise in den letzten Jahren zumindest mitverantwortlich sind, da sich die Anzahl der Marktteilnehmer erhöht und sich durch Wettbewerb geringe Preise eingestellt haben (Figgener et al. 2021). Neuere Speicher verstärken diesen Effekt möglicherweise, da sie mit noch geringeren Angeboten den PRL-Preis weiter drücken. Eine Studie von (Leisen et al. 2019) kam ebenfalls zu dem Schluss, dass eine hohe PRL Kapazität durch BESS, aber auch neue Technologien und die Harmonisierung europäischer PRL-Märkte zu noch höherem Wettbewerb führen und damit ein Risiko für BESS auf dem PRL Markt entstehen könnte. Es ist deshalb nicht davon auszugehen, dass eine große Anzahl neuer Batteriespeicher den PRL Markt betritt, solange keine lukrative Mehrfachnutzung mit weiteren Anwendungen als Einnahmequellen gegeben ist. Möglicherweise könnten in naher Zukunft virtuelle Kraftwerke durch Kopplung vieler Kleinspeicher (z.B. Heimspeicher oder E-Autos) neue Dynamik in den PRL Markt bringen.

Schwarzstart

Anlagen mit Schwarzstartfähigkeit werden benötigt, damit das Stromnetz nach einem Zusammenbruch bzw. Teilzusammenbruch wiederaufgebaut werden kann. Eine Erzeugungsanlage besitzt eine Schwarzstartfähigkeit, wenn sie ohne Spannungsvorgabe aus dem Stromnetz den Betrieb eigenständig wieder aufnehmen kann

Schlecht et al. (2020) führten in ihrer Studie eine Untersuchung nicht-frequenzabhängiger Systemdienstleistungen (SDL) durch und prüften, welche dieser SDL effizienter über Märkte beschafft werden können. Es wurde unter anderem gezeigt, dass eine marktliche Beschaffung der Schwarzstartfähigkeit auf volkswirtschaftlicher Ebene effizienter ablaufen könnte, als die Beschaffung bilateral Verträge zum heutigen Zeitpunkt. Zudem wurde in der Studie darauf hingewiesen, dass bereits bestehende Infrastrukturen des aktuellen Beschaffungsansatzes genutzt werden könnten, sodass für einen Übergang zur marktlichen Beschaffung der SDL relativ geringe Transaktionskosten verbunden wären.

Mit dem am 27.11.2020 in Kraft getretenen Energiewirtschaftsgesetztes zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen wurde beschlossen, dass diese nicht-frequenzgebundenen SDL in Zukunft grundsätzlich marktgestützt beschafft werden sollen. Zur Zeit der Verfassung dieses Textes wurden möglichen Marktbedingungen für die Umsetzung der marktbasierten Beschaffung der SLD Schwarzstartfähigkeit diskutiert (z.B.: Wagner et al. (2020)).

Abhängig von den Teilnahmebedingungen an einem entsprechenden Markt wäre auch die Teilnahme des HyReK and der SDL Schwarzstartfähigkeit möglich. Dies muss jedoch nach Einführung des Marktes geprüft werden.

Schnelle PRL

Unter sehr schneller Primärregeleistung wird ein Produkt verstanden, welches schneller als die bisherige Primärregeleistung wirkt und dadurch die Reduzierung der im Netz vorhandenen Trägheit (Momentanreserve) durch die Umstrukturierung des Energiesystems kompensiert. In der Akzeptanz-Analyse wurde prognostiziert, dass der Wegfall der Momentanreserve in Zukunft zu einem Bedarf an schnellen Flexibilitäten notwendig machen wird.

Abschlussbericht HyReK 2.0

Aufgrund der benötigten Alternativen, um die Trägheit von bisherigen Kraftwerken zu ersetzten, könnte sich im Bereich der Momentanreserve bzw. der sehr schnellen Primärreserve in Zukunft ein Markt entwickeln. Insbesondere für kleinere "Synchrongebiete", wie Großbritannien und Irland hat der Wegfall von bisheriger "Synthetic Inertia" stärkeren Einfluss auf die Netzstabilität.

Arbitrage Handel

Arbitrage-Handel bezeichnet das Ausnutzen von Preisdifferenzen auf den Strommärkten. Ziel ist es, bei geringen Strompreisen einzukaufen, und den Strom zu Zeiten höher Nachfrage zu hohen Preisen wieder zu verkaufen. Das Kombination von PRL mit Arbitrage-Handel auf dem EPEXIntraday-Continuous Market wurde in einer Analyse genauer betrachtet. Das Fazit der Analyse zeigte, dass Arbitrage-Handel zum heutigen Zeitpunkt für Batteriespeicher nicht geeignet ist, da die zu erwartenden Einnahmen noch zu gering sind (Draheim et al. 2020). Zudem wiesen verschiedene Literaturbeiträge darauf hin, dass die erhöhte Zyklisierung in der Anwendung einen starken Einfluss auf die Batteriealterung haben könnte (Braeuer et al. 2019; Kloess 2012; Wankmüller et al. 2017). Mit Blick auf die kommenden Jahre könnte Arbitrage-Handel für Batteriespeicher jedoch an Bedeutung gewinnen. Einerseits ist zu erwarten, dass sich Preisschwankungen auf dem Strommarkt durch einen höheren Anteil von EE-Erzeugern verstärken und damit auch die potentiellen Einnahmen für die Anwendung erhöhen (Rintamäki et al. 2017). Zudem wird nach wie vor stark an der Lithium Batterietechnologie geforscht, sodass die Batteriebelastung in Zukunft für Anwendungen mit starken Zyklisierung weniger drastisch ausfallen könnte. Auch die zu erwartenden sinkenden Batteriepreise könnten dazu beitragen, dass die Anwendung Arbitrage-Handel für Batteriespeicher schon im Jahr 2025 wirtschaftlich wird.

Peak Shaving

Industriekunden müssen in Deutschland in der Regel einen Arbeitspreis in €/MWh und einen Leistungspreis in €/MW entrichten. Während der Arbeitspreis nur durch einen geringeren Verbrauch, also z.B. durch höhere Effizienz gesenkt werden kann, bemisst sich der Leistungspreis am höchsten Leitungsbezug (Peak) eines Jahres. Durch Peak-Shaving wird versucht, diese Spitzen zu kappen und damit den Leistungspreis zu senken. In einer Analyse wurde auch der Betrieb von PRL und Peak Shaving in den Fokus genommen. Es zeigte sich für die analysierten Lastgänge, dass die Anwendung Peak Shaving derzeit aus wirtschaftlicher Sicht nur schwer mit dem PRL-Betrieb kombinieren lässt. Allerdings ist es möglich, dass Batteriespeicher auch heute sehr wirtschaftlich für einzelne, spezielle Lastgänge eingesetzt werden. Mit Blick in die Zukunft wurde gezeigt, dass schon bei einer Verringerung der Investitionskosten von 20% die Anwendung PRL und Peak Shaving bei bestimmten Lastprofilen mit einem Batteriespeicher wirtschaftlich betrieben werden kann. Da eine entsprechende Preissenkung schon in den kommenden Jahren zu erwarten ist, könnte die Anwendung Peak Shaving ab 2025 breite Anwendung finden. Auch in der Literatur wird die Anwendung in verschiedenen Studien als vielsprechende Möglichkeit für den Einsatz von Batteriespeichern gehandelt (Stephan et al. 2016; Englberger et al. 2019).

Zuschaltbare Lasten ("Nutzen statt Abregeln")

In Deutschland wurden im Jahr 2019 6,5 TWh Strom im Zuge von Einspeisemanagement-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt. Davon waren 78% auf onshore Windanlagen sowie 18% auf offshore Windanlagen zurückzuführen. Die Abregelung dieser Anlagen ist mit hohen Entschädigungen für die Anlagenbetreiber verbunden (2019: 1,06 Mrd. €), die über die Netzentgelte an die Endverbraucher umgeleitet werden. Das Instrument der zuschaltbaren Lasten bzw. "Nutzen statt Abregeln (NsA; §13 Abs. 6a EnWG) ist eine freiwillige Selbstverpflichtung die die BNetzA im Januar 2018 gegenüber den ÜNBs TenneT, Amprion und 50Hertz für bestimmte Regionen ("Netzausbaugebiet") getroffen hat. Um den massiven Abregelungen dort entgegenwirken zu können, ermöglicht es die NsA-Regelung KWK-Anlagenbetreibern ihre Anlage mit einer Einheit zur elektrischen Wärmeerzeugung nachzurüsten. Im Zuge eines Engpasses kann dann die Netz-Einspeiseleistung der KWK reduziert werden und zeitgleich den Netzbezug durch den elektrischen Wärmeerzeuger erhöht werden ohne die Wärmeversorgung zu beeinträchtigen. Bisher wurden mit KWK-Anlagen im Zuge der NsA-Regelung lediglich drei Verträge mit 140 MW Leistung geschlossen. Zusätzlich wurden 57 MW durch PtH-Anlagen unter Vertrag genommen. (BNetzA 2021b)

Auch in Bezug auf das HyReK-Konzept wäre es möglich, dass der Batteriespeicher für eine bestimmte Anwendung im Einsatz ist, wofür das zusätzliche PtH Modul zeitweise nicht genutzt wird. Dieses könnte gemäß der NsA-Regelung für Netzengpasssituationen genutzt und so netzdienlich eingesetzt werden. So kann Abregelung vermieden und die Effizienz des Energiesystems erhöht werden. Allerdings gilt diese Regelung nur bis zum 31.12.2023.

Anwendungsbereiche verschiedener Lithium-Ionen-Batteriezellchemien

Ergänzend zu der obigen Tabelle 8.1 werden hier nun zu den bereits besprochenen Zellchemien zentrale Anwendungen genannt.

- LCO (Lithium Cobalt Oxide) ist aufgrund seines hohen Sicherheitsrisikos für Anwendungen, in denen viele Zellen verschaltet werden (Elektromobilität und stationäre Anwendungen) weniger zu empfehlen.
- LMO hat, insbesondere bei erhöhter Temperatur, eine verminderte Zyklen-Stabilität und ist für auf viele Zyklenzahlen und lange Lebensdauern ausgelegte Systeme daher weniger zu empfehlen.
- NMC die Kombination der Übergangsmetalle Ni, Mn und Co macht die NMC Batterie mit ihrer hohen Spannung, hohen Kapazität zu einer der erfolgreichsten Batteriezellchemien. Sie in für Elektrofahrzeuge und stationäre Anwendungen gut geeignet.
- NCA (Lithium Nickel Cobalt Aluminium Oxide) wird in kleineren Geräten aber auch in Elektrofahrzeugen genutzt (Miao et al. 2019). Es bietet hohe Kapazitäten und ein gutes Hochleistungsverhalten, muss aber aufgrund der kritischen Zersetzungsreaktion bei hohen Spannungen und Temperaturen besonders vor Überladung und Überhitzung geschützt werden.
- LFP(Lithium Iron Phosphate) Batterien zeichnen sich durch ihre niedrigen Kosten und hohe Stabilität aus. Aufgrund der verringerten Zellspannung und elektrischen und ionischen Leitfähigkeit sind sie in Anwendungen, in denen über längere Zeiträume hohe Leistungen erbracht werden müssen, aktuell weniger zu empfehlen.Batterien zeichnen sich durch ihre niedrigen Kosten und hohe Stabilität aus. Aufgrund der verringerten Zellspannung und elektrischen und ionischen Leitfähigkeit sind sie in Anwendungen, in denen über längere Zeiträume hohe Leistungen erbracht werden müssen, aktuell weniger zu empfehlen.

Kombiniert werden die oben genannten Kathodenmaterialien meist mit einer Graphit Anode. Für Hochleistungsanwendungen und Anwendungen, in denen eine sehr hohe Sicherheit und Lebensdauer gefordert ist findet die Kombination mit LTO-Anoden Verwendung. Allerdings muss hier mit einer geringeren Kapazität und Spannung der Batterie vorliebgenommen werden.

B. Interviewleitfaden: Projekt HyReK2.0

B.1. Allgemeine Angaben:

Datum des Interviews:

Art und Ort des Interviews:

Beginn und Ende des Interviews

Name des/der Interviewers/in:

Name der/des Interviewten:

Funktion der/des Interviewten:

Akteurs-Bereich (Politik/Wissenschaft/Wirtschaft/Verwaltung):

Haupttätigkeit der/des Interviewten:

B.2 Einführungsphase

Begrüßung (5Min)

- Danksagung
- Vorstellung meiner Person
- Vorstellung des Forschungsvorhabens (optional) -> Kurzer Einführungstext schreiben:
 - HyReK2.0 ist seit 2018 ein BMWi gefördertes Projekt, das ein Hybridregelkraftwerk im Fokus stehen hat, welches in Bremen gebaut wurde.
 - Das HyReK-System besteht aus einem stationärem 18 MW Lithium-Ionen Batteriespeicher und einem Power-to-heat Modul und kann somit positive und negative Regelenergie liefern. Es koppelt ebenfalls die Sektoren Strom und (Fern)wärme.
 - Das Ziel des Projekts ist es, Betriebsstrategien und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die mit Blick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen betrachtet werden. Diese werden anhand ökonomischer, ökologischer und sozio-technischer Kriterien bewertet.
 - Das letztendliche Ziel des Projekts ist die Ableitung von Handlungsempfehlungen wie hybride Systeme gefördert und weiterentwickelt werden können.
- Ziel des Fragebogens (nicht zu viel vorwegnehmen)
 - Unterstützend des Projektgedankens zum Ableiten von Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger.

<u>Klärung:</u>

- Einverständnis zur Aufnahme des Interviews / Unterzeichnung des zuvor versendeten ADVVs
- Recht jederzeit zurückzutreten
- Zeit ?
- Haben Sie Rückfragen zu dem Interview?

Weiteres Vorgehen:

- Leitfadengestützt
- zwei Themenfelder mit verschiedenen Fragen

B.3. Aufwärmphase (6 Min)

Zur Person

Frage		Zusatzfrage	Beispiel / Zusatz
1.	Was ist ihr beruflicher Hinter- grund		
2.	Wie würden sie ihre jetzige Tätigkeit beschreiben?	Was hat Sie dazu bewogen dort anzufangen?	

Sehr interessant. Kommen wir nun zum Hauptteil des Interviews, welcher in zwei Bereiche aufgeteilt ist. Ich werde Sie entsprechend der Fragen leiten.

B.4. Hauptteil

Rückblickend betrachtet, befindet sich das deutsche Energiesystem seit mehreren Jahren im Wandel, welcher auch oft Energiewende genannt wird.

Themenbereich1: Der Kontext der Energiewende und die Rolle von Energiespeichern (10Min)

Frage		Unterfrage	Beispiel / Zusatz
3.	Wenn Sie an die deutsche Energiewende denken, was zeichnet diese für Sie persön- lich aus?		
4.	Wie erfolgreich war Ihrer Ein- schätzung nach bisher die Energiewende?	Was hat dazu beigetragen, dass es gut funktioniert oder eher weniger gut?	
5.	Welche Anstrengungen müssen aus Ihrer Sicht intensiviert werden?	Welche Rolle spielt für Sie die Sektorenkopplung im Rah- men der Energiewende? Welcher Sektor erscheint für Sie zukünftig der Wichtigste zu sein und warum?	Mobilität, Wärme, Strom, Industrielle Anwendungen
6.	Wie relevant erachten Sie Energiespeicher im Rahmen der Energiewende und wa- rum?	7. Wozu tragen diese bei?	Netzdienlichkeit (Vermei- dung Ausbau) Systemdienlichkeit (Regel- leistung) Lokale Flexibilisierungspo- tenziale nutzen

8.

Überleitung

Vielen Dank für ihre bisherigen Einschätzungen! Ich würde nun gerne über den Primärregelleistungsmarkt als Vermarktungsmöglichkeit für Batteriespeicher in Deutschland mit Ihnen sprechen.

Themenbereich 2: Hybride Batteriespeichersysteme auf dem Primärregelleistungsmarkt (25Min)

Frage		Zusatzfrage	Beispiel / Zusatz
9.	Wenn Sie auf die EntwicklungendesPrimärregelungsleistungs-	Welche war eine sehr ein- schneidende Änderung aus	PQ Anforderungen
	markts zurückblicken: Welche Veränderungen haben sie in den	Ihrer Sicht?	Batteriespeicher
	letzten Jahren wahrgenommen?		Vergütung PRL
10.	Wie schätzen Sie dabei die Aus- wirkungen des vermehrten Ein- satzes und der Präqualifizierung von stationären Batteriespeicher- systemen ein?		Beispiel anhand der Zu- wachsrate BESS
11.	Was hat Sie bewogen ein Hybrid-	Optional:	
	regelkraftwerk zu errichten?	Inwieweit können hybride Batteriespeichersysteme eine tragende Rolle spielen?	
11a	. Welche Aspekte waren Ihnen da- bei besonders wichtig?		Technische, ökonomi- sche, ökologische, re- gulatorische,
			Sozial/gesellschaftliche
11b	. Welche Hindernisse traten dabei auf oder bestehen gegenwärtig immer noch?		
12.	Können Sie sich auch vorstellen, an anderen Orten ein HyReK um- zusetzen?		
13.	Was würden Sie dann anders ma- chen?		
14.	Wer gehört zu den Akteuren, mit denen Sie im Rahmen der Umset- zung oder des Betriebes des		

	HyReKs zusammenarbeiten/zu- sammengearbeitet haben?	
15.	Welcher dieser Beteiligten hat Einfluss auf Ihre Entscheidungen bei der Umsetzung und beim Be- trieb des Systems?	Welcher ist Ihrer Meinung nach der einflussreichste Be- teiligte?
16.	In welcher Form haben die rele- vanten Beteiligten dazu beitra- gen?	
17.	Wer kann Ihrer Meinung nach zu- künftige Trends bezüglich der Umsetzung hybrider Batteriespei- chersysteme setzen?	Wie stehen Sie zu dieser Insti- tution in Verbindung?
18.	Hat es in der letzten Zeit Änderun- gen in der Konstellation der Betei- ligten gegeben?	Sind z.B. neue Beteiligte/Inte- ressengruppen hinzugekom- men?

Ich bedanke mich für die ausführlichen Antworten. Zum Abschluss des Hauptteils würde ich gerne noch zwei Fragen zur Perspektive hybrider Batteriespeichersysteme und der Energiewende stellen.

Frage	Zusatzfrage	Beispiel / Zusatz
19. Welche zukünftigen Entwicklun- gen würden Sie sich für die Ener- giewende wünschen?	Mit Blick auf PRL? Mit Blick auf Sektorenkopplung allgemein.	
20. Welche Entwicklungen erwarten Sie in den nächsten Jahren?	Mit Blick auf Energiewende allge- mein	
	Mit Blick auf hybride Batterie- speicher speziell?	

Einen herzlichen Dank. Ich würde gerne nun zum Abschluss unseres Gesprächs kommen.

B.5. Abschluss (5 Min)

Frage	Zusatzfrage	Beispiel / Zusatz
21. Möchten sie etwas, was Sie erwähnt ha- ben, nochmals unterstreichen?		
22. Möchten sie etwas anfügen, was für Sie von Bedeutung ist, ich aber nicht gefragt habe?		

23.	Haben Sie noch Fragen an mich?
24.	Wären Sie an dem Projektendbericht in- teressiert?
25.	Möchten Sie über den Fortgang des Pro- jektes (über E-Mail) informiert werden?
26.	Einwilligungserklärung
27.	Einverständnis für nochmalige Kontaktie- rung bei Rückfragen
28.	Dank und Verabschiedung